



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

**ESTIMACIÓN DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE INYECCIÓN  
ALTERNADA DE VAPOR, MEDIANTE MODELOS ESTADÍSTICOS EN LA  
ARENA R3 YACIMIENTO MFB-205, DEL CAMPO BARE, DISTRITO SAN  
TOMÉ**

**REALIZADO POR:**

**YOSHIR CAROLINA LEAL MIRELLI**

**Trabajo Especial De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar  
Al Título De:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

Maturín, Julio del 2010.



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

**ESTIMACIÓN DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE INYECCIÓN  
ALTERNADA DE VAPOR, MEDIANTE MODELOS ESTADÍSTICOS EN LA  
ARENA R3 YACIMIENTO MFB-205, DEL CAMPO BARE, DISTRITO SAN  
TOMÉ**

**REALIZADO POR:**

**YOSHIR CAROLINA LEAL MIRELLI  
C.I. 14.577.301**

**REVISADO POR:**

---

**Ing. Miguel Flores  
Asesor Académico**

---

**Ing. Carlos Díaz  
Asesor Industrial**

Maturín, Julio del 2010.



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

**ESTIMACIÓN DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE INYECCIÓN  
ALTERNADA DE VAPOR, MEDIANTE MODELOS ESTADÍSTICOS EN LA  
ARENA R3 YACIMIENTO MFB-205, DEL CAMPO BARE, DISTRITO SAN  
TOMÉ**

**REALIZADO POR:**

**YOSHIR CAROLINA LEAL MIRELLI**

**C.I. 14.577.301**

**APROBADO POR:**

---

**Ing. Ceres Luigi  
Jurado Principal**

---

**Ing. Luis Castillo  
Jurado Principal**

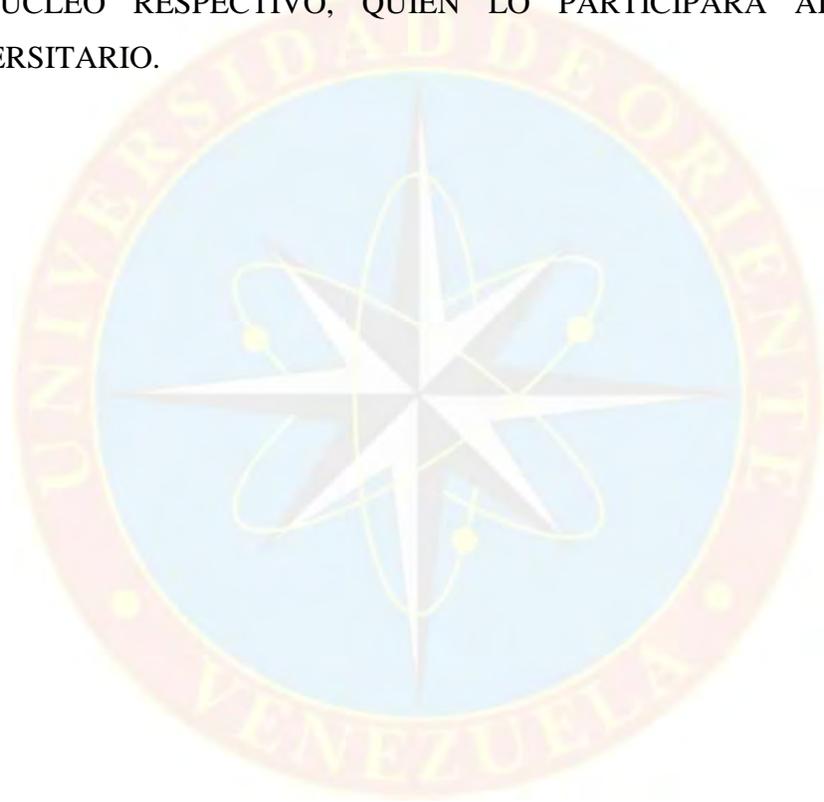
---

**Ing. Miguel Flores  
Asesor Académico**

Maturín, Julio del 2010.

## **RESOLUCIÓN**

LOS TRABAJOS DE GRADO DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO.



## DEDICATORIA

*Existe un pedazo de mi vida, que se ha ido y no terminó de ver la culminación de esta meta, que también era suya... pero vive en mi memoria como el mejor cómplice que he tenido lleno de amor incondicional, con todo mi amor dedico mi esfuerzo a mi hermano Luisito...*

*Yosfir Leal.*



## AGRADECIMIENTOS

*ℳ* Dios Todopoderoso, por ser mi compañero fiel cada día de mi vida.

*ℳ* mi madre Marina, por toda su comprensión, apoyo y amor incondicional. Tu ejemplo de mujer luchadora, sin descanso por tus hijos, y tu amor sin límite me han guiado siempre... todo mi amor es tuyo.

*ℳ* mi familia, mi hermano Gustavo, mi cuñada Betty, mis Ti@s Pomponio, Maiva, Miriona, Yeli, Cora, Jesús, Lingo, Aura, Reina y Miriam, mis primas Yolimar y Mirling. Gracias por siempre estar pendiente de mí, a mis sobrin@s, Allan y Alanis que con sólo existir llenan mi vida de alegría, los quiero mucho.

*ℳ* mi segunda familia, Decy, Sonia (mi eficiente secretaria), Mitchell, Maholys, Sebastián y Viky. Dios me bendijo con ustedes, no tengo palabras para agradecerles tanto cariño...

*ℳ* Al personal de la Gerencia de Yacimientos Extrapesado del Distrito San Tomé.

*ℳ* mis Asesores, Ing. Miguel Flores y el Ing. Carlos Díaz, por la colaboración en la realización de mi trabajo de grado. Un especial agradecimiento a mi co-asesora, Ing. Irene Centeno, gracias por compartir tus conocimientos...

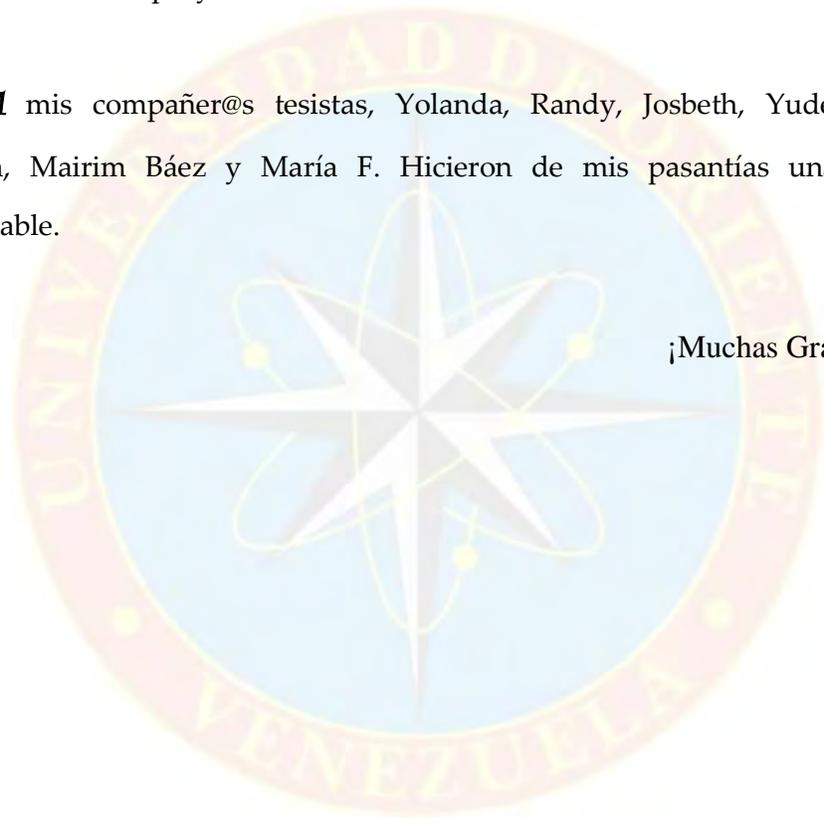
*ℳ* una persona especial, le agradezco por su ayuda, por sus consejos y por su amor. ¡Gracias Fabián!

*À* Carlos, Andreina y la Sra. Carmen, por abrirme las puertas de su casa.

*À* mis amig@s, los de Maracay, Gleinny, Orieta, Ema, Lili, Nathaly, Jorge, Yesenia, Bella y Giova, los orientales, Diana, Darly, Segre, Jean, Chuo, Ildemar y a todos los que falte nombrar... Muchas Gracias por su grano de arena en la realización de este proyecto.

*À* mis compañer@s tesistas, Yolanda, Randy, Josbeth, Yudeisy, Patricia, Mairim, Mairim Báez y María F. Hicieron de mis pasantías una experiencia inolvidable.

¡Muchas Gracias a Todos!  
*Yoshir Leaf*

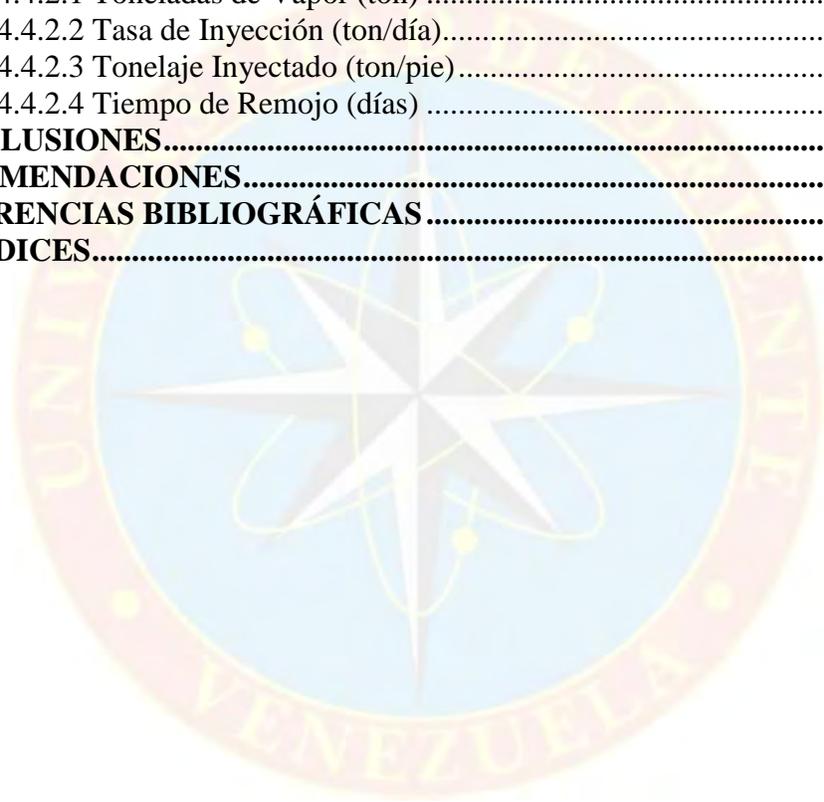


# ÍNDICE

<b>RESOLUCIÓN</b> .....	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>viii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>xi</b>
<b>LISTA DE GRÁFICAS</b> .....	<b>xii</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>xiv</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>xv</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>3</b>
<b>EL PROBLEMA</b> .....	<b>3</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	4
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>6</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>6</b>
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	7
2.2.1 Distrito San Tomé.....	7
2.2.2 Área Tradicional de Crudos Pesado.....	7
2.2.3 Cuadrángulo Bare.....	8
2.2.4 Características del Área en Estudio.....	9
2.2.4.1 Límites del Yacimiento.....	10
2.2.4.2 Estructura del Yacimiento.....	10
2.2.4.3 Aspecto Geológico.....	10
2.2.4.4 Ambiente de Sedimentación.....	10
2.2.4.5 Estratigrafía.....	11
2.2.4.6 Mecanismos de Producción.....	11
2.2.4.7 Información General del Yacimiento en Estudio.....	11
2.3 BASES TEÓRICAS.....	13
2.3.1 Recuperación Térmica.....	13
2.3.2 Inyección de Vapor.....	13
2.3.3 Inyección Alternada o Cíclica de Vapor (IAV).....	14
2.3.3.1 Criterios de Selección de IAV.....	16
2.3.3.2 Factores que Afectan la Inyección Alternada de Vapor.....	17
2.3.4 Declinación de Producción.....	20
2.3.4.1 Tipos de Declinación.....	21

2.3.4.2	Curvas de Declinación de Producción.....	23
2.3.4.3	Curva de Declinación Exponencial.....	23
2.3.5	Pozo Modelo Estadístico .....	24
2.3.6	Modelo de Tendencia Exponencial .....	25
2.3.7	Análisis de Regresión Lineal.....	25
2.4	DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS .....	25
<b>CAPÍTULO III</b>	<b>.....</b>	<b>28</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO</b>	<b>.....</b>	<b>28</b>
3.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	28
3.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	28
3.3	POBLACIÓN Y MUESTRA .....	29
3.4	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	29
3.4.1	Clasificación de los Pozos Sometidos al Proceso de Inyección Alternada de Vapor .....	29
3.4.2	Selección de los Grupos de Pozos por Muestreo Estadístico .....	30
3.4.3	Aplicación de la Técnica de Análisis de Regresión a los Grupos de Pozos Seleccionados .....	31
3.4.3.1	Sincronización de los Datos de Producción.....	31
3.4.3.2	Elaboración de Gráficos Estadísticos .....	32
3.4.3.3	Aplicación de Modelos Estadísticos .....	33
3.4.4	Establecimiento de las Condiciones Óptimas de Inyección Alternada de Vapor.....	33
3.5	INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	34
3.5.1	Instrumentos .....	34
3.5.1.1	Carpetas de Pozos .....	34
3.5.1.2	SIMDE (Carpeta Digital de Pozos) .....	34
3.5.1.3	OFM (Oil Field Manager).....	35
3.5.1.4	Centinela (Base de Datos de PDVSA).....	35
3.5.2	Técnicas .....	35
3.6	RECURSOS .....	36
3.6.1	Recursos Humanos y Financieros .....	36
3.6.2	Recursos Materiales y Bibliográficos.....	36
3.6.3	Tecnológicos (Software y Programas) .....	37
<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>.....</b>	<b>38</b>
<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>.....</b>	<b>38</b>
4.1	CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS SOMETIDOS AL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR .....	38
4.2	SELECCIÓN DE LOS GRUPOS DE POZOS POR MUESTREO ESTADÍSTICO.....	42
4.3	APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE REGRESIÓN A LOS GRUPOS DE POZOS SELECCIONADOS.....	48
4.3.1	Sincronización de los Datos de Producción .....	48
4.3.2	Elaboración de Gráficos Estadísticos .....	50

4.3.3 Aplicación de Modelos Estadísticos.....	51
4.4 ESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR .....	53
4.4.1 Pozos Verticales y Desviados, I y II ciclo .....	53
4.4.1.1 Toneladas de Vapor (ton) .....	53
4.4.1.2 Tasa de Inyección (ton/día).....	57
4.4.1.3 Tonelaje Inyectado (ton/pie).....	61
4.4.1.4 Tiempo de Remojo (días) .....	64
4.4.2 Pozos Horizontales, I y II Ciclo .....	68
4.4.2.1 Toneladas de Vapor (ton) .....	68
4.4.2.2 Tasa de Inyección (ton/día).....	71
4.4.2.3 Tonelaje Inyectado (ton/pie).....	75
4.4.2.4 Tiempo de Remojo (días) .....	78
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>82</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>84</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>85</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>87</b>



## LISTA DE FIGURAS

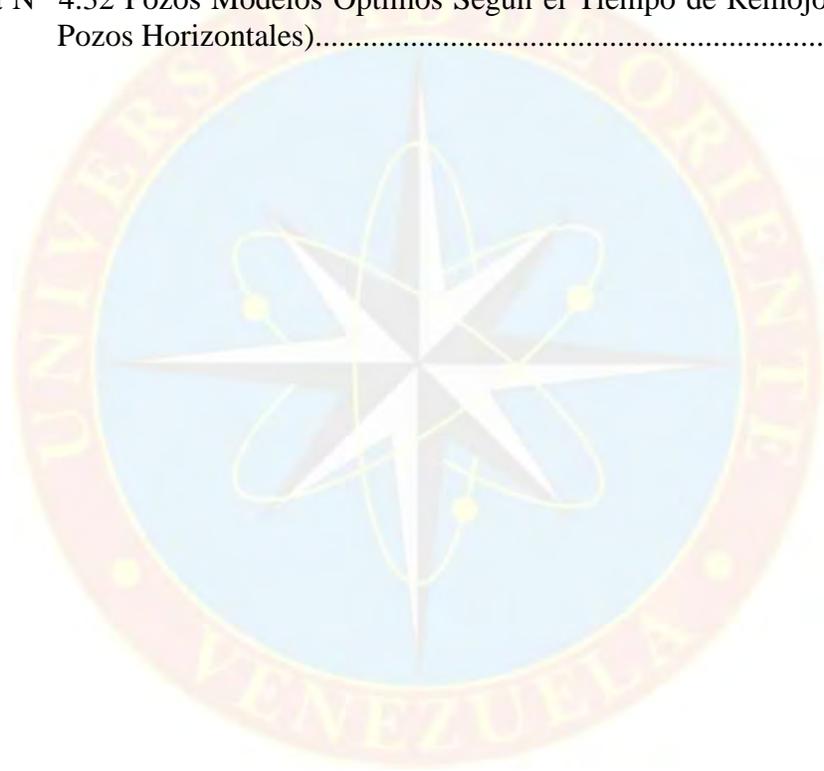
Figura N° 2.1 Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé .....	7
Figura N° 2.2 Ubicación Geográfica del Cuadrángulo Bare .....	9
Figura N° 2.3 Delimitación del Yacimiento MFB-205.....	9
Figura N° 2.4 Esquema del Proceso de IAV.....	15
Figura N° 4.2. Resultado de la Clasificación de los Pozos Verticales y Desviados....	47



## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica N° 4.1 Pozos Completados en el Yacimiento MFB-205, Arena R3 .....	38
Gráfica N° 4.2 Ciclos de IAV en los Pozos del Yacimiento MFB-205, Arena R3.....	40
Gráfica N° 4.3 Período Representativo del Pozo MFB-205 .....	48
Gráfica N° 4.4 Declinación Suavizada del Pozo MFB-205.....	49
Gráfica N° 4.5 Comportamiento de Producción (qo vs t) del Período Representativo de los Pozos del Grupo 1 .....	50
Gráfica N° 4.6 Regresión Lineal del Pozo Promedio del Grupo 1 .....	51
Gráfica N° 4.7 Pozo Modelo del Grupo 1.....	52
Gráfica N° 4.8 Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según las Toneladas de Vapor .....	54
Gráfica N° 4.9 Toneladas Inyectadas Vs. Tasa de Petróleo en Caliente (I Ciclo, Pozos Verticales y Desviados).....	55
Gráfica N° 4.10 Pozos Modelos Óptimos Según las Toneladas de Vapor (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados) .....	57
Gráfica N° 4.11 Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según la Tasa de Inyección .	58
Gráfica N° 4.12 Potencial Adicional Vs Declinación en Modelos según Tasa de Inyección. (I y II Ciclo de Pozos Verticales y Desviados).....	60
Gráfica N° 4.13 Pozos Modelos Óptimos Según la Tasa de Inyección. (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados) .....	61
Gráfica N° 4.14 Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según el Tonelaje Inyectado	62
Gráfica N° 4.15 Potencial Adicional Vs Declinación en Modelos según Tonelaje Inyectado. (I y II Ciclo de Pozos Verticales y Desviados).....	63
Gráfica N° 4.16 Pozos Modelos Óptimos Según el Tonelaje Inyectado (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados) .....	64
Gráfica N° 4.17 Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según el Tiempo de Remojo	65
Gráfica N° 4.18 Potencial Adicional Vs Días de Remojo. (I y II Ciclo Pozos Verticales y Desviados).....	66
Gráfica N° 4.19 Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos Según el Tiempo de Remojo. (I y II Ciclo de Pozos Verticales y Desviados) .....	67
Gráfica N° 4.20 Pozos Modelos Óptimos Según el Tiempo de Remojo (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados) .....	67
Gráfica N° 4.21 Pozos Modelos Horizontales Según las Toneladas de Vapor.....	68
Gráfica N° 4.22 Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos Según las Toneladas de Vapor (I y II Ciclo de Pozos Horizontales).....	70
Gráfica N° 4.23 Pozos Modelos Óptimos Según las Toneladas de Vapor (I y II Ciclo, Pozos Horizontales).....	71
Gráfica N° 4.24 Pozos Modelos Horizontales Según la Tasa de Inyección .....	72
Gráfica N° 4.25 Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos Según la Tasa de Inyección (I y II Ciclo de Pozos Horizontales).....	74

Gráfica N° 4.26 Pozos Modelos Óptimos Según la Tasa de Inyección (I y II Ciclo, Pozos Horizontales).....	74
Gráfica N° 4.27 Pozos Modelos Horizontales Según el Tonelaje Inyectado.....	75
Gráfica N° 4.28 Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos Según el Tonelaje Inyectado (I y II Ciclo de Pozos Horizontales).....	77
Gráfica N° 4.29 Pozos Modelos Óptimos Según el Tonelaje Inyectado (I y II Ciclo, Pozos Horizontales).....	78
Gráfica N° 4.30 Pozos Modelos Horizontales Según el Tiempo de Remojo .....	79
Gráfica N° 4.31 Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos Según el Tiempo de Remojo (I y II Ciclo de Pozos Horizontales).....	79
Gráfica N° 4.32 Pozos Modelos Óptimos Según el Tiempo de Remojo (I y II Ciclo, Pozos Horizontales).....	81



## LISTA DE TABLAS

Tabla N° 4.1. Pozos Inyectados con Vapor Durante el Período 1994-2008. ....	39
Tabla N° 4.2 Clasificación de los Pozos Según la Geometría y Ciclo de Inyección ..	40
Tabla N° 4.3 Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo de IAV .....	42
Tabla N° 4.4 Grupos de Pozos por Toneladas Inyectadas .....	43
Tabla N° 4.5. Grupos de Pozos por Tasa de Inyección.....	43
Tabla N° 4.6. Grupos de Pozos por Tonelaje Inyectado.....	44
Tabla N° 4.7. Grupos de Pozos por Tiempo de Remojo.....	44
Figura N° 4.1. Resultado de la Clasificación de los Pozos Horizontales.....	46
Tabla N° 4.8. Grupos de Pozos por Geometría, Parámetro en Estudio y Ciclo.....	47
Tabla N° 4.9 Data de Producción Sincronizada de Pozos Verticales y Desviados, I Ciclo con Toneladas Inyectadas entre 1300 y 2900 ton (Grupo 1).....	49
Tabla N° 4.10 Resultado del Cálculo del Pozo Modelo 1 .....	52
Tabla N° 4.11 Resultado del Cálculo de la Declinación Mensual Efectiva.....	53
Tabla N° 4.12 Potencial Adicional en Pozos V-D agrupados por Toneladas de Vapor .....	54
Tabla N° 4.13 Potencial Adicional en Pozos V-D Agrupados por Tasa de Inyección	58
Tabla N° 4.14 Potencial Adicional en Pozos V-D Agrupados por Tonelaje Inyectado .....	62
Tabla N° 4.15 Potencial Adicional en Pozos V-D Agrupados por Tiempo de Remojo .....	65
Tabla N° 4.16 Potencial Adicional en Pozos H. Agrupados por Toneladas de Vapor	69
Tabla N° 4.17 Potencial Adicional en Pozos H. Agrupados por Tasa de Inyección ..	72
Tabla N° 4.18 Potencial Adicional en Pozos H. Agrupados por Tonelaje Inyectado.	76
Tabla N° 4.19 Potencial Adicional en Pozos H. Agrupados por Tiempo de Remojo	80



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

## **RESUMEN**

### **ESTIMACIÓN DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR, MEDIANTE MODELOS ESTADÍSTICOS EN LA ARENA R3 YACIMIENTO MFB-205, DEL CAMPO BARE, DISTRITO SAN TOMÉ**

**Realizado por:  
Yoshir C. Leal M.  
C.I. 14.577.301  
Julio 2010**

**Asesores:  
Ing. Miguel Flores  
Ing. Carlos Díaz**

El presente estudio consistió en estimar las condiciones óptimas de inyección alternada de vapor mediante el análisis de los resultados de dicho proceso en el Yacimiento MFB-205 arena R3 del Campo Bare durante el período 1994-2008, empleando metodología estadística para así validar los resultados obtenidos. Inicialmente se clasificaron los pozos por geometría y ciclo, luego se formaron grupos mediante muestreo no probabilístico, resultando 55 grupos separados en pozos verticales – desviados y pozos horizontales, Se realizó un análisis de regresión exponencial en cada grupo, por medio del cual además de predecir el comportamiento de producción de los pozos estimulados, se pudo determinar la declinación del grupo y generar pozos modelos. Las condiciones óptimas de operación durante la inyección, referente a: toneladas de vapor inyectadas, tasa de inyección (toneladas por día), tonelaje inyectado (toneladas por pie de arena) y finalmente tiempo de remojo, se estimaron analizando el resultado de declinación de los pozos modelos en función a su respuesta de producción. Se concluyó que para pozos verticales y desviados las toneladas óptimas de vapor corresponden al rango entre  $2000 < \text{Ton} < 2500$ , tasa de inyección entre  $250 < \text{Ton/día} < 456$ , tonelaje inyectado entre  $63 < \text{ton/pie} < 72$  y de 4 a 7 días de remojo. En los pozos horizontales, toneladas de vapor entre  $5170 < \text{ton} < 6800$ , tasa de inyección entre  $360 < \text{ton/día} < 420$ , tonelaje inyectado entre  $2,01 < \text{ton/pie} < 3,15$  y tiempo de remojo de 6 a 13 días.

## INTRODUCCIÓN

En Venezuela las mayores reservas de hidrocarburos que existen para enfrentar las demandas del futuro son de crudos pesado y extrapesado, todo esto sumado a las interesantes expectativas que ha generado la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco, siendo la reserva más grande del mundo con 270 millardos de barriles de crudo extrapesado que la convierte en el área de negocio más prospectiva de la industria.

Es bien sabido que el recobro del petróleo pesado y extrapesado se ubica por debajo de 15%, por la escasa movilidad que tienen estos crudos bajo las condiciones originales de almacenamiento en el reservorio. Para recuperar un alto porcentaje de los mismos es necesario ayudarlos, siempre y cuando resulte económicamente rentable a la empresa. Por esta razón, Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), específicamente la Unidad de Extrapeso, Distrito San tomé de la Gerencia de Exploración y Producción de la División Faja, estudia y evalúa la implantación de técnicas de recuperación térmica de crudo al yacimiento, como la inyección de vapor, principalmente inyección alternada (IAV). Esta consiste básicamente en inyectar vapor en pozos de petróleo durante un determinado tiempo, seguido por un período corto de cierre o remojo, para finalizar con la puesta en producción del mismo, obteniendo un aumento en la tasa de producción, que luego declinará a la tasa de producción original. El efecto principal de esta inyección es reducir la viscosidad y aumentar la producción de petróleo.

Sin embargo, hoy por hoy se están generando fallas con la efectividad de dicho proceso, específicamente en algunos pozos de la arena R3 yacimiento MFB-205 del Campo Bare, perteneciente al Distrito San Tomé. Por todo lo antes expuesto, el estudio y la evaluación de dicho proceso resultan de gran importancia, ya que

permitirá estimar los parámetros óptimos necesarios para una mejor definición y control del proceso de inyección, así como también optimizar dicho proceso y generar nuevos planes de explotación que contribuyan a incrementar el recobro de hidrocarburo en el yacimiento. Se estudiarán los ciclos de inyección en los pozos del mencionado yacimiento durante los años 1994-2008 mediante el modelo estadístico de regresión lineal simple que permitirá estimar los parámetros afectados, como lo son las toneladas de vapor inyectadas, el tiempo de remojo y el tiempo de inyección.



# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La empresa Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Gerencia de Exploración y Producción de la División Faja, a través de la Gerencia de Yacimientos, es la responsable de mejorar las estrategias de explotación de sus campos para aumentar la producción e ingresos de la nación, para esto se requiere de la planificación y evaluación de una serie de actividades que contribuyan con la generación de potencial.

El Distrito San Tomé, ubicado al Sur del Estado Anzoátegui es rico en yacimientos petrolíferos productores principalmente de crudos pesados y extrapesados. Por consiguiente, presentan bajos porcentajes en el factor de recobro primario; lo cual originó la necesidad de la aplicación de métodos de recuperación mejorada para la extracción de dicho crudo. Por todo lo antes expuesto y en virtud de poder aumentar el factor de recobro, en el año 1994 se inicia la inyección alternada de vapor (IAV) en la arena R3 yacimiento MFB-205; sin embargo, los programas de inyección aplicados no siguen un rango en los parámetros involucrados en el proceso, como son las toneladas de vapor inyectadas, el tiempo de inyección y el tiempo de remojo.

Por consiguiente, se ha generado incertidumbre en cuanto a los valores óptimos para cada uno de los parámetros durante la inyección, y es aquí donde el estudio y la evaluación de el proceso resultan de gran importancia, debido a que permite una mejor definición, control y optimización del mismo.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo General**

Estimar las condiciones óptimas de Inyección Alternada de Vapor, mediante modelos estadísticos en la Arena R3 Yacimiento MFB-205, del Campo Bare, Distrito San Tomé.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

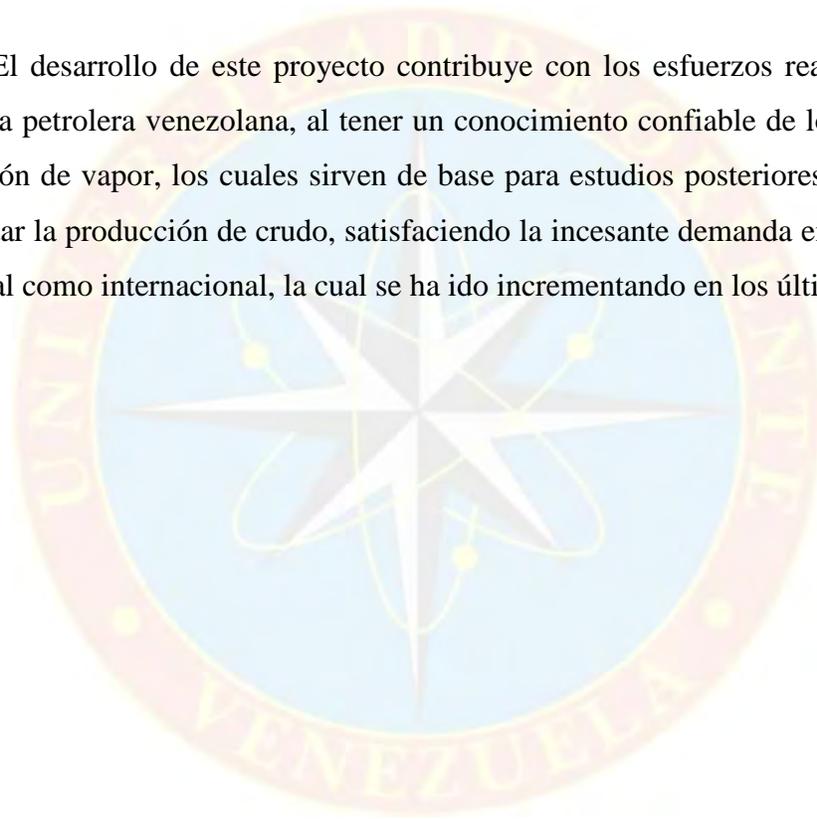
- ✓ Clasificar los pozos sometidos a inyección alternada de vapor de acuerdo a su geometría, números de ciclo de inyección, toneladas de vapor inyectadas, tiempo de inyección y tiempo de remojo.
- ✓ Seleccionar grupos de pozos por muestreo no probabilístico de acuerdo a los parámetros en estudio.
- ✓ Aplicar modelo estadístico de análisis de regresión a los grupos de pozos seleccionados.
- ✓ Establecer las condiciones óptimas de inyección alternada de vapor en los pozos de la arena R3 yacimiento MFB-205.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN**

La importancia de esta investigación radica en la necesidad de estudiar, evaluar y analizar uno de los métodos más efectivos para aumentar la productividad, especialmente en áreas de crudos pesados y extrapesados, como es el proceso de inyección alternada de vapor. Dicho estudio se aplicó específicamente en la arena R3

yacimiento MFB-205, con la finalidad de obtener un conocimiento aproximado del comportamiento de dicho proceso y de los parámetros involucrados. De igual manera se estimaron los parámetros óptimos para IAV, a partir de los cuales se mejorará la planificación de futuros procesos, así como la elaboración de planes de explotación que permitirán una recuperación confiable y rentable de las reservas acelerando la producción del campo.

El desarrollo de este proyecto contribuye con los esfuerzos realizados por la empresa petrolera venezolana, al tener un conocimiento confiable de los procesos de inyección de vapor, los cuales sirven de base para estudios posteriores que permitan aumentar la producción de crudo, satisfaciendo la incesante demanda energética tanto nacional como internacional, la cual se ha ido incrementando en los últimos años.



## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 ANTECEDENTES

**Bello, C. (2004)**, en su investigación titulada: “Evaluación de los resultados de la Inyección Alternada de Vapor en el Yacimiento MFB-53 U1,3 perteneciente al Campo Bare, durante el período 2000-2002”, realizó un modelo conceptual de un pozo vertical mediante el simulador térmico STARS a través del cual se hicieron predicciones de la evolución de la tasa de producción post-estimulación variando parámetros de inyección como: presión de inyección, toneladas de vapor inyectadas y tiempo de remojo. Estudio que concluyó que los rangos óptimos fueron: presión de inyección entre 1.400 y 1.500 Lpca, toneladas de vapor entre 250 y 300 y un tiempo de remojo entre 10 y 15 días. <sup>(1)</sup>

**Córdova, E. (2005)**, realizó una evaluación del proceso de Inyección Alternada de Vapor aplicado en el yacimiento SS,T MM 412 perteneciente al Campo Melones de la Unidad de Explotación de Yacimientos (U.E.Y) Pesado Oeste, ubicado en el Distrito San Tomé, durante los años 1998-2004, donde verificó las propiedades físicas del yacimiento y la interacción roca-fluido en el área de los pozos seleccionados. También estudió el efecto de la IAV en las adyacencias de los pozos inyectores y los posibles efectos en los pozos vecinos, además estimó el comportamiento de producción futuro de los pozos sometidos a procesos de IAV, por medio de la aplicación de análisis de declinación y modelos de simulación numérica, determinando las condiciones de inyección: 7 días de inyección, 2.000 toneladas de vapor, 5 días de remojo, calidad de vapor mayor a 80% en los pozos horizontales. <sup>(2)</sup>

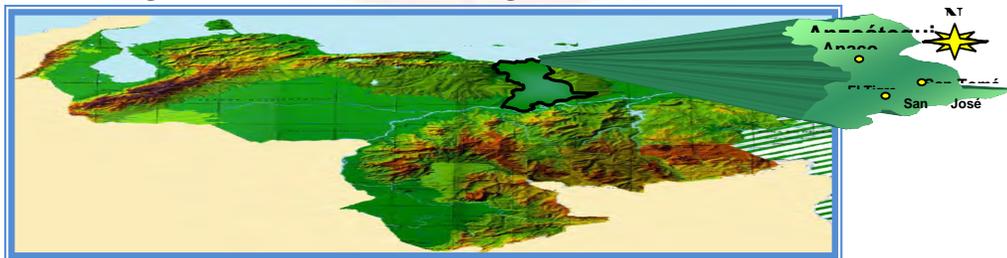
## 2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

### 2.2.1 Distrito San Tomé

El Distrito San Tomé tiene un área aproximada de 24.000 km<sup>2</sup> comprendiendo la mayor parte del Sur de los estados: Anzoátegui y Guárico y se extiende hasta Casma-Soledad en el estado Monagas. Este distrito está ubicado específicamente en el centro de La Mesa de Guanipa (Zona Sur de Estado Anzoátegui) y es responsable de las áreas Ayacucho y Boyacá de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Este distrito es un área extensa que se caracteriza por tener pozos medianamente profundos de hasta catorce mil pie (14.000 pie) en el área tradicional y pozos someros hasta dos mil quinientos pie (2.500 pie), en el área de la Faja del Orinoco. Los campos Arecuna y Bare tienen como característica, zonas agotadas con valores de presiones y temperaturas iniciales tomadas en la etapa de producción en frío que oscilan en el rango de 1.200-1.400 lpc y 130-150 °F respectivamente. Es de hacer resaltar que este distrito fue una de las áreas de mayor actividad en el pasado, siendo sometida a largos períodos de producción o de bajo gradiente de presiones, que generan áreas con alto potencial de pérdidas de circulación. En esta zona existe un alto porcentaje de perforaciones direccionales y horizontales.

**Figura N° 2.1 Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé**



**Fuente: Gerencia de Exploración y Producción de la División Faja, PDVSA**  
**2.2.2 Área Tradicional de Crudos Pesado**

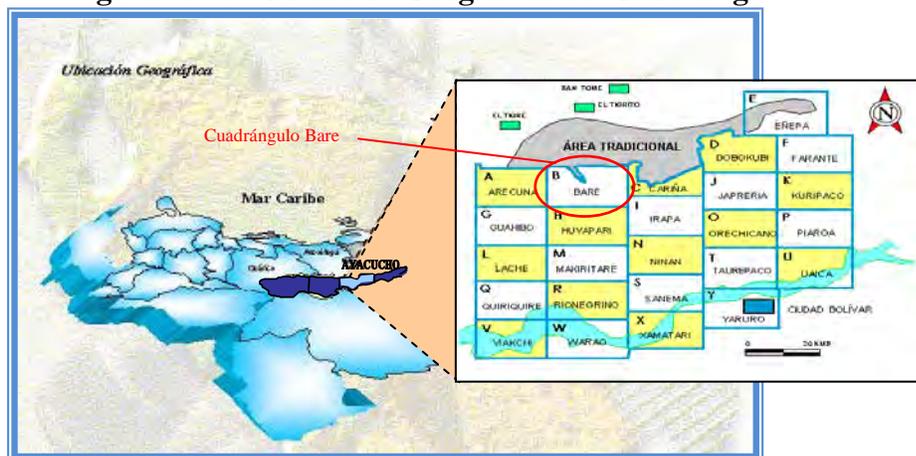
El área tradicional de crudos pesados de San Tomé, está ubicada al Norte del área Ayacucho, dicha área está conformada por los campos: Melones Oeste, Melones Central, Merey, Miga, Oveja, Oleos, Cariña, Ostra, Oca, Lejos, Yopales Sur y Bare. Posee características estratigráficas, estructurales y de acumulación de hidrocarburos similares a las del área mayor de Oficina, las cuales se continúan también hacia el Sur en el área Ayacucho. El buzamiento regional es de 2 a 3 grados hacia el Norte y aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca. Existen en esta zona algunas estructuras pequeñas, pero lo que realmente controla las acumulaciones de hidrocarburos es la presencia de tres sistemas de fallas normales, dos de ellas de mayor desplazamiento con rumbos aproximadamente paralelos al eje de la cuenca en direcciones Este-Oeste y Noreste-Suroeste.

### **2.2.3 Cuadrángulo Bare**

El cuadrángulo Bare se ubica en el sector Nor-Occidental del área de Ayacucho, en la Faja Petrolífera del Orinoco, posee una extensión de 452 km<sup>2</sup> que abarca parte de los municipios Miranda y Simón Rodríguez del estado Anzoátegui. Limita al Norte con los campos Miga y Yopales Sur, al Este con el cuadrángulo Cariña e Irapa y al Oeste con el cuadrángulo Arecuna.

La secuencia sedimentaria presente en el área se inicia con las arenas de la Formación Merecure depositadas discordante sobre el basamento Ígneo-Metamórfico del Escudo de Guayana. Estas arenas representan una secuencia de canales apilados sobre una planicie deltaica superior. Suprayace a Merecure sigue una secuencia alternante de areniscas no consolidadas, lutitas, limolitas y lignitos pertenecientes a la Formación Oficina, depositados en ambientes deltaicos y marinos someros. En el cuadrángulo Bare se encuentran siete trampas de tipo estructural-estratigráfica, las cuales son MFB-5, MFB-8, MFB-15, MFB-16, MFB-24, MFB-31 y MFB-32.

**Figura N° 2.2 Ubicación Geográfica del Cuadrángulo Bare**

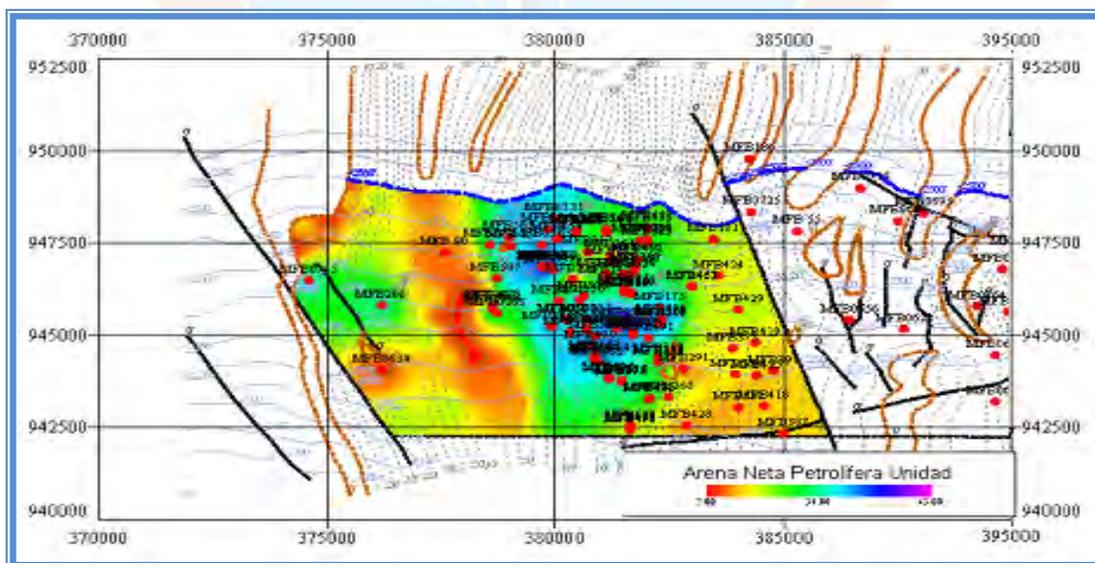


Fuente: Gerencia de Exploración y Producción de la División Faja, PDVSA

### 2.2.4 Características del Área en Estudio

El yacimiento MFB-205 arena R3 se ubica en la trampa 15 del cuadrángulo Bare, específicamente entre las coordenadas Norte (942116; 948149), Este (376917; 384189).

**Figura N° 2.3 Delimitación del Yacimiento MFB-205**



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción de la División Faja, PDVSA

#### **2.2.4.1 Límites del Yacimiento**

El yacimiento limita al Norte con un CAPO ubicado a  $-2.503$  pie, al Sur con una falla normal de rumbo Este-Oeste, hacia el Este límite estratigráfico por disminución de espesor de arena y una falla de rumbo Noroeste-Suroeste con buzamiento hacia el Sur con desplazamiento vertical de  $\pm 75$  pie, al Oeste con un límite estratigráfico por disminución de espesor de arena y una falla de rumbo Noroeste-Sureste con buzamiento hacia el Suroeste de desplazamiento vertical de  $\pm 25$  pie.

#### **2.2.4.2 Estructura del Yacimiento**

El yacimiento MFB-205 Arena R3 estructuralmente se encuentra enmarcada dentro de un monoclinal de rumbo Noreste-Suroeste y un buzamiento que oscila de  $1$  a  $2^\circ$  hacia el Norte, con presencia de fallas normales y al Sur sellante con alto ángulo de buzamiento y sus desplazamientos oscilan entre  $25$  a  $75$  pie.

#### **2.2.4.3 Aspecto Geológico**

La arena R3 está conformada por un cuerpo de arena de cuarzo cristalina de grano medio a grueso de forma angular a subangular que presenta de moderado a mal encogimiento. En el yacimiento MFB-205, la arena presenta un buen sello lutítico tanto en el tope como en la base.

#### **2.2.4.4 Ambiente de Sedimentación**

Sedimentológicamente la arena R3 se depositó bajo un régimen fluvial de alta energía, interpretándose como canales distributarios superpuestos tanto longitudinal como lateralmente.

#### **2.2.4.5 Estratigrafía**

La arena R3 fue sedimentada en un ambiente fluvio-deltaico y se ubica estratigráficamente hacia la base de la Formación Oficina que pertenece al Mioceno Inferior. Esta formación está representada por areniscas correspondientes a sedimentos arenosos, fluviales, deltaicos y próximos costeros intercalados por lutitas, limolitas y carbones. Presenta contactos concordantes en su tope con la Formación Freites, caracterizada litológicamente por lutitas marinas con intercalaciones de areniscas de granos finos pertenecientes al Mioceno Medio y en su base con la Formación Merecure, caracterizada litológicamente por areniscas masivas pertenecientes al Oligoceno.

#### **2.2.4.6 Mecanismos de Producción**

El mecanismo de producción prevaleciente en gran parte de los yacimientos del Campo Bare es el desplazamiento por gas en solución, esto se desprende de un análisis de agotamiento realizado en base al porcentaje de vaciamiento y al porcentaje de declinación de presión hecho en el yacimiento MFB-205, arena R3, que es para el cual se tiene al menos una medición de presión confiable, sin embargo, esta condición se extiende al resto de los yacimientos.

Se descarta el desplazamiento hidráulico y por capa de gas debido a la escasa magnitud de los cuerpos de agua, su proporción con respecto a la zona de petróleo y la tendencia reflejada en la historia de producción de los pozos.

#### **2.2.4.7 Información General del Yacimiento en Estudio**

- ✓ Fecha de descubrimiento: 1984.

- ✓ Área (Acres): 12.166.
- ✓ Espesor (pie): 33.
- ✓ Porosidad (%): 32.
- ✓ Permeabilidad (mD): 4180.
- ✓ °API: 10°
- ✓ Mecanismo de producción: Gas en solución.
- ✓ Prof. Datum: 2375 pie.
- ✓ Temperatura de Yac. (°F): 137.
- ✓ Presión Inicial Yac. (lpc) 1020.
- ✓ Presión Burbujeo (lpc): 1020.
- ✓ Sat. de petróleo. Inic. (%): 82.
- ✓ Sat. de agua. Inic. (%): 18.
- ✓ POES (MMBLS): 521.
- ✓ Factor de Recobro (%): 16.
- ✓ Reservas Rec. (MMBLS): 83,4.
- ✓  $N_p$  (MMBLS): 28,9.
- ✓  $G_p$  (MMMPCN): 5,5.
- ✓  $W_p$  (MMBLS): 3,3.

- ✓ Factor de Recobro Actual (%): 5,54.
- ✓ Reservas Remanentes (MMBLS): 54,5.

## **2.3 BASES TEÓRICAS**

### **2.3.1 Recuperación Térmica**

La recuperación térmica se define como el proceso en el cual, intencionalmente, se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos con el propósito de producir combustibles por medio de los pozos.

Por múltiples razones se utilizan los métodos térmicos en lugar de otros métodos de extracción. En el caso de petróleos viscosos, los cuales actualmente son los de mayor interés para la aplicación de estos procesos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no sólo que el petróleo fluya más fácilmente sino que también resulte una razón de movilidad favorable. <sup>(3)</sup>

### **2.3.2 Inyección de Vapor**

La inyección de vapor constituye uno de los métodos de recuperación térmica más empleado en la Industria Petrolera, mediante el cual se le suministra al yacimiento energía térmica a través del vapor, para provocar la disminución de la viscosidad del crudo debido a un aumento de temperatura en el yacimiento. <sup>(4)</sup>

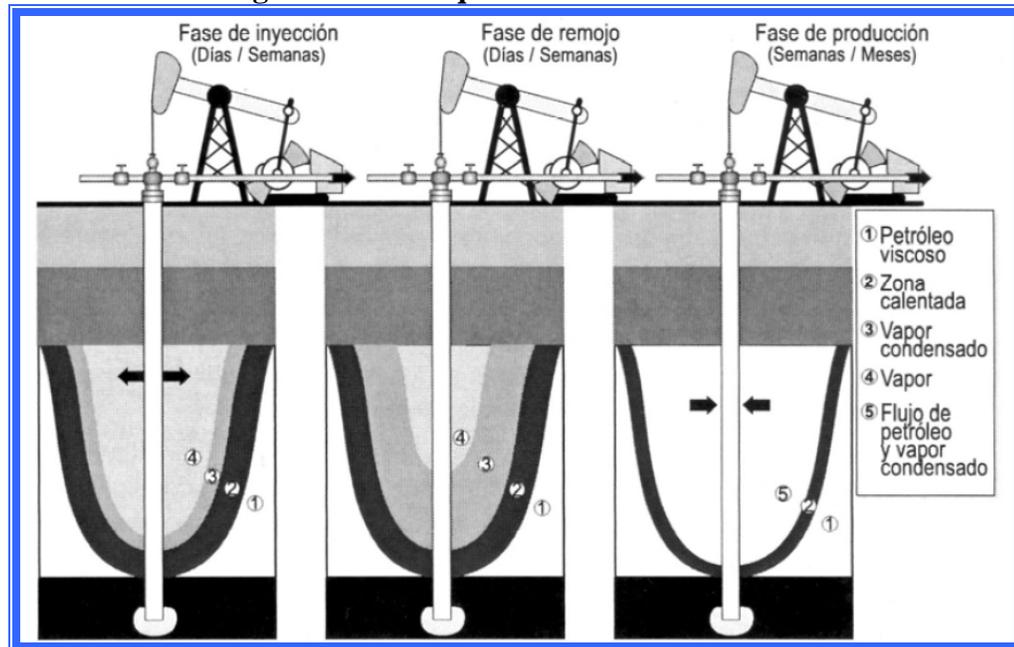
### 2.3.3 Inyección Alternada o Cíclica de Vapor (IAV)

Este método consiste en inyectar, en un determinado pozo, un volumen preestablecido de vapor por un período que va de una semana a tres semanas. Después de la inyección, se cierra el pozo y se deja en remojo por unos pocos días, con el propósito de permitir que el vapor caliente la formación productora y se disperse uniformemente alrededor del pozo. Luego se abre nuevamente el pozo a producción hasta que el proceso deje de ser económicamente rentable.

El nombre del método se debe a la alternabilidad que existe entre las etapas de inyección de vapor y de producción de petróleo en un mismo pozo. Las fases de inyección, remojo y producción, y el tiempo que duran constituyen un “ciclo” en el proceso, por lo que también se le denomina Inyección Cíclica de Vapor o Remojo con Vapor.

El ciclo, también conocido como huff and puff, puede repetirse hasta que la respuesta resulte marginal, debido a la declinación de la presión del yacimiento y al aumento de la producción de agua. <sup>(5)</sup>

**Figura N° 2.4 Esquema del Proceso de IAV**



**Fuente: París de Ferrer, M.<sup>(5)</sup>**

En el pozo inyectado, la nueva tasa de producción es varias veces mayor que la anterior a la inyección, debido a la reducción de la viscosidad del petróleo por efecto de la temperatura del vapor de agua, además de la remoción de ciertos tipos de daño de la formación en la vecindad inmediata del pozo, tales como partículas finas, depósitos asfálticos, entre otros.

Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante inyección alternada de vapor son: disminución de la viscosidad del petróleo, expansión térmica de los fluidos de la formación, compactación roca-yacimiento en caso de existir, etc.

Además de las ventajas inherentes al aprovechamiento total de la energía natural del yacimiento y preparación de éste para otros procesos de recuperación

adicional de petróleo, la inyección alternada de vapor presenta las siguientes características como proceso de recuperación de petróleo:

- ✓ Es bien conocido.
- ✓ Es económicamente confiable.
- ✓ Es de aplicación general con resultados satisfactorios comprobados, sin problemas mayores a nivel mecánico.
- ✓ Es capaz de generar un potencial de producción dado en corto tiempo, y mantenerlo dentro de un rango de variación predecible.
- ✓ Presenta una alta relación petróleo / vapor. (3)

### 2.3.3.1 Criterios de Selección de IAV

- ✓ Condiciones de la formación:

Espesor (h)	$\geq 25$ pie
Profundidad	$\leq 4500$ pie
Porosidad	$> 25\%$
Permeabilidad (k)	1000-2000 mD
% A y S	$< 20 \%$

- ✓ Condiciones del petróleo:

Gravedad	$< 15$ °API
Viscosidad ( $\mu$ ).	$< 4000$ cP
(Condición de yac.)	

Relación  $k \cdot h / \mu \geq 20 \text{ md} \cdot \text{pie} / \text{cps}$

✓ Condiciones mecánicas del pozo:

Revestidor preferiblemente N-80.

Empacaduras térmicas.

Tuberías preaisladas.

Buena calidad del cemento.

Grava sintética (pozos empacados).

### 2.3.3.2 Factores que Afectan la Inyección Alternada de Vapor

El proceso de inyección alternada de vapor es afectado por ciertos factores que pueden ser a nivel del yacimiento y en el ámbito operacional. <sup>(3)</sup>

✓ **En el Yacimiento**

**Daño a la Formación:** la magnitud del daño presente en la formación antes de que un pozo sea inyectado con vapor puede tener un efecto muy grande en la respuesta del mismo a la inyección alternada de vapor. A veces la inyección de vapor remueve el daño, causando así el aumento de la producción.

**Viscosidad del Petróleo:** la viscosidad del petróleo es un factor clave en los procesos de recuperación térmica. En términos generales la viscosidad es la resistencia que tiene un fluido a fluir que disminuye al aumentar la temperatura. La reducción de la viscosidad incrementa notablemente la tasa de petróleo. Esta producción declina a medida que el calor inyectado en forma de vapor, vaya siendo expulsado a la superficie con los fluidos producidos del yacimiento. Razón por la cual debe ser controlada en pozos con vapor, sobre todo en su etapa inicial.

**Presión del Yacimiento:** en un proceso térmico la presión es un parámetro determinante, ya que es un reflejo del contenido de energía disponible para producir estos fluidos hasta la superficie, la respuesta de producción será mejor en un yacimiento con alta presión que en uno con baja presión; además, será posible hacer mayor número de ciclos en un yacimiento con una tasa de declinación de presión baja que uno con tasa de declinación alta.

**Saturación de Petróleo y Porosidad:** yacimientos con altas saturaciones de petróleo y porosidad son mejores candidatos para la inyección alternada, que yacimientos con valores bajos de estas características. Las arenas altamente saturadas de petróleo de espesor de 20 pie y con alta permeabilidad vertical pueden ser buenas candidatas, aunque tengan baja presión debido a su potencial de drenaje por gravedad.

**Relación Agua-Petróleo (RAP) y Relación Gas-Petróleo (RGP):** una alta relación agua-petróleo influye negativamente en la respuesta de la inyección alternada, pues la producción de grandes volúmenes de agua a través de la zona calentada acelera el enfriamiento del crudo. Esto es debido a la alta capacidad calorífica del agua, la cual duplica a la del petróleo, además si el pozo se produce a una presión de fondo baja, al comienzo de la fase de producción, parte del agua se vaporizará, con lo cual se producirá un incremento en la tasa de remoción del calor, debido a lo alto del calor de vaporización del agua. Una alta relación gas - petróleo también puede ser negativa, pues la producción de gas reducirá la presión parcial del vapor de agua en la zona calentada y dará lugar a la remoción de más calor.

**Profundidad de la Arena Productora (Formación):** este factor limita la aplicación extensiva de la inyección de vapor, debido a las pérdidas de calor y a las fallas de los revestidores observadas en pozos profundos. Sin embargo, con el progreso de la tecnología es posible inyectar vapor a profundidades mayores a 5000

pie, mediante el uso de tuberías aisladas. Las pérdidas de calor en el pozo se traducirán sólo en baja calidad de vapor, o en el peor de los casos en agua caliente en el fondo del pozo, con dependencia en la profundidad y la tasa de inyección.

**Producción de Agua Después de la Inyección:** la producción de agua inmediatamente después de la inyección de vapor es generalmente de 100 por ciento para luego disminuir rápidamente. Se produce 30 por ciento del vapor inyectado en el primer ciclo en forma de agua condensada; y aunque este porcentaje es mayor en ciclos superiores, casi nunca llega a 50 por ciento.

#### ✓ **A Nivel Operacional**

**Tasa de Inyección:** la tasa de inyección debe ser la máxima posible a fin de minimizar las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, y de maximizar el radio y la temperatura de la zona calentada. Es recomendable realizar la inyección en la base de la arena para forzar que el vapor pase por toda la arena, ya que cuando la arena petrolífera es de mucho espesor, el vapor tiende a pasar por la parte más alta debido a la segregación gravitacional y cuanto mayor sea la tasa de inyección menor será la cantidad que se pierde hacia las formaciones adyacentes.

**Tiempo de Remojo:** puede variar desde unos pocos días hasta una semana. Podrían ser considerados dos casos, primero, donde el pozo es cerrado por un período prolongado y el vapor se condensa debido a que existe una transferencia de calor del vapor a la roca y los fluidos. La presión de la zona de vapor declina de manera brusca provocando que la energía necesaria para expulsar el petróleo se disipe. Si el yacimiento no tiene presión, la fuerza de gravedad será la única que contribuirá a la producción de petróleo en este caso. Segundo, cuando el pozo se pone en producción tan pronto termina la inyección lo cual provee una gran cantidad de energía de

presión del vapor para producir petróleo, pero a la par de esta producción también llegan a superficie agua y vapor, lo cual se traduce en una baja eficiencia en el uso del vapor como elemento de arrastre y pérdida del efecto calórico del vapor.

**Volumen de Vapor Inyectado:** se ha demostrado teóricamente que la producción acumulada de petróleo durante un ciclo es directamente proporcional a la cantidad de vapor inyectado. También está demostrado que al aumentar la cantidad de vapor inyectado se aumenta la relación petróleo-vapor hasta un valor considerado económicamente aceptable, después del cual disminuye el incremento por tonelada inyectada con el aumento de la cantidad de vapor.

**Etapas de Producción de un Ciclo:** depende de factores como la tasa de producción versus la tasa previa a la inyección y el uso óptimo de los recursos disponibles, tales como, líneas de distribución de vapor, máquinas de servicios a pozos, equipos de inyección de vapor, el estado mecánico del pozo, la cantidad de vapor disponible, y la demanda de producción.

**Número de Ciclos:** depende de factores relacionados con el recobro máximo esperado, la respuesta de los ciclos anteriores, las reservas remanentes, la presión de yacimiento, características geológicas y de fluidos, y el aspecto económico.

#### **2.3.4 Declinación de Producción**

Representa la pérdida en la capacidad de producción de crudo y/o gas de un pozo ó conjunto de pozos en el tiempo, debido a la ocurrencia de uno o varios de los siguientes factores:

Disminución de la capacidad de producción del yacimiento.

Incremento en la producción de fluidos indeseables.

Daños en la formación.

#### **2.3.4.1 Tipos de Declinación**

##### **✓ Declinación Energética**

Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de energía del yacimiento (caída de presión) y/o a la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo y la saturación de petróleo alrededor del pozo.

##### **✓ Declinación Mecánica**

La declinación mecánica está relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción, problemas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de asfaltos y problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empaques, etc. Recientemente algunos expertos prefieren denominar este tipo de declinación como capacidad de pérdida de producción, ya que consideran que éste involucra factores que no son exclusivamente de índole mecánicos.

##### **✓ Declinación Total**

Se conoce como declinación total a la suma de la declinación energética más la declinación mecánica.

##### **✓ Declinación Nominal (D)**

Caída de tasa de producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción. Esta ecuación se genera de la pendiente negativa de la curva formada por el logaritmo natural de la tasa de producción ( $q$ ) en función del tiempo ( $t$ ). La declinación nominal es una función continua usada para derivar otras relaciones matemáticas. La Ecuación 2.1 define la declinación nominal.

$$D = - \frac{\text{Ln} \left[ \frac{q}{q_i} \right]}{t} \quad (2.1)$$

#### ✓ Declinación Efectiva (Dt')

Es una función discreta y por lo tanto, es el término mas comúnmente utilizado debido a que presenta mayor correspondencia con la tasa de producción real registrada. Representa la caída en la tasa de producción desde una tasa  $q(i)$  hasta  $q(i+1)$  dividida entre la tasa de producción al comienzo del período. Si el período de tiempo es un mes, la tasa de declinación es mensual efectiva, si el periodo es un año la declinación será anual efectiva.

$$Dt' = \frac{[q(i) - q(i+1)]}{q(i)} \quad (2.2)$$

Para la declinación exponencial la relación queda así:

$$Dt' = 1 - e^{(-D * t)} \quad (2.3)$$

Si la declinación es hiperbólica,

$$Dt' = 1 - (1 + D * b)^{-1/b} \quad (2.4)$$

Ahora cuando la declinación es armónica,

$$Dt' = 1 - (1 + D) \quad (2.5)$$

### 2.3.4.2 Curvas de Declinación de Producción

Constituyen el método más utilizado en la estimación de reservas de petróleo, arrojando resultados confiables dado a que se aplica solo cuando se tiene suficiente información de producción. Su única suposición es la siguiente: **“Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”**.

Las estimación de reservas a través de este método, está basada en la extrapolación del comportamiento de la curva de producción; siendo la extrapolación de naturaleza empírica, pero que representa el sistema que se está analizando. Si el sistema no es afectado significativamente, debido a algún cambio en las operaciones del yacimiento, este método dará una representación razonable del comportamiento futuro.

### 2.3.4.3 Curva de Declinación Exponencial

La declinación exponencial es aquella donde la tasa nominal de declinación es constante, con respecto a la tasa de producción, es decir:

$$-D = \frac{(dq/dt)}{q} = cte \quad (2.6)$$

Integrando esta expresión se llega a las ecuaciones que rigen la declinación exponencial:

$$q_t = q_i * e^{-D(t-t_0)} \quad (2.7)$$

$$N_p = \frac{(q_i - q)}{D} \quad (2.8)$$

Donde:

qt	Tasa de producción para el tiempo t.	Bls/día, Bls/mes
qi	Tasa de producción al inicio del período.	Bls/mes, Bls/día
e	Base del sistema de logaritmos Neperianos.	
Dt	Tasa nominal de declinación	días <sup>-1</sup> , mes <sup>-1</sup>
t	Tiempo correspondiente a la tasa de producción q.	días, meses, años
Np	Producción acumulada al tiempo t a partir del tiempo correspondiente a la tasa qi.	Bls/mes, Bls/año

En la declinación exponencial, la tendencia de gráfica de tasa de producción vs el tiempo en papel semilog se encuentra la tendencia de una línea recta.

### 2.3.5 Pozo Modelo Estadístico

Es una representación del comportamiento de producción de un pozo promedio dentro de un “proyecto térmico”, que permite predecir el comportamiento de los futuros ciclos de inyección, con base en la historia de producción sincronizada de los ciclos pasados y el recobro máximo esperado por pozo. En vista de que el “pozo modelo” es estadístico, tiene la ventaja de incluir el mayor número de variables que son afectadas por la inyección alternada de vapor tanto en el yacimiento como en el pozo mismo. Una desventaja común para todos los modelos, por sofisticados que sean, es que dependen de la historia de producción y por lo tanto la calidad y cantidad de la información disponible, esto es aun más crítico cuando se trata de un modelo estadístico. Estos modelos ameritan revisiones periódicas para ajustarlos al comportamiento real de los pozos e incorporar a ellos la historia de producción de los nuevos ciclos. <sup>(3)</sup>

### 2.3.6 Modelo de Tendencia Exponencial

Es un modelo que surge cuando la serie cambia a razón constante a lo largo del tiempo. Una línea de tendencia exponencial es una línea curva que es muy útil cuando los valores de los datos aumentan o disminuyen a intervalos cada vez mayores con respecto al tiempo. <sup>(6)</sup>

### 2.3.7 Análisis de Regresión Lineal

Se utiliza para fines de predicción o descripción. Su objetivo principal es desarrollar una ecuación de predicción, es decir una fórmula matemática, que se pueda usar para predecir los valores de una variable dependiente, basada en los valores de otra u otras variables independientes. Sería ideal, si se pudiera predecir o describir los valores exactos de una variable dependiente en términos de cualquier otra u otras variables independientes, pero esto rara vez es posible, ya que pueden existir muchos factores que causen variaciones en la variable dependiente para un conjunto dado de valores de la o de las variables independientes. A causa de estas posibles variaciones el interés consiste en predecir o describir el valor promedio de una variable en términos del valor conocido de otra u otras variables. <sup>(6)</sup>

## 2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

**Carpetas de pozos:** archivos electrónicos y físicos donde se encuentran todos los datos operacionales de producción de los pozos, desde su inicio hasta la actualidad, así como también diseños de completación, pruebas realizadas y trabajos de rehabilitación y/o reacondicionamiento de los pozos.

**Coefficiente de determinación ( $R^2$ ):** es un indicador de lo bien que la ecuación resultante del análisis de regresión explica la relación entre las variables.

**Declinación efectiva:** es la caída de producción desde una tasa  $q_i$  hasta  $q_{i+1}$  en un período igual a la unidad (un mes ó un año), dividido entre la tasa de producción del comienzo del período  $q_i$ .

**Declinación nominal:** es la caída de la tasa de producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción.

**Modelo estadístico:** es 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. <sup>(7)</sup>

**Muestreo intencional u opinático:** es aquel que permite seleccionar los casos característicos de la población limitando la muestra a estos casos. Se utiliza en situaciones en las que la población es muy variable y consecuentemente la muestra es muy pequeña.

**Producción en caliente:** etapa de producción posterior a la inyección de vapor. Culmina cuando la temperatura de fondo del pozo se encuentra muy cerca a la de formación.

**Producción en frío:** es la etapa previa a la evaluación de un primer ciclo de inyección alterna de vapor. Ocurre entre la completación original de pozo y la primera inyección de vapor que se le haga al mismo.

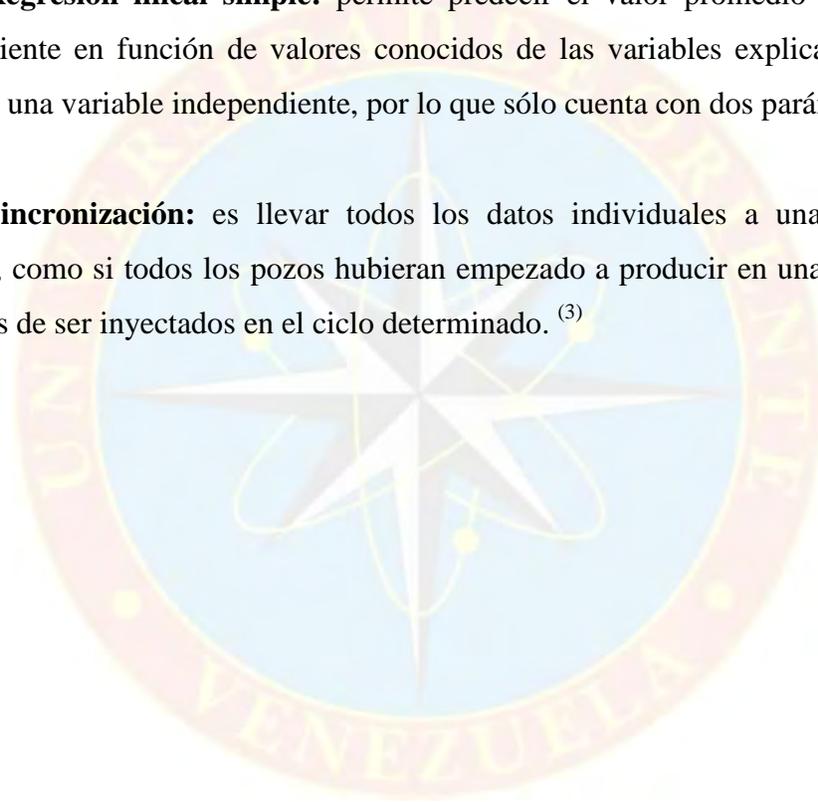
**Tiempo de remojo:** es el tiempo que se tarda en completar el pozo y ponerlo a producción, luego de que es inyectado con el volumen de vapor determinado para ese pozo.

**Tonelaje óptimo:** es el volumen de vapor justo que requiere el pozo para que su rendimiento, tanto energético como económico, sea máximo.

**Regresión lineal:** es un método matemático que modela la relación entre una variable dependiente Y, las variables independientes Xi y un término aleatorio. <sup>(7)</sup>

**Regresión lineal simple:** permite predecir el valor promedio de la variable dependiente en función de valores conocidos de las variables explicativas. Sólo se maneja una variable independiente, por lo que sólo cuenta con dos parámetros. <sup>(7)</sup>

**Sincronización:** es llevar todos los datos individuales a una fecha inicial común, como si todos los pozos hubieran empezado a producir en una misma fecha, después de ser inyectados en el ciclo determinado. <sup>(3)</sup>



## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

El tipo de investigación seleccionado para llevar a cabo la estimación de las condiciones óptimas de inyección alternada de vapor, fue basado en un estudio descriptivo, tal como lo resalta Arias F. (2004), pp.22: “la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere”.<sup>(8)</sup>

En atención a esta modalidad de investigación, se centró en explicar por qué ocurre un fenómeno, en este sentido, se analizó si realmente la variación de las toneladas de vapor inyectadas, el tiempo de remojo y el tiempo de inyección son factores que afectaron el resultado del proceso de inyección.

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

El diseño de la investigación adoptado según los objetivos planteados fue de campo, debido a que la información y los datos requeridos, se obtuvieron a través de la recolección, análisis, crítica e interpretación de datos primarios (Historias de Producción).

Dicho planteamiento tiene sustento y validez, dado que según Arias F. (2004, p. 28): “Consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna. También se emplean datos secundarios provenientes de fuentes bibliográficas, no obstante, son los datos primarios los esenciales para el logro de los objetivos y la solución del problema planteado”.<sup>(8)</sup>

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

Para el proyecto a desarrollado, la población o universo estuvo representada por los pozos de la arena R3, yacimiento MFB-205. “La población es el conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación” Arias F. (2004, p 98).<sup>(8)</sup>

La muestra estuvo conformada por los pozos con proceso de inyección alternada de vapor “La muestra es un subconjunto representativo de un universo o población” Arias F. (2004, p 99).<sup>(8)</sup>

### **3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO**

Para alcanzar el objetivo general del proyecto, se estableció un procedimiento metodológico fundamentado en el cumplimiento ordenado de los objetivos específicos propuestos para el trabajo:

#### **3.4.1 Clasificación de los Pozos Sometidos al Proceso de Inyección Alternada de Vapor**

Para garantizar el éxito de cualquier proyecto se debe tener certeza absoluta de la veracidad. Por esta razón, en primer lugar se validó la data histórica que consistió

en verificar la información de los pozos cargada en la herramienta OFM (Oil Field Manager). Se verificó haciendo uso de las carpetas de pozos, según el siguiente procedimiento:

Se generó una base de datos mediante la recopilación de información disponible en OFM referente a pozos completados, fechas de inicio y fin de producción y último estado del pozo, validando dicha información en los archivos SIMDE (Sistema de digitalización de carpetas de pozos) o en las carpetas de pozos; en la sección perforación de la carpeta se encuentra el reporte Post - Mortem que especifica cuando y cómo se realizó la completación en el yacimiento de interés, mientras que en la sección operaciones se pudo verificar las fechas de inicio y fin de producción. Además se revisaron los reportes diarios de inyección alternada de vapor suministrada por la Gerencia de Plantas, con el fin de obtener los valores reales para la inyección en cada uno de los pozos.

Posteriormente, se obtuvo la definición de la población en estudio; para ello se ubicaron y agruparon los pozos que fueron sometidos al proceso de inyección alternada de vapor en el período comprendido desde el año 1994 hasta el 2008, debido a que este tiempo se ajusta para tener mayor cantidad de pozos estimulados y ser estadísticamente representativo.

Luego de validados los datos y seleccionados los pozos, se clasificaron de acuerdo a la trayectoria del pozo (Horizontal, Vertical y Desviados), números de ciclo de inyección, toneladas de vapor inyectadas, tiempo de inyección y tiempo de remojo. Haciendo uso de la información de los reportes diarios de inyección alternada de vapor (SEGUI) suministrada por la Gerencia de Plantas del Distrito San Tomé.

### **3.4.2 Selección de los Grupos de Pozos por Muestreo Estadístico**

La selección de los grupos se elaboró bajo el muestreo no probabilístico, clasificado como intencional, dichos grupos se realizaron por ciclo y geometría modificando el parámetro en estudio: toneladas de vapor inyectadas, tasa de inyección, tonelaje inyectado y tiempo de remojo. Se estableció la agrupación de acuerdo a la información real del proceso de inyección, variando los rangos de los parámetros según los datos y la condición que se esté estudiando, como por ejemplo: pozos verticales – desviados con primer ciclo de IAV y con toneladas de vapor comprendidos entre 1300 y 2900 ton.

### **3.4.3 Aplicación de la Técnica de Análisis de Regresión a los Grupos de Pozos Seleccionados**

Con la finalidad de llevar a cabo el modelo estadístico, se planteó desarrollar el procedimiento de la siguiente forma:

#### **3.4.3.1 Sincronización de los Datos de Producción**

Las historias de producción de un determinado ciclo de los pozos de un grupo no coinciden en el tiempo. Por eso se hace necesario sincronizar la información de producción de dichos pozos, es decir, referir todas las fechas de inicio de declinación de producción a un mismo punto de partida, como si todos los pozos hubiesen comenzado a producir en una misma fecha, después de ser inyectados en el ciclo determinado.

Inicialmente, se procedió a la búsqueda de cada una de las historias de producción a través de OFM, llevando a cabo la migración de los datos en formato .XLS al ambiente Windows para el uso de la aplicación Excel en las respectivas validaciones y análisis. Seguidamente se elaboraron gráficos de producción de petróleo tasa real (BNPD) contra tiempo (meses) para cada uno de los pozos.

Luego se analizó cada gráfico en particular y mediante la observación detenida de la curva, se escogió un “período representativo” de doce (12) meses a partir de la caída de producción inmediatamente después de la inyección de vapor, para así, predecir estadísticamente las ecuaciones con aplicación del análisis de regresión.

Posteriormente, se realizó la sincronización trasladando las fechas de producción de cada pozo en particular después de la inyección a una fecha en común que tiene como referencia la fecha de inicio de declinación de producción de cada pozo, finalmente se consideró que cada pozo comenzó su declinación de producción en el primer mes.

#### **3.4.3.2 Elaboración de Gráficos Estadísticos**

Una vez realizada la sincronización se determinó un pozo promedio para cada grupo, el cual no fue más que el promedio de producción por día de cada mes de los pozos pertenecientes al grupo.

La elaboración de los gráficos estadísticos se llevó a cabo para cada conjunto de data sincronizada en cada clasificación; el gráfico estadístico representa el pozo promedio, es decir, el promedio de producción (BNPD) versus tiempo (meses) de la sincronización de los pozos, el cual será necesario para realizar el análisis de regresión lineal y con ello la aplicación de los pozos modelos donde se establecen parámetros comparativos basados en el comportamiento promedio de producción de determinados grupos de pozos con características similares (geometría de pozos, ciclo) y diferentes rangos del parámetro estudiado (por ejemplo las toneladas de vapor inyectado).

### 3.4.3.3 Aplicación de Modelos Estadísticos

Para la aplicación de modelos estadísticos, se requirió la construcción del pozo modelo, en donde la tendencia de la curva estadística que representó el promedio de producción de un grupo de pozos con características similares, fue extrapolada a una curva de declinación de producción que pudiera ser representada por una ecuación.

Dicho de otro modo, la gráfica estadística permitió la aplicación del modelo de regresión lineal, a través de la cual se desarrollaron dos ecuaciones de predicción, que dependen de la producción y el tiempo para determinar la tendencia de la curva promedio en dos períodos, una ecuación que representó la declinación de producción más brusca y otra la declinación más constante, tomando en cuenta que el coeficiente de determinación ( $R^2$ ) sea mayor a 0,5. Cabe destacar que la tendencia utilizada fue la exponencial, debido a que estudios anteriores en el Campo Bare determinaron que la curva de tipo exponencial es la que mejor se ajustó a la declinación del campo.

Mediante las ecuaciones determinadas para cada caso en particular se procedió a calcular los valores promedios de producción de cada mes, ajustados a las tendencias de las ecuaciones, obteniéndose una nueva data promedio la cual representó el pozo modelo. Finalmente, se determinó la declinación real efectiva de producción con la ecuación 2.3, en cada período.

### 3.4.4 Establecimiento de las Condiciones Óptimas de Inyección Alternada de Vapor

La estimación de las condiciones óptimas de inyección alternada de vapor se realizó mediante un análisis comparativo de los pozos modelos de acuerdo a las características de cada grupo, se eligió el pozo modelo que posee una menor declinación de producción, y la condición óptima a recomendar fue la del pozo que

tuvo un comportamiento similar al pozo modelo, seleccionando la línea de producción más cercana a este promedio.

Adicionalmente, se calculó la producción adicional (tasa de producción adicional y acumulado de petróleo atribuido al ciclo de inyección) luego del proceso térmico y se realizó una comparación por pozo, para así comprobar si el pozo modelo generó un incremento en la producción y cual fue el recobro adicional.

### **3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

#### **3.5.1 Instrumentos**

Los instrumentos que se emplearon para obtener toda la información necesaria en el desarrollo de la investigación fueron los siguientes:

##### **3.5.1.1 Carpetas de Pozos**

Se definen como archivos que contienen los documentos generados a través del ciclo de vida del pozo, desde su perforación hasta su abandono, el propósito de la misma es garantizar que los documentos sean compartidos por las diferentes funciones de PDVSA que realizan actividades relacionadas al pozo y que puedan ser consultados por un usuario desde cualquier parte del país.

##### **3.5.1.2 SIMDE (Carpeta Digital de Pozos)**

Esta aplicación consiste en un registro digitalizado de la historia de los pozos, en el cual, se encuentran todos los documentos con información referente a operaciones, geología, perforación, producción y misceláneos que se encuentran ubicados en el archivo técnico de la empresa.

### **3.5.1.3 OFM (Oil Field Manager)**

Es una herramienta desarrollada por Schlumberger (Geogest) para el análisis de producción de pozos y yacimientos, abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de los campos de petróleo y gas a través de sus ciclos de vida de exploración y producción, incluye características de fácil manejo y visualización como lo son: un mapa base activo, reportes, gráficos y análisis de curvas de declinación. Ofrece la flexibilidad para integrar datos de producción y yacimiento suministrados o generados por productos de diferentes compañías de servicio.

### **3.5.1.4 Centinela (Base de Datos de PDVSA)**

Es el sistema adoptado por PDVSA para la captura y manejo de la información del negocio petrolero cuyo acrónimo quiere decir “Centro de información del negocio Lagoven”. Permite el almacenamiento y uso de todos los parámetros y características referentes al comportamiento de producción de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos, además de mantener información actualizada de las instalaciones y equipos de las divisiones de Occidente y Oriente.

## **3.5.2 Técnicas**

Las técnicas que se emplearon para obtener la información necesaria en el desarrollo de esta investigación, se refirieron al análisis documental. Para ello se hizo necesario:

Recopilación Bibliográfica, tesis referentes a estudios similares, Internet, Intranet y la red de PDVSA Oriente.

Entrevistas no estructuradas: consistió en adquirir conocimientos de personal especializado en estudio de los procesos térmicos empleando la herramienta OFM, Ingenieros de Petróleos e Ingenieros Geólogos, así como personal especializado en análisis de regresión mediante programas estadísticos.

### **3.6 RECURSOS**

#### **3.6.1 Recursos Humanos y Financieros**

Se contó con el apoyo y asesoría del personal profesional calificado de la Gerencia de Yacimientos, así como también el personal de la Unidad de Explotación de Extrapesado, todos pertenecientes a PDVSA Distrito San Tomé y de igual manera el asesoramiento académico por los representantes profesionales de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente – Núcleo Monagas.

PDVSA Distrito San Tomé se encargó del financiamiento de los recursos para la realización de este proyecto.

#### **3.6.2 Recursos Materiales y Bibliográficos**

La recopilación de información requirió el uso bases de datos, informes técnicos, bibliografías referentes a la materia de estudio y manuales disponibles en las instalaciones de PDVSA San Tomé; además de trabajos de investigación publicados en Internet, Intranet y la Universidad de Oriente, que guardaron relación con el proyecto realizado, material de oficina: computadora y equipos vinculados (Pendrive, impresora, papel, escáner, fotocopidora, etc.).

### 3.6.3 Tecnológicos (Software y Programas)

Paquete Microsoft (Word, Excel, Power Point), Centinela 2000, OFM 2005, SIMDE, Internet Explorer.



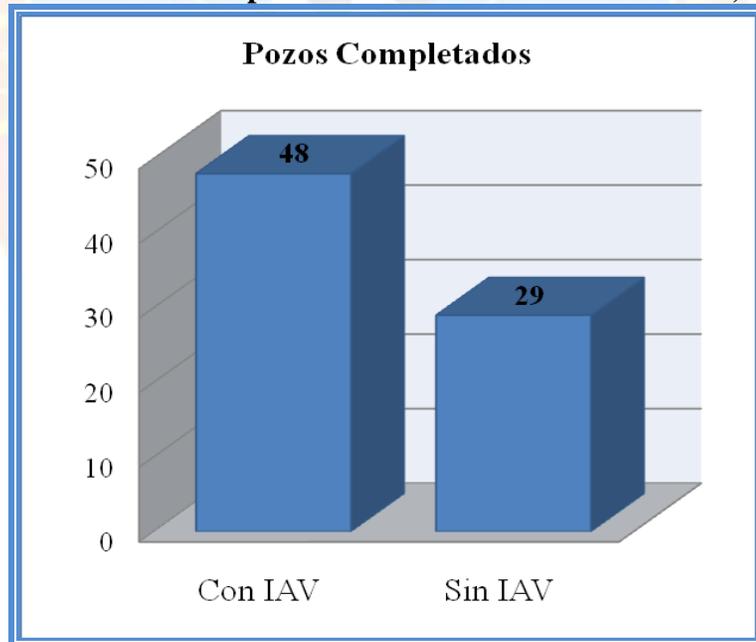
## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS SOMETIDOS AL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR

El yacimiento MFB-205 arena R3 posee 77 pozos completados, de los cuales se consideran para el estudio 48 pozos (ver gráfica N° 4.1), debido a que son los que han tenido procesos de inyección alternada de vapor durante su vida productiva. En la tabla N° 4.1, se muestran los pozos que han sido inyectados con vapor durante el período estudiado.

**Gráfica N° 4.1 Pozos Completados en el Yacimiento MFB-205, Arena R3**

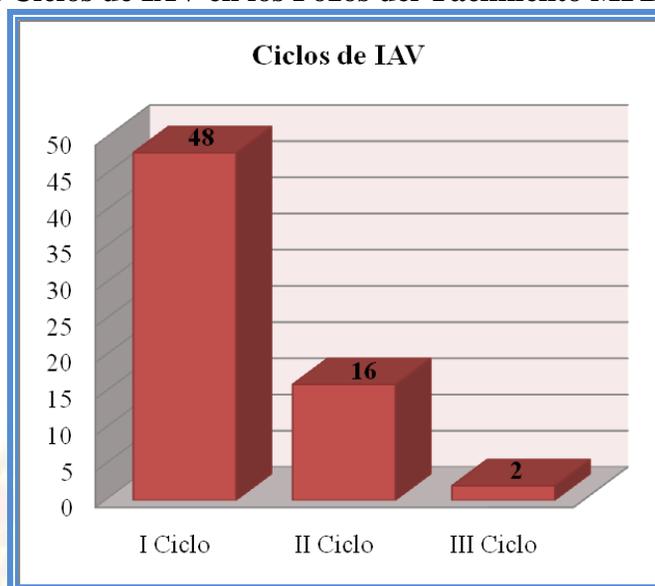


**Tabla N° 4.1. Pozos Inyectados con Vapor Durante el Período 1994-2008.**

<b>Año</b>	<b>Pozos Verticales y Tipo J</b>	<b>Pozos Horizontales</b>
1994	MFB-205.	
1996	MFB-205, MFB-325.	
1997		MFB-455.
1998	MFB-175.	MFB-481, MFB-484, MFB-485, MFB-476, MFB-490, MFB-507.
2000	MFB-360, MFB-365.	MFB-492, MFB-497, MFB-456, MFB-453, MFB-412, MFB-462, MFB-525, MFB-506, MFB-502, MFB-512, MFB-509, MFB-441, MFB-495, MFB-514, MFB-496, MFB-503.
2001	MFB-175, MFB-313.	MFB-485, MFB-555, MFB-589.
2003		MFB-430, MFB-502, MFB-412, MFB-485, MFB-499, MFB-491, MFB-459, MFB-588, MFB-457, MFB-416.
2004	MFB-360, MFB-332, MFB-365, MFB-355.	MFB-453, MFB-563, MFB-565.
2005	MFB-313, MFB-350.	MFB-526, MFB-499, MFB-538, MFB-457.
2006	MFB-334.	MFB-456.
2007	MFB-333, MFB-360, MFB-355.	MFB-477, MFB-525, MFB-526.
2008		MFB-441

En la gráfica N° 4.2 se observa que de los pozos seleccionados, 48 poseen el primer ciclo de inyección alternada de vapor, 16 el segundo ciclo y sólo a 2 pozos se le aplicó el tercer ciclo. Debido a estos resultados, únicamente se estudiaron los pozos que presentaron IAV hasta el segundo ciclo, para obtener gráficos representativos, ya que son pocos los pozos a los cuales se les inyectó vapor en un tercer ciclo.

**Gráfica N° 4.2 Ciclos de IAV en los Pozos del Yacimiento MFB-205, Arena R3**



Se puede observar en la tabla N° 4.2 la cantidad de pozos que fueron sometidos a cada ciclo de inyección alternada de vapor, según su geometría.

**Tabla N° 4.2 Clasificación de los Pozos Según la Geometría y Ciclo de Inyección**

GEOMETRÍA	POZOS	CICLO
Verticales y Desviados (tipo J)	11	I
	6	II
	1	III
Horizontales	37	I
	10	II
	1	III

Con toda la información recopilada se realizó una tabla resumen de los datos de cada ciclo de inyección; dicha tabla contiene los valores de espesor de arena, intervalo de arena completado, toneladas de vapor inyectadas, tiempo de inyección, tiempo de remojo, número de ciclo y geometría del pozo (Tabla A.6 del Apéndice A).

Una vez que se realizó la separación de los pozos por ciclo y geometría se procedió al cálculo de espesores promedios por grupo, tasa de inyección (toneladas de vapor inyectadas por día) y tonelaje inyectado (toneladas inyectadas por pie de arena), estos parámetros se calcularon con el fin de relacionar las toneladas inyectadas con los días de inyección y con los pie de arena, a partir de las cuales se podrán observar los resultados obtenidos en base al efecto de la cantidad de vapor inyectado.

Se debe tener en cuenta que la tasa de inyección dependerá de la disponibilidad de generadores de vapor para el programa de inyección, ejemplificando el caso del pozo MFB-416 donde se programaron 5000 toneladas a inyectar en 10 días (tasa de inyección de 500 ton/día) y realmente se inyectaron 3804 toneladas en 19 días (tasa de inyección de 200 ton/día) por presentarse problemas que necesitaron la parada de los generadores por: bajo nivel de agua y falla en el controlador de llama en el generador N° 6, y baja temperatura de salida de vapor en el generador N° 8. Ver reportes diarios en el Apéndice N° A.7.

En la tabla N° 4.3 se observan el grupo de pozos verticales y desviados con sus respectivas tasas de inyección, tonelaje inyectado y espesores promedios, cabe destacar que fueron descartados del análisis estadístico los pozos MFB-325 y MFB-350 por carecer de información del proceso térmico y los pozos MFB-355 (en el primer ciclo) y MFB-589 por no poseer historia de producción luego de la inyección de vapor. En la tabla N° A.8 del Apéndice A se encuentra toda la clasificación.

**Tabla N° 4.3 Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo de IAV**

Pozo	Espesor Completado (pie)	Toneladas Inyectadas (ton)	Tiempo de inyección (días)	Tiempo de remojo (días)	Tasa Inyectada (ton/día)	Tonelaje Inyectado (ton/pie)
MFB-175	35	4205	16	40	262,81	120,14
MFB-205	35	2530	10	19	253,00	72,29
MFB-332	20	1328	9	7	147,56	66,40
MFB-313	32	2572	6	24	428,67	80,38
MFB-333	50	4152	14	81	296,57	83,04
MFB-334	30	5004	24	9	208,50	166,80
MFB-360	20	2550	11	33	231,82	127,50
MFB-365	36	2887	5	43	577,40	80,19
<b>Espesor promedio</b>	<b>32</b>					

#### 4.2 SELECCIÓN DE LOS GRUPOS DE POZOS POR MUESTREO ESTADÍSTICO

Una vez clasificados los pozos por ciclo y geometría se procedió a la selección de los grupos bajo el esquema de muestreo no probabilístico, clasificado como intencional donde la muestra no es representativa de la población. Los parámetros estudiados fueron toneladas de vapor inyectadas, tasa de inyección, tonelaje inyectado y tiempo de remojo, estudiándose únicamente los ciclos I y II, además no se tomaron en cuenta los pozos que no poseen información de producción y que presentaron problemas mecánicos que no permitieron el cumplimiento del proceso térmico.

En el proceso de agrupación inicialmente se estudiaron las toneladas de vapor inyectadas, observando que para el primer ciclo en los pozos verticales y desviados las toneladas oscilan entre 1328 y 5004 toneladas de vapor, separándose en dos grupos, el primero de 1300 a 2900 toneladas y el segundo de 4100 a 5004 toneladas.

**Tabla N° 4.4 Grupos de Pozos por Toneladas Inyectadas**

<b>Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo</b>	
<b>Pozo</b>	<b>Toneladas Inyectadas (Ton)</b>
<b>1300-2900</b>	
MFB-205	2530
MFB-332	1328
MFB-313	2572
MFB-360	2550
MFB-365	2887
<b>4100-5000</b>	
MFB-175	4205
MFB-333	4152
MFB-334	5004

La tasa de inyección se encuentra en el rango de 150 a 580 toneladas de vapor diarias, agrupadas como se muestra en la tabla N° 4.5 en 3 grupos: el primero de 150 a 230 ton/día, el segundo de 250 a 300 ton/día y finalmente el tercero de 420 a 580 ton/día.

**Tabla N° 4.5. Grupos de Pozos por Tasa de Inyección.**

<b>Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo</b>			
<b>Pozo</b>	<b>Tonelada Inyectada (Ton)</b>	<b>Tiempo de Inyección (Días)</b>	<b>Tasa de Inyección (Ton/Día)</b>
<b>150-230</b>			
MFB-332	1328	9	147,56
MFB-334	5004	24	208,50
MFB-360	2550	11	231,82
<b>250-300</b>			
MFB-175	4205	16	262,81
MFB-205	2530	10	253,00
MFB-333	4152	14	296,57
<b>420-580</b>			
MFB-313	2572	6	428,67
MFB-365	2887	5	577,40

Por otro lado el tonelaje inyectado varía de 65 a 170 toneladas por pie de arena, quedando en dos grupos el primero de 65 a 85 ton/pie y el segundo de 120 a 170 ton/pie; resumido en la siguiente tabla:

**Tabla N° 4.6. Grupos de Pozos por Tonelaje Inyectado.**

<b>Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo</b>			
<b>Pozo</b>	<b>Espesor Completado (Pie)</b>	<b>Toneladas Inyectadas (Ton)</b>	<b>Tonelaje Inyectado (Ton/Pie)</b>
<b>65-85</b>			
MFB-205	35	2530	72,29
MFB-332	20	1328	66,40
MFB-313	32	2572	80,38
MFB-333	50	4152	83,04
MFB-365	36	2887	80,19
<b>120-170</b>			
MFB-175	35	4205	120,14
MFB-334	30	5004	166,80
MFB-360	20	2550	127,50

Por último, en la tabla N° 4.7 se observa que los días de remojo oscilan entre 7 y 81 días, seleccionando de 7 a 20 días para el primer grupo, 24 a 33 días para el segundo y de 40 a 81 días para el tercer y último grupo.

**Tabla N° 4.7. Grupos de Pozos por Tiempo de Remojo.**

<b>Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo</b>	
<b>Pozo</b>	<b>Tiempo de Remojo (días)</b>
<b>7-20</b>	
MFB-205	19
MFB-332	7
MFB-334	9
<b>24-33</b>	
MFB-313	24

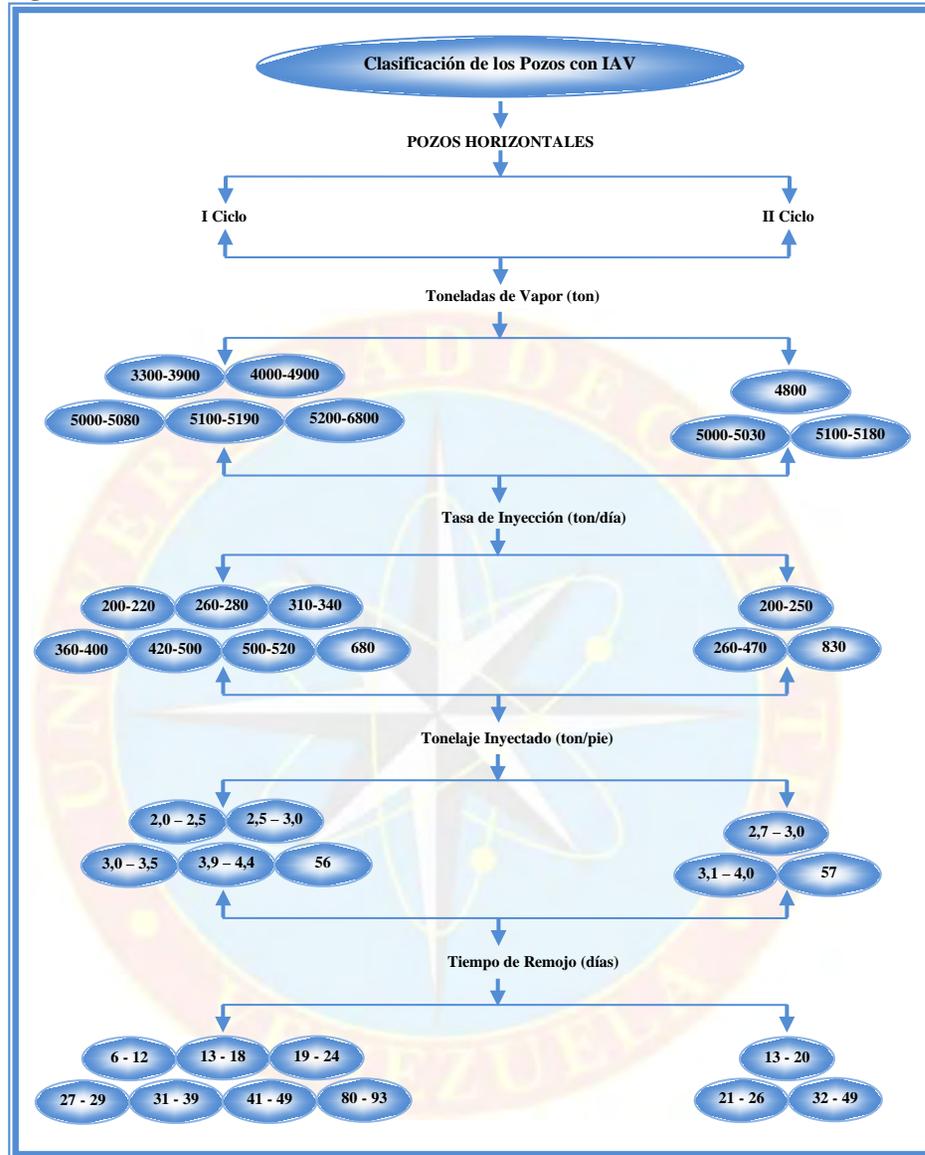
MFB-360	33
<b>40-81</b>	
MFB-175	40
MFB-333	81
MFB-365	43

El procedimiento antes descrito se realizó para separar los grupos tanto del segundo ciclo de pozos verticales y desviados como para los ciclos de pozos horizontales.

Se realizó la clasificación de los pozos a estudiar, tomando en cuenta el tipo de pozo, los ciclos que presentaron en su vida productiva y los parámetros estudiados, los rangos de dichos parámetros dependieron directamente de los valores arrojados por el proceso de inyección de vapor en cada pozo en particular.

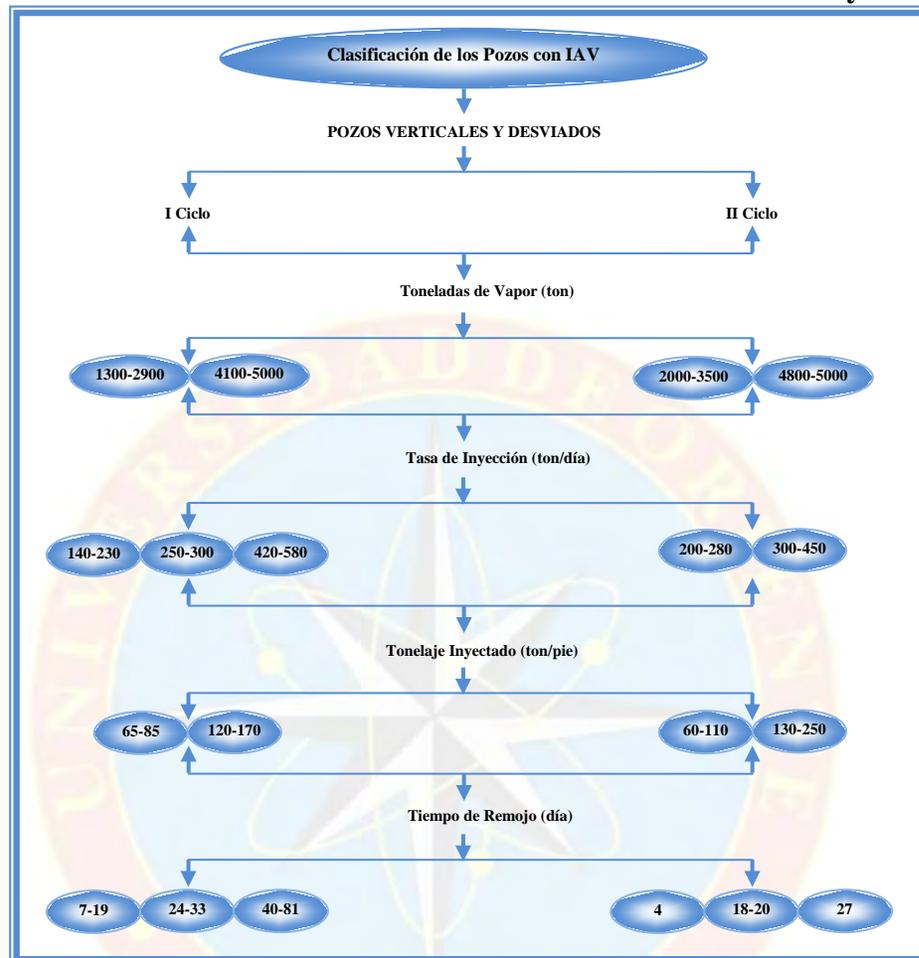
Las figuras N° 4.1 y 4.2, reflejan los resultados de la clasificación de los pozos de la muestra, con los diferentes ciclos definidos.

**Figura N° 4.1. Resultado de la Clasificación de los Pozos Horizontales.**



En la tabla N° 4.8 se encuentra un resumen de los grupos por parámetro, ciclo y geometría y en el Apéndice B se observa en detalle cuáles pozos conforman cada grupo y la variación del parámetro estudiado. En total se formaron 55 grupos de pozos, de los cuales se generaron 55 pozos modelos y se establecieron 16 pozos óptimos.

**Figura N° 4.2. Resultado de la Clasificación de los Pozos Verticales y Desviados**



**Tabla N° 4.8. Grupos de Pozos por Geometría, Parámetro en Estudio y Ciclo.**

Parámetro	Grupos de Pozos V-D		Grupos de Pozos H	
	Ciclo I	Ciclo II	Ciclo I	Ciclo II
Toneladas de Vapor (ton)	2	2	5	3
Tasa de Inyección (ton/día)	3	2	7	3
Tonelaje Inyectado (ton/pie)	2	2	5	3
Días de Remojo (días)	3	3	7	3

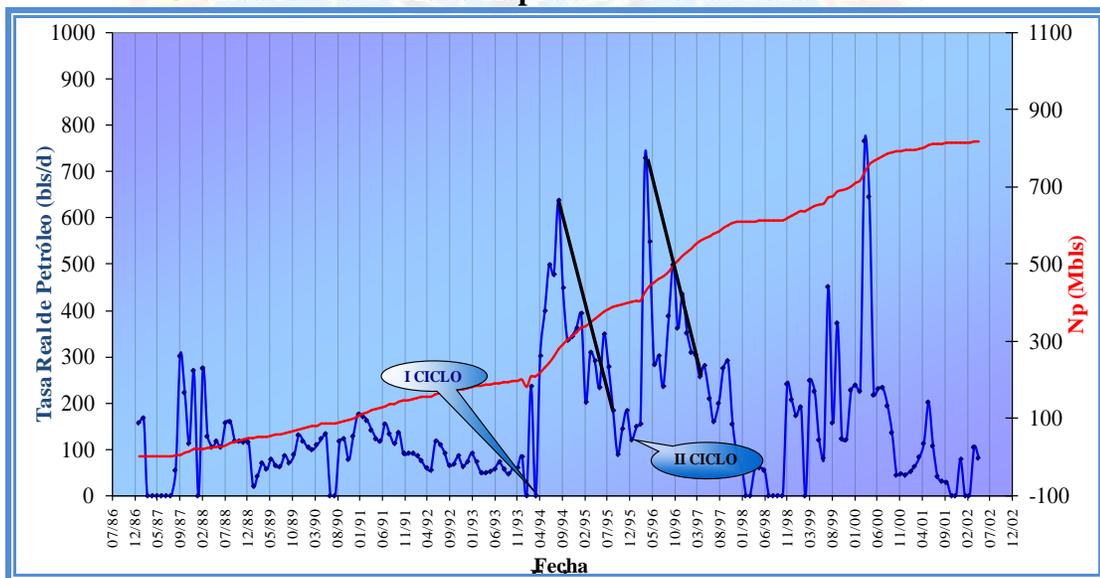
### 4.3 APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE REGRESIÓN A LOS GRUPOS DE POZOS SELECCIONADOS

Para el desarrollo de la técnica de regresión fueron necesarios los pasos:

#### 4.3.1 Sincronización de los Datos de Producción

En el siguiente ejemplo se observa el comportamiento del pozo MFB-205, al cual se le aplicaron dos ciclos de IAV; para el primer ciclo la declinación comenzó en el cuarto mes de producción y para el segundo ciclo en el tercer mes.

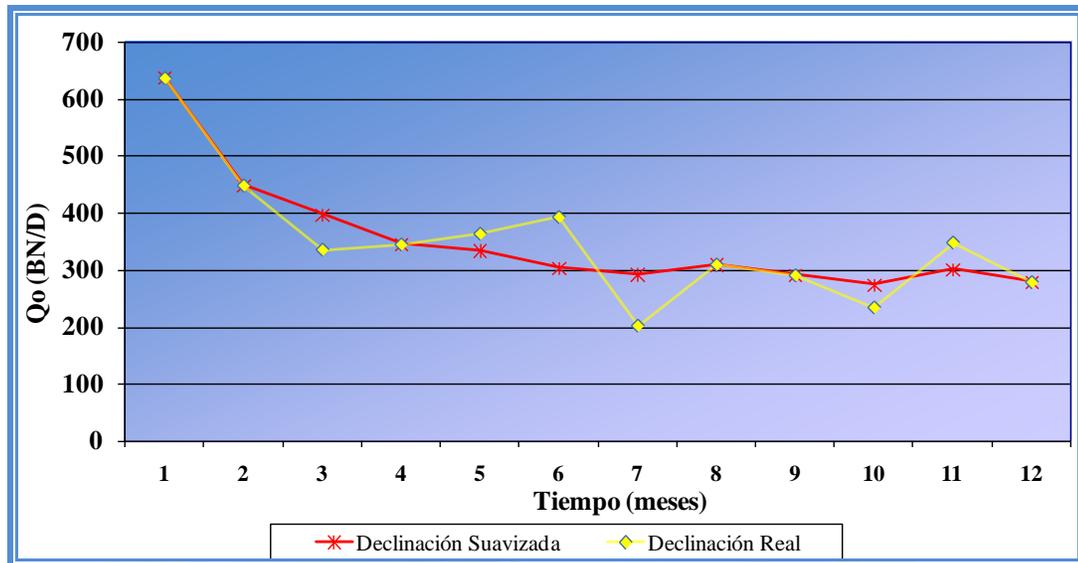
**Gráfica N° 4.3 Período Representativo del Pozo MFB-205**



Una vez seleccionado el período fue necesario suavizar la línea, manteniendo el mismo comportamiento de declinación, con el fin de generar una curva sin fluctuaciones que permita un mejor ajuste de la tendencia lineal.

A continuación se observa el período de declinación real y el suavizado para el primer ciclo del pozo MFB-205.

**Gráfica N° 4.4 Declinación Suavizada del Pozo MFB-205**



Posteriormente, se sincronizaron los pozos por grupo como se muestra a continuación:

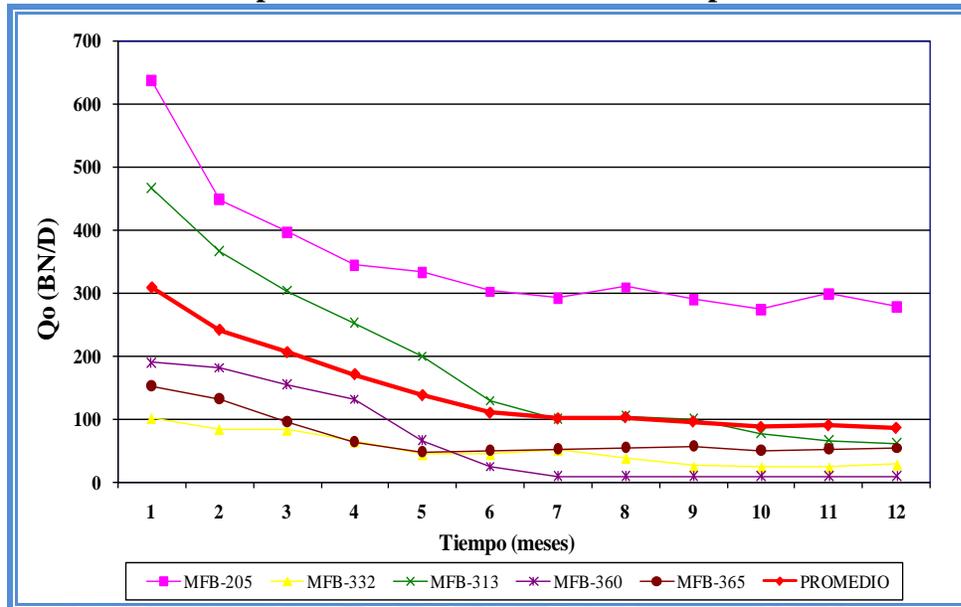
**Tabla N° 4.9 Data de Producción Sincronizada de Pozos Verticales y Desviados, I Ciclo con Toneladas Inyectadas entre 1300 y 2900 ton (Grupo 1)**

Mes Pozo	PERÍODO DE PRODUCCIÓN											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-205	637	449	397	345	334	304	293	310	291	275	301	279
MFB-332	102	85	84	65	45	46	52	40	26	26	25	29
MFB-313	467	366	304	254	200	130	101	106	101	79	68	63
MFB-360	191	183	156	133	68	26	12	11	11	12	11	11
MFB-365	153	132	97	66	49	52	54	56	58	52	54	55
Promedio	310	243	208	173	139	111	102	104	98	89	92	87

Como se observa en la tabla anterior, la producción mensual de los pozos pertenecientes al primer grupo se promedió, determinando el pozo promedio; este

procedimiento se repitió para todos los grupos conformados, obsérvese gráficamente a continuación.

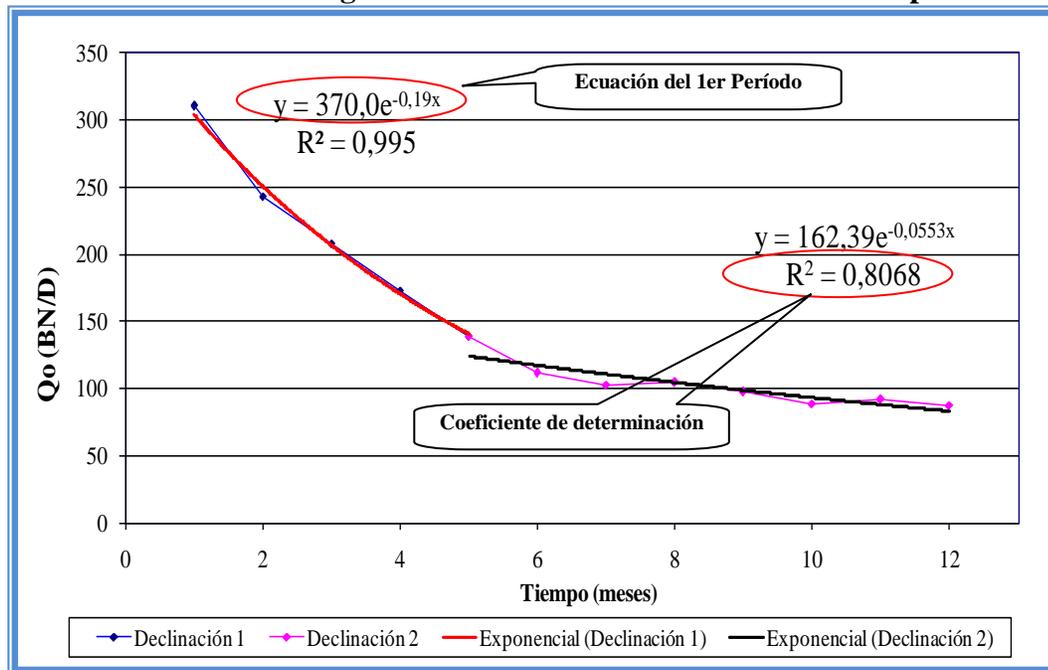
**Gráfica N° 4.5 Comportamiento de Producción (qo vs t) del Período Representativo de los Pozos del Grupo 1**



#### 4.3.2 Elaboración de Gráficos Estadísticos

La regresión lineal se realizó en la gráfica del pozo promedio (gráfica estadística), donde se representa la separación de los períodos de producción, en el pozo del grupo 1 se observa que el primer período está conformado por 5 meses y el segundo por 7 meses, a continuación se hace referencia gráfica y además se señalan las ecuaciones y los coeficientes de determinación generados por cada período en particular.

**Gráfica N° 4.6 Regresión Lineal del Pozo Promedio del Grupo 1**



#### 4.3.3 Aplicación de Modelos Estadísticos

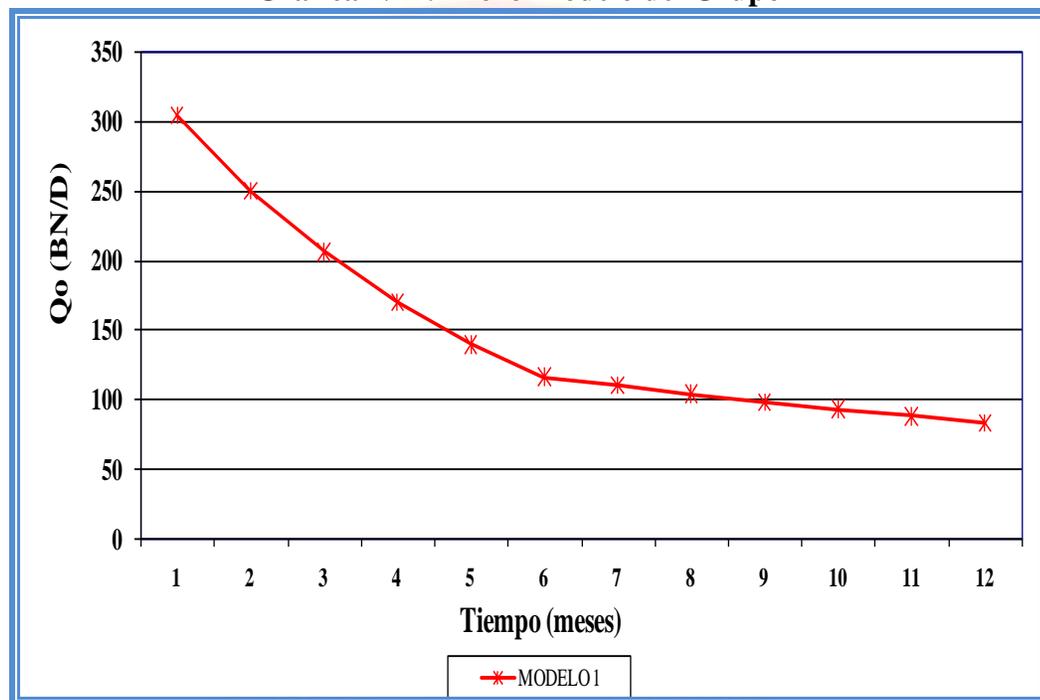
Con las ecuaciones generadas por la regresión se determinaron las tasas de producción mensual del pozo modelo, teniendo base teórica en la ecuación 2.7 y además proporcionando el valor de la declinación nominal para el cálculo de la declinación real efectiva con la ecuación 2.3.

Resumiendo, el pozo modelo se logró con la sincronización de los pozos pertenecientes al grupo 1, las tendencias resultantes del comportamiento promedio de producción de los pozos sincronizados, generaron las ecuaciones  $Y_1$  y  $Y_2$  a partir de las cuales se realizó el cálculo de las tasas de producción mensuales y de donde se obtuvo para el primer período una declinación nominal de 19,44% y 5,53% para el segundo período. Luego se calculó la declinación efectiva, 62% y 32% para cada período.

Tabla N° 4.10 Resultado del Cálculo del Pozo Modelo 1

Mes Pozo	PERÍODO DE PRODUCCIÓN											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Promedio	310	243	208	173	139	111	102	104	98	89	92	87
Ecuación	$Y_1 = 370,04e-0,1944x$					$Y_2 = 162,39e-0,0553x$						
Modelo 1	305	251	207	170	140	117	110	104	99	93	88	84

Gráfica N° 4.7 Pozo Modelo del Grupo 1



Finalmente, se realizó el procedimiento antes descrito para cada grupo, generando así los diferentes pozos modelos. La tabla N° 4.11 muestra un resumen del promedio de la declinación mensual efectiva; en el Apéndice C se encuentran las tasas de producción de los pozos modelos y sus respectivas declinaciones por período y en el Apéndice D las gráficas de regresión, indicando los períodos y las ecuaciones para cada pozo promedio.

**Tabla N° 4.11 Resultado del Cálculo de la Declinación Mensual Efectiva**

	Declinación Mensual Efectiva (%)			
	I Ciclo		II Ciclo	
	Primer Período	Segundo Período	Primer Período	Segundo Período
	<b>Pozos Verticales y Desviados</b>			
<b>Promedio</b>	70 %	32 %	69 %	35 %
	<b>Pozos Horizontales</b>			
<b>Promedio</b>	58 %	31 %	55 %	26 %

#### **4.4 ESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR**

Se establecieron por medio de análisis estadístico los rangos bajo los cuales los pozos inyectados en los años de estudio presentaron mayor efectividad. Los resultados obtenidos de dicho análisis se presentan a continuación:

##### **4.4.1 Pozos Verticales y Desviados, I y II ciclo**

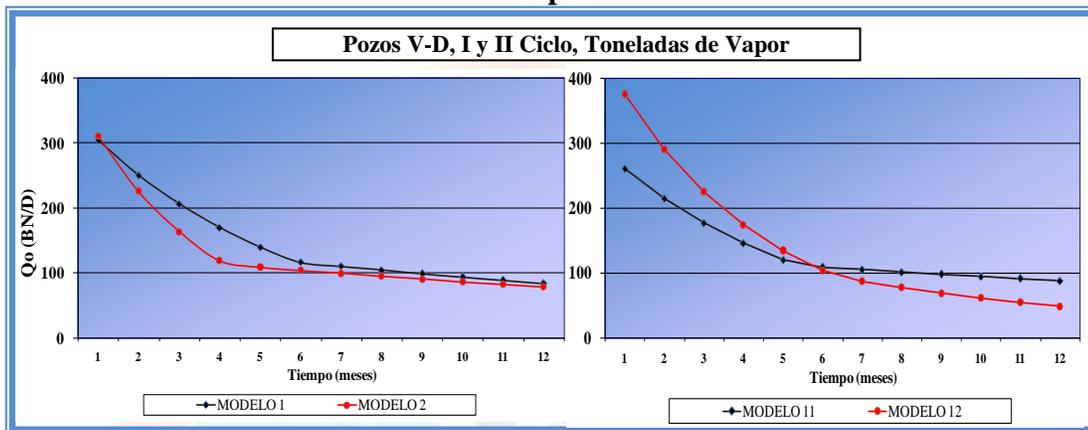
###### **4.4.1.1 Toneladas de Vapor (ton)**

Las toneladas de vapor para los pozos verticales y desviados en el primer ciclo se estimaron bajo el estudio del comportamiento de dos grupos de pozos, el pozo Modelo 1 lo conforman los pozos MFB-205, MFB-332, MFB-313, MFB-360 y MFB-365 (ver gráfica N° 4.5) y el pozo Modelo 2 por los pozos MFB-175, MFB-313 y MFB-355.

Por otra parte, para el segundo ciclo se contó con el estudio del comportamiento de dos grupos, conformados con los siguientes pozos: MFB-175, MFB-333 y MFB-334 el primero (pozo Modelo 11) y con MFB-205, MFB-360 y MFB-365 el segundo

grupo (pozo Modelo 12). En la siguiente gráfica se observa el comportamiento de declinación, siendo específicamente 0,62 y 0,72 las declinaciones efectivas para los modelos del primer ciclo y 0,62 y 0,79 para los del segundo ciclo.

**Gráfica N° 4.8 Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según las Toneladas de Vapor**



En la tabla N° 4.12 se muestra la relación existente entre las toneladas inyectadas en los pozos con el potencial adicional de cada uno de los pozos luego de la estimulación, tanto para el primer como para el segundo ciclo.

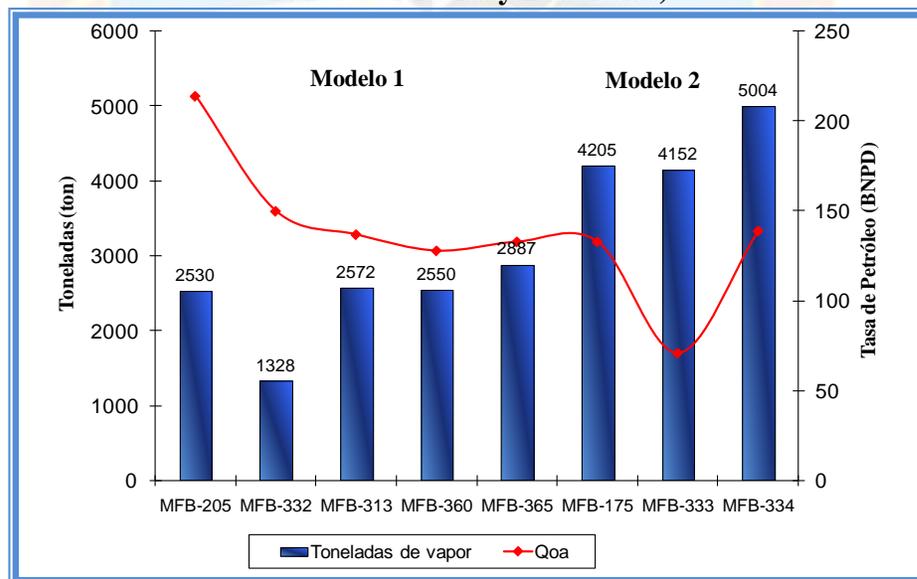
**Tabla N° 4.12 Potencial Adicional en Pozos V-D agrupados por Toneladas de Vapor**

I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
<b>MODELO 1 (1300-2900) toneladas</b>			
MFB-205	214	8,89	0,62
MFB-332	150	1,52	
MFB-313	137	4,57	
MFB-360	128	1,79	
MFB-365	133	1,57	
<b>Promedio</b>	<b>152</b>	<b>3,67</b>	
<b>MODELO 2 (4100-5000) toneladas</b>			
MFB-175	133	5,53	0,72
MFB-333	71	3,13	
MFB-334	139	3,00	
<b>Promedio</b>	<b>114</b>	<b>3,89</b>	

<b>II CICLO</b>		
<b>MODELO 11 (2000-3500) toneladas</b>		
MFB-175	14	3,26
MFB-313	73	2,93
MFB-355	127	1,99
<b>Promedio</b>	<b>71</b>	<b>2,73</b>
<b>MODELO 12 (4800-5000) toneladas</b>		
MFB-205	579	6,34
MFB-360	196	2,71
MFB-365	67	2,00
<b>Promedio</b>	<b>281</b>	<b>3,68</b>

En la tabla anterior se puede observar que los pozos modelos con la tasa de declinación más baja en el período en caliente son el Modelo 1 (1300-2900 toneladas) para el primer ciclo y el Modelo 11 (2000-3500 toneladas) para el segundo ciclo, ambos con una declinación de 0,62.

**Gráfica N° 4.9 Toneladas Inyectadas Vs. Tasa de Petróleo en Caliente (I Ciclo, Pozos Verticales y Desviados)**



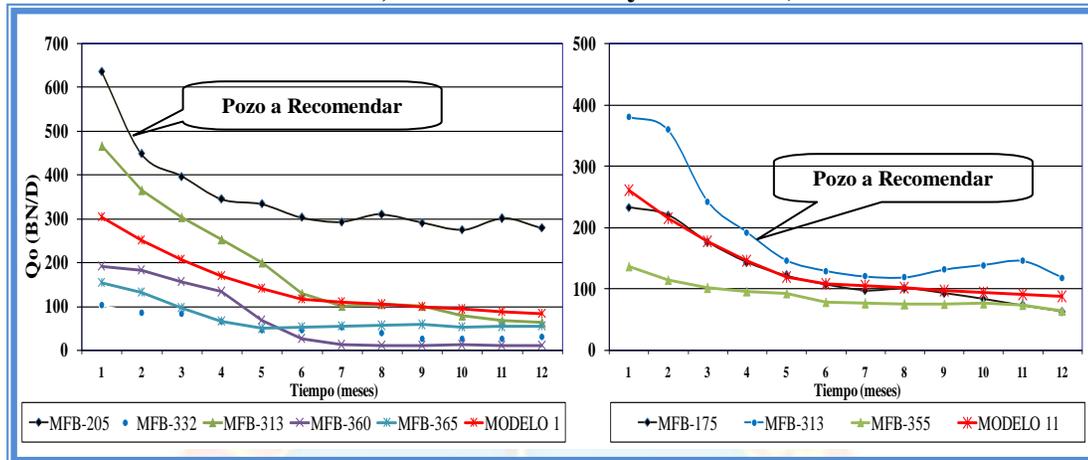
Como se observa en la gráfica anterior, la tasa adicional de petróleo en caliente (Qoa) fue mayor y se mantiene constante en los pozos del Modelo 1, con un aumento promedio de 152 BNPD. Comparando dicho resultado con el del Modelo 2 se verifica

que aumentando las toneladas inyectadas no aumentamos la tasa de producción en caliente, sin embargo se deben tener en cuenta otros parámetros en estudio, como el tiempo de remojo que se estudiará más adelante.

En lo que concierne al Modelo 1, el pozo MFB-205 presentó un aumento de la tasa de producción de 87,7 a 302,7 BNPD, a dicho pozo se le inyectaron 2530 toneladas en 10 días, igualmente en el pozo MFB-332 se observa un aumento de la tasa de producción de 150 BNPD con 1328 toneladas inyectadas en 9 días. Los demás pozos mantuvieron una tasa adicional de aproximadamente 130 BNPD con un rango de 2500 a 2900 toneladas inyectadas, notando que el pozo MFB-205 con la misma cantidad (2530 ton) produjo un aumento mayor por 80 BNPD y que el pozo MFB-332 con sólo 1328 toneladas tuvo una tasa adicional mayor, esto probablemente se deba a que hubo una remoción de daños a la formación o el efecto de los días de remojo en la respuesta del pozo.

En este mismo orden de ideas, para el segundo ciclo se tiene una declinación efectiva menor para el Modelo 11, sin embargo se observa que tanto el aumento de la tasa en caliente como el acumulado producido de petróleo atribuido a la IAV es mayor para el Modelo 12, el cual tiene una declinación de 0,79. Analizando el comportamiento de los pozos pertenecientes a dichos modelos se observa que el pozo MFB-205 respondió de manera excelente, con un aumento de la tasa de 579 BNPD y un acumulado de producción de 6,34 Mbls/mes, lo cual generó en su grupo un aumento significativo en comparación con el Modelo 11; adicionalmente este pozo presenta un tiempo de remojo de sólo 4 días lo cual pudo inferir en el comportamiento del mismo, igualmente los pozos MFB-360 y MFB-365 presentaron mayores aumentos de la tasa de producción.

**Gráfica N° 4.10 Pozos Modelos Óptimos Según las Toneladas de Vapor (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados)**



Lo antes expuesto permite estimar que los pozos modelos óptimos según las toneladas de vapor a ser inyectados en los pozos verticales y desviados con un espesor promedio de 32 pie son el 1 con un rango de 1300 a 2900 toneladas para el primer ciclo y el 11 con 2000 a 3500 toneladas para el segundo ciclo. Ahora bien, se recomiendan 2530 toneladas para el primer ciclo y 2017 toneladas para el segundo ciclo, tomadas de los pozos que presentaron similitud con los pozos modelos óptimos, (Ver gráfica N° 4.10).

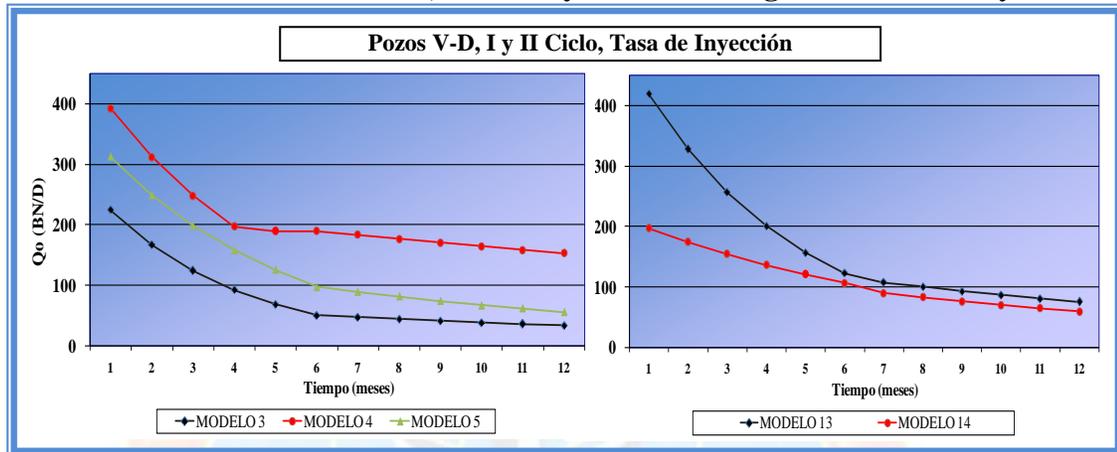
#### 4.4.1.2 Tasa de Inyección (ton/día)

Para el estudio de la tasa de inyección se analizaron tres grupos de pozos para el primer ciclo y dos grupos para el segundo ciclo, con un rango de 150 a 580 y de 200 a 450 toneladas inyectadas por día respectivamente para cada uno.

Los resultados obtenidos por la regresión lineal indican que el modelo que presenta una declinación de producción menor en el período en caliente es el Modelo 4 para el primer ciclo y el Modelo 14 para el segundo ciclo, ambos con una

declinación efectiva de 0,60; a continuación se observa el comportamiento de declinación.

**Gráfica N° 4.11 Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según la Tasa de Inyección**



En el gráfico N° 4.11 y en la tabla que se muestran a continuación, se puede observar el comportamiento de la producción acumulada y la tasa adicional por ciclo, modelo y por cada pozo luego del proceso de estimulación.

**Tabla N° 4.13 Potencial Adicional en Pozos V-D Agrupados por Tasa de Inyección**

I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
<b>MODELO 3 (150-230) ton/día</b>			
MFB-332	150	1,52	0,77
MFB-334	139	3,00	
MFB-360	128	1,79	
<b>Promedio</b>	<b>139</b>	<b>2,10</b>	
<b>MODELO 4 (250-300) ton/día</b>			
MFB-175	133	5,53	0,68
MFB-205	214	8,89	
MFB-333	71	3,13	
<b>Promedio</b>	<b>139</b>	<b>5,85</b>	
<b>MODELO 5 (420-580) ton/día</b>			
MFB-313	137	4,57	0,66
MFB-365	133	1,57	
<b>Promedio</b>	<b>135</b>	<b>3,07</b>	

<b>II CICLO</b>			
<b>MODELO 13</b>		<b>(200-280) ton/día</b>	
<b>MFB-205</b>	579	6,34	0,80
<b>MFB-313</b>	73	2,93	
<b>MFB-355</b>	127	1,99	
<b>Promedio</b>	<b>260</b>	<b>3,75</b>	
<b>MODELO 14</b>		<b>(300-456) ton/día</b>	
<b>MFB-175</b>	14	3,26	0,60
<b>MFB-360</b>	196	2,71	
<b>MFB-365</b>	67	2,00	
<b>Promedio</b>	<b>92</b>	<b>2,66</b>	

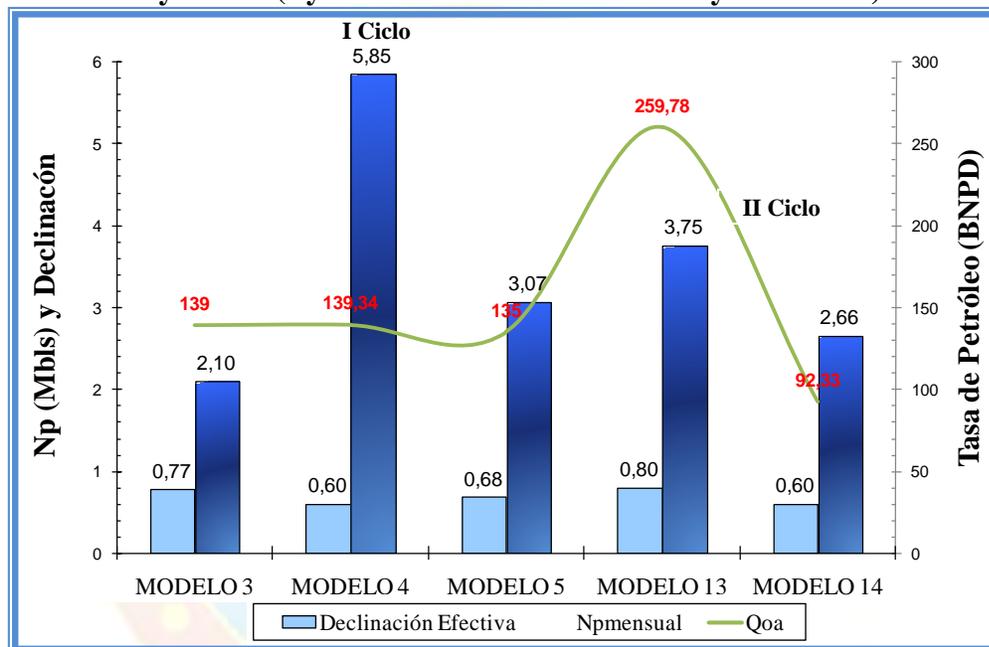
En el primer ciclo, el Modelo 4 conformado por los pozos MFB-175, MFB-205 y MFB-333 con una tasa de inyección de 250 a 300 toneladas diarias, presentó una tasa adicional promedio de 139,33 BNPD y un acumulado promedio mensual de 5,85 MBIs, indicando que el rango óptimo de toneladas a inyectar por día en los pozos verticales o desviados es el de dicho modelo.

Así mismo, se observa que los pozos del Modelo 5 también presentaron similitud en el aumento de la tasa de producción y en la declinación efectiva, sin embargo, dicho modelo no se toma como óptimo para el estudio estadístico por no tener una muestra representativa, ya que para ser estadísticamente representativa debe estar conformado por mínimo tres pozos.

Del mismo modo, para el segundo ciclo se analizaron tanto la tasa adicional promedio de producción en caliente, la declinación efectiva como la producción acumulada de petróleo atribuida a la inyección, observando que el Modelo 13 presenta un aumento considerable en la Qoa y en la Npv en comparación con el Modelo 14, no obstante, la declinación efectiva se comporta de manera inversa llegando a la conclusión que el Modelo 13 está siendo influenciado por el pozo MFB 205.

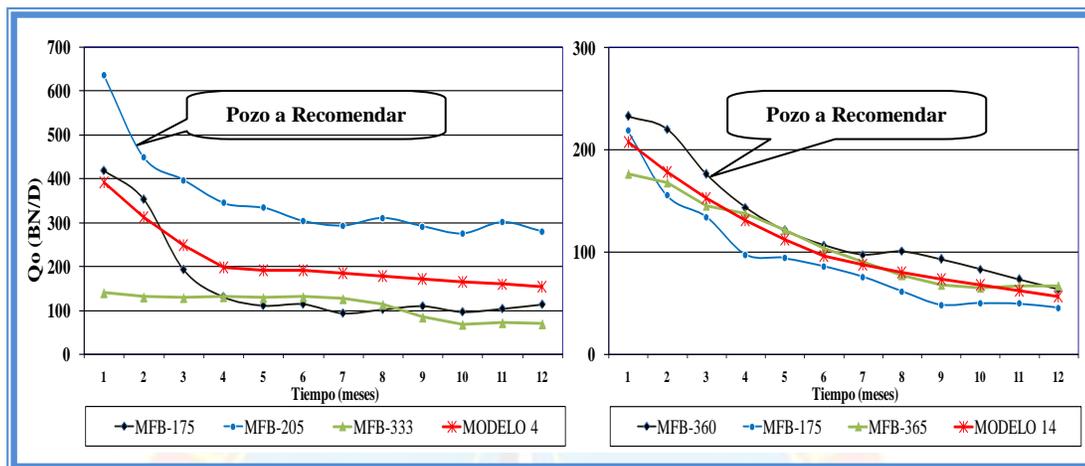
En lo que respecta a los días de inyección de dicho rango, oscilan entre 7 y 16 días, es importante acotar que dependieron de la disponibilidad de los generadores de vapor, en la mayoría de los casos de IAV se usan dos, lo que indica que cada generador debe aportar una tasa de inyección de 210 a 250 ton/día.

**Gráfica N° 4.12 Potencial Adicional Vs Declinación en Modelos según Tasa de Inyección. (I y II Ciclo de Pozos Verticales y Desviados)**



Por todo lo antes expuesto y en virtud de poder estimar los parámetros óptimos de los pozos que han tenido mejor resultado en el aumento de su productividad se escogen los Modelos 4 para el primer ciclo y el 14 para el segundo ciclo, concluyendo que las toneladas a inyectar por día se encuentran entre 250-580 y 300-456 ton/día cada ciclo respectivamente.

**Gráfica N° 4.13 Pozos Modelos Óptimos Según la Tasa de Inyección. (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados)**



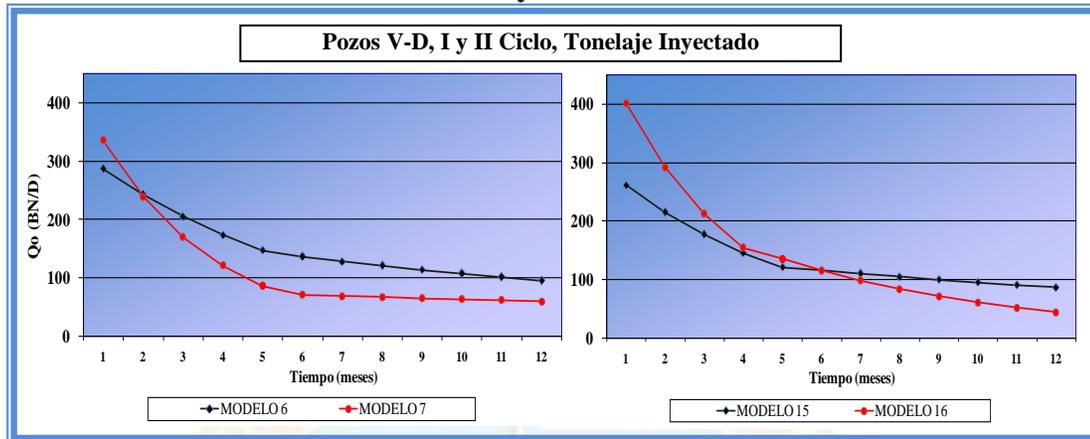
La tasa óptima de Inyección es de 253 ton/día (MFB-205) para el primer ciclo y 456 ton/día (MFB-360) para el segundo ciclo.

#### 4.4.1.3 Tonelaje Inyectado (ton/pie)

En esta oportunidad, la estimación de las toneladas inyectadas por pie de arena para el primer ciclo se realizó por medio de la evaluación de dos grupos, el grupo 6 integrado por los pozos MFB-205, MFB-332, MFB-313, MFB-333 y MFB-365 con un rango de 65 a 85 ton/pie y el grupo 7 por los pozos MFB-175, MFB-334 y MFB-360 con 120 a 170 ton/pie. Por otra parte, el segundo ciclo contó con el estudio de dos grupos, el grupo 15 conformado por los pozos MFB-175, MFB-313 y MFB-355, y el grupo 16 por el MFB-205, MFB-360 y MFB-365.

En la gráfica N° 4.14, se muestran las declinaciones efectivas de los modelos correspondientes a esta clasificación, evidenciando que los que presentaron un menor resultado fueron el Modelo 6 para el primer ciclo y el Modelo 15 para el segundo.

**Gráfica N° 4.14 Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según el Tonelaje Inyectado**



La tabla N° 4.14 evidencia que para el primer ciclo la mejor respuesta se obtuvo en el Modelo 6, donde la declinación efectiva es de 0,57 a diferencia de 0,82 del Modelo 7; además los valores promedios de la tasa adicional de producción en caliente y de la producción acumulada mensual del Modelo 6 son más altos, indicando que con un menor tonelaje inyectado por pie el potencial adicional es mayor.

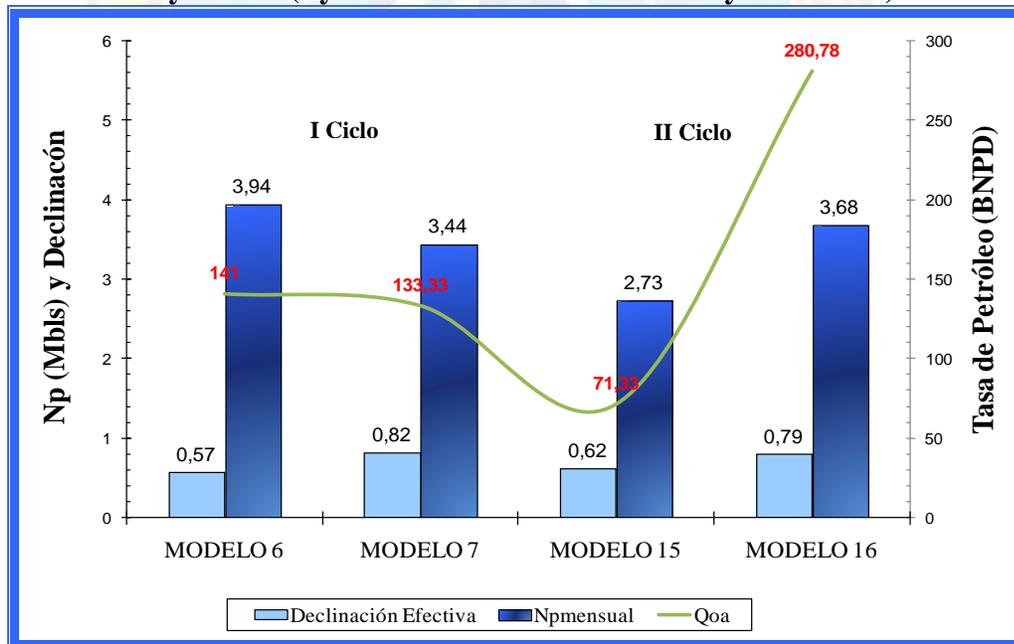
**Tabla N° 4.14 Potencial Adicional en Pozos V-D Agrupados por Tonelaje Inyectado**

I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
<b>MODELO 6 (65-85) ton/pie</b>			
MFB-205	214	8,89	0,57
MFB-332	150	1,52	
MFB-313	137	4,57	
MFB-333	71	3,13	
MFB-365	133	1,57	
<b>Promedio</b>	<b>141</b>	<b>3,94</b>	
<b>MODELO 7 (120-170) ton/pie</b>			
MFB-175	133	5,53	0,82
MFB-334	139	3,00	
MFB-360	128	1,79	
<b>Promedio</b>	<b>133</b>	<b>3,44</b>	
<b>II CICLO</b>			

MODELO 15 (60-110) ton/pie			
MFB-175	14	3,26	0,62
MFB-313	73	2,93	
MFB-355	127	1,99	
Promedio	71	2,73	
MODELO 16 (130-250) ton/pie			
MFB-205	579	6,34	0,79
MFB-360	196	2,71	
MFB-365	67	2,00	
Promedio	281	3,68	

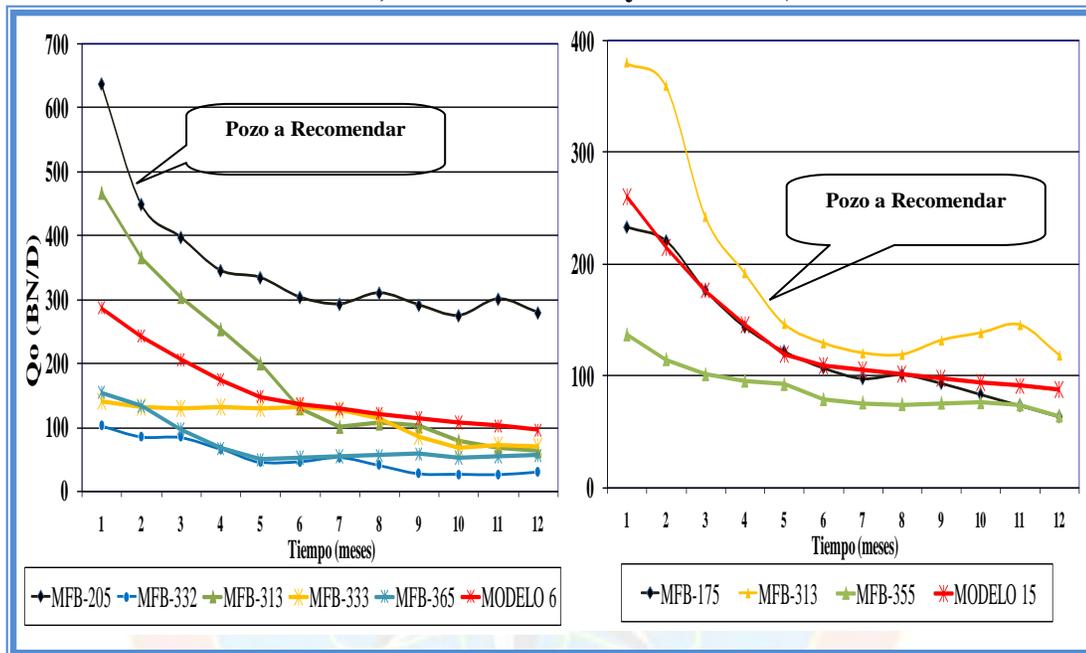
En lo que concierne al segundo ciclo, el Modelo 15 presentó una declinación efectiva menor al modelo en comparación, sin embargo, la tasa adicional y el petróleo acumulado es considerablemente menor para dicho modelo. Es probable que este comportamiento se deba a que fue alto el tonelaje suministrado al espesor promedio de 32 pies, ocasionando que se pierda el calor hacia la formación adyacente y por consiguiente se generó la declinación abrupta de 0,79 en el Modelo 16.

**Gráfica N° 4.15 Potencial Adicional Vs Declinación en Modelos según Tonelaje Inyectado. (I y II Ciclo de Pozos Verticales y Desviados)**



Resumiendo, el tonelaje por pie óptimo según el estudio estadístico es para el primer ciclo de 72 ton/pie y para el segundo ciclo de 63 ton/pie de arena.

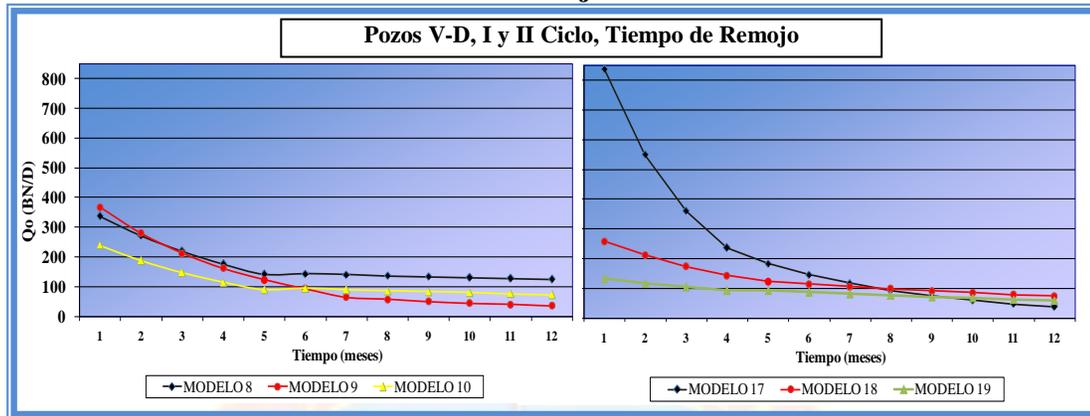
**Gráfica N° 4.16 Pozos Modelos Óptimos Según el Tonelaje Inyectado (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados)**



#### 4.4.1.4 Tiempo de Remojo (días)

Para el primer ciclo este parámetro fue variable, debido a que algunos pozos permanecieron 7 días en remojo y en otros hasta 81 días, por lo tanto se tienen tres grupos. En el caso del segundo ciclo, no fue tan notoria la variación, la mayoría entre 18 y 27 días y sólo un pozo con 4 días de remojo. En la siguiente gráfica se observa el comportamiento de los pozos modelos agrupados para este parámetro.

**Gráfica N° 4.17 Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según el Tiempo de Remojo**



El tiempo de remojo al cual los pozos han respondido con mayor efectividad se encuentra entre 7 y 20 días (Modelo 8), como se observa en la tabla N° 4.15, con una declinación efectiva de 0,66 en el período caliente y un aumento en la tasa de producción de aproximadamente 170 BNP/D.

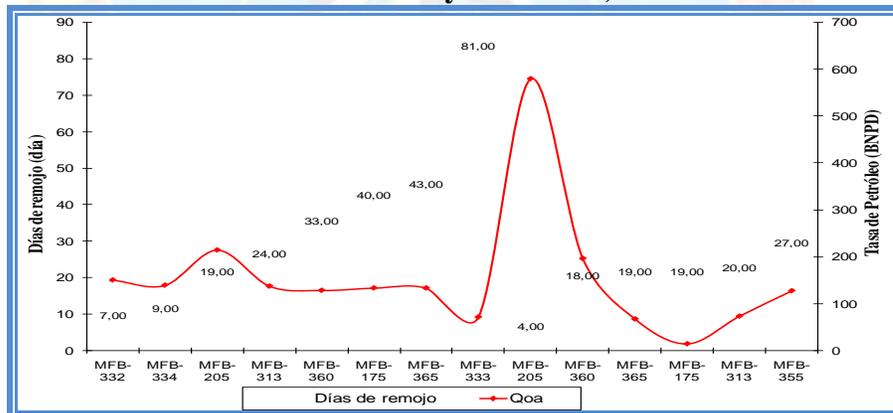
**Tabla N° 4.15 Potencial Adicional en Pozos V-D Agrupados por Tiempo de Remojo**

I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
MODELO 8 (7-19) días			
MFB-205	214	8,89	0,66
MFB-332	150	1,52	
MFB-334	139	3,00	
Promedio	168	4,47	
MODELO 9 (24-33) días			
MFB-313	137	4,57	0,81
MFB-360	128	1,79	
Promedio	133	3,18	
MODELO 10 (40-81) días			
MFB-175	133	5,53	0,70
MFB-333	71	3,13	
MFB-365	133	1,57	
Promedio	112	10,23	
II CICLO			
MODELO 17 (4) días			
MFB-205	579	6,34	0,88
Promedio	579	6,34	

MODELO 18 (18-20) días		
MFB-175	14	3,26
MFB-313	73	2,93
MFB-360	196	2,71
MFB-365	67	2,00
<b>Promedio</b>	<b>88</b>	<b>2,73</b>
MODELO 19 (27) días		
MFB-355	127	1,99
<b>Promedio</b>	<b>127</b>	<b>1,99</b>

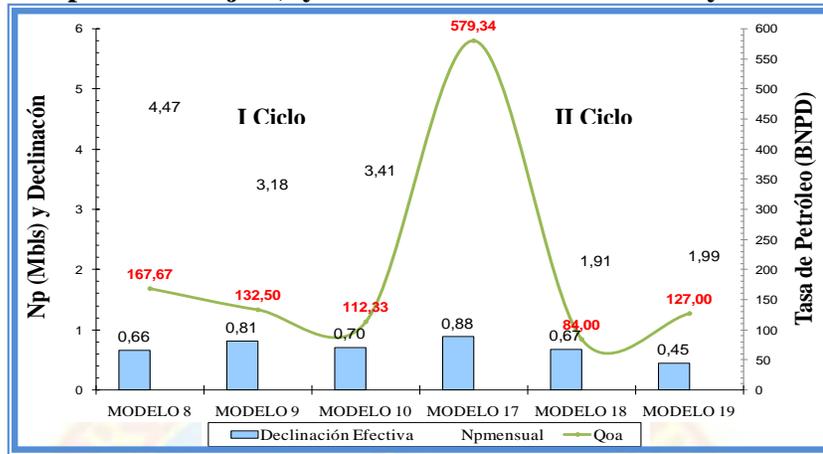
En la gráfica N° 4.18 se observa que para el primer ciclo existe cierta tendencia en la cual la tasa adicional aumenta a medida que el tiempo de remojo disminuye; observándose en el caso del pozo MFB-332 un aumento de 150 BNPD con apenas 7 días de remojo. En cambio el pozo MFB-205 incrementó 214 BNPD con 19 días de remojo, la diferencia posiblemente se debe a que al primer pozo se le inyectaron 1328 toneladas y al segundo 2530 toneladas; esta diferencia en las toneladas inyectadas no permite notar el efecto del tiempo de remojo en dichos pozos.

**Gráfica N° 4.18 Potencial Adicional Vs Días de Remojo. (I y II Ciclo Pozos Verticales y Desviados)**



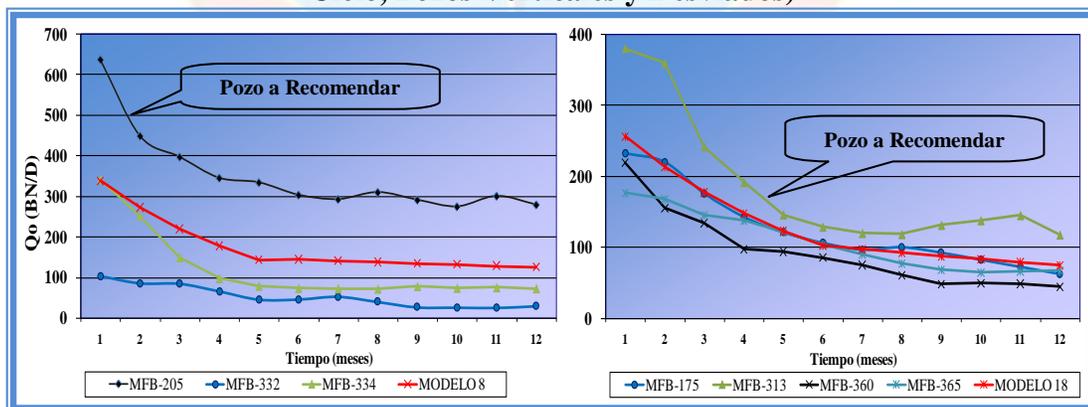
Para el segundo ciclo, se observa que la tasa adicional no mantiene un comportamiento estable, no obstante es notable que el aumento de los días en remojo disminuye el potencial adicional.

**Gráfica N° 4.19 Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos Según el Tiempo de Remojo. (I y II Ciclo de Pozos Verticales y Desviados)**



Como se menciona anteriormente, para el primer ciclo el Modelo 8 posee el tonelaje óptimo tanto por el resultado de declinación como por el potencial adicional de petróleo; por otra parte, para el segundo ciclo la menor declinación la posee el Modelo 18, resultando estadísticamente el tiempo óptimo de remojo de 17 días para el primer ciclo y 20 días para el segundo ciclo.

**Gráfica N° 4.20 Pozos Modelos Óptimos Según el Tiempo de Remojo (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados)**



Sin embargo, a pesar que dichos pozos presentaron buena tasa, el tiempo de remojo no será considerado óptimo, puesto que no es recomendable que un pozo se mantenga cerrado por mucho tiempo, debido a razones económicas, es por ello que se

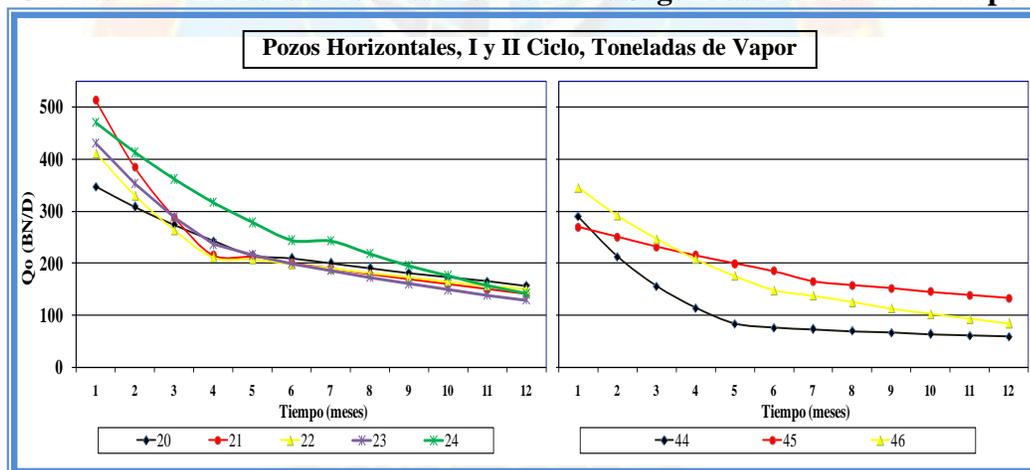
recomiendan 7 días de remojo para el primer ciclo (MFB-332) y 4 días para el segundo ciclo (MFB-205), basándose en el potencial adicional de recobro.

#### 4.4.2 Pozos Horizontales, I y II Ciclo

##### 4.4.2.1 Toneladas de Vapor (ton)

En la gráfica N° 4.21, se muestran las declinaciones de producción de los pozos modelos para pozos horizontales. El primer ciclo de inyección está constituido por cuatro modelos y el segundo ciclo con tres modelos.

**Gráfica N° 4.21 Pozos Modelos Horizontales Según las Toneladas de Vapor**



Con el fin de tener una mayor confiabilidad con respecto a las toneladas de vapor óptimas, se analizó no sólo la declinación de los pozos con el tiempo sino también el potencial adicional de los pozos modelos. La tabla N° 4.16 muestra el comportamiento de dicho potencial, la respuesta por pozo y el promedio por modelo.

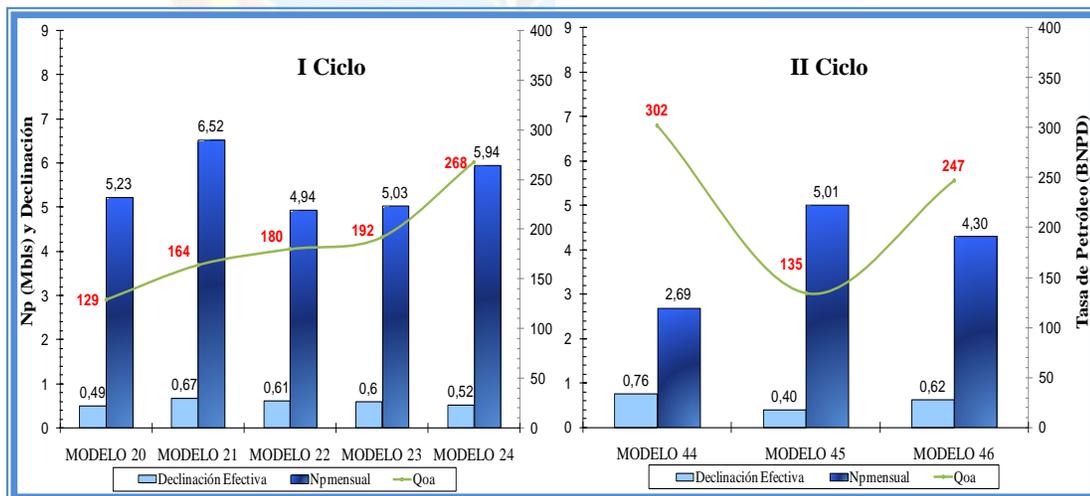
**Tabla N° 4.16 Potencial Adicional en Pozos H. Agrupados por Toneladas de Vapor**

<b>I CICLO</b>			
<b>Pozo</b>	<b>Qoa (BNPD)</b>	<b>Npv (Mbls/mes)</b>	<b>Declinación Efectiva</b>
<b>MODELO 20 (3300-3900) toneladas</b>			
MFB-416	99	2,95	0,49
MFB-485	175	7,63	
MFB-490	113	5,12	
<b>Promedio</b>	<b>129</b>	<b>5,23</b>	
<b>MODELO 21 (4000-4900) toneladas</b>			
MFB-455	86	0,68	0,67
MFB-476	246	8,75	
MFB-481	141	13,12	
MFB-588	182	3,55	
<b>Promedio</b>	<b>164</b>	<b>6,52</b>	
<b>MODELO 22 (5000-5080) toneladas</b>			
MFB-412	387	8,54	0,61
MFB-453	460	3,88	
MFB-456	136	4,86	
MFB-457	163	5,08	
MFB-459	226	4,58	
MFB-477	62	3,27	
MFB-495	413	8,31	
MFB-496	54	3,28	
MFB-497	162	4,23	
MFB-499	58	2,72	
MFB-502	102	6,05	
MFB-506	169	5,14	
MFB-514	110	4,03	
MFB-526	265	6,45	
MFB-538	133	5,93	
MFB-563	129	3,64	
MFB-565	32	4,05	
<b>Promedio</b>	<b>180</b>	<b>4,94</b>	
<b>MODELO 23 (5100-5190) toneladas</b>			
MFB-441	135	3,65	0,60
MFB-462	242	7,14	
MFB-492	275	4,32	
MFB-503	336	6,11	
MFB-509	66	5,49	
MFB-512	292	4,38	
MFB-525	0	4,12	
<b>Promedio</b>	<b>192</b>	<b>5,03</b>	
<b>MODELO 24 (5200-6800) toneladas</b>			
MFB-430	36	6,93	0,52
MFB-484	342	6,82	
MFB-491	141	3,04	
MFB-507	552	6,98	
<b>Promedio</b>	<b>268</b>	<b>5,03</b>	
<b>II CICLO</b>			
<b>MODELO 44 (4800) toneladas</b>			
MFB-412	302	2,69	0,76
<b>Promedio</b>	<b>302</b>	<b>2,69</b>	
<b>MODELO 45 (5000-5030) toneladas</b>			
MFB-441	149,09	5,41	0,40

<b>MFB-456</b>	72	7,07	
<b>MFB-499</b>	188	7,31	
<b>MFB-502</b>	141	3,21	
<b>MFB-525</b>	86	2,80	
<b>MFB-526</b>	171	4,26	
<b>Promedio</b>	<b>135</b>	<b>5,01</b>	
<b>MODELO 46 (5100-5180) toneladas</b>			
<b>MFB-453</b>	245	4,07	0,62
<b>MFB-457</b>	296	3,26	
<b>MFB-485</b>	199	5,57	
<b>Promedio</b>	<b>247</b>	<b>4,30</b>	

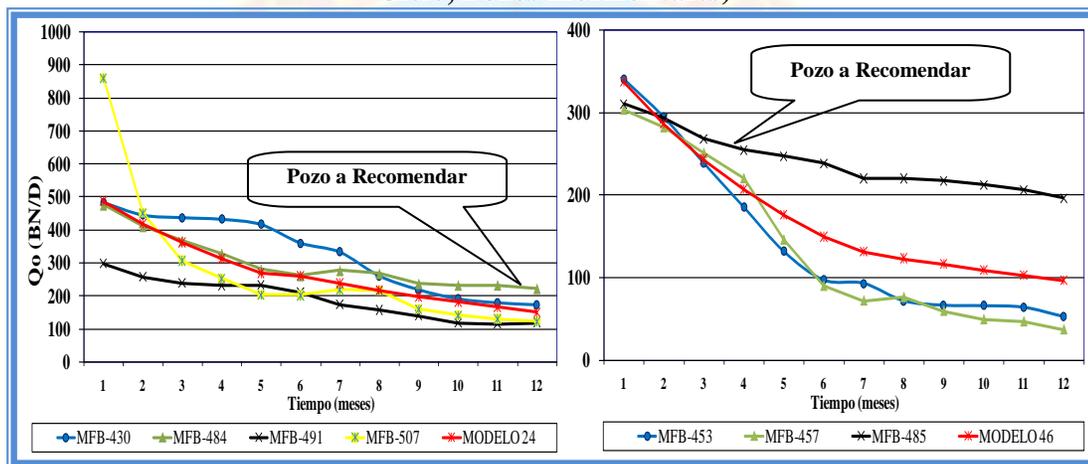
Para facilidad de análisis, el potencial adicional y la declinación efectiva fueron graficados para cada ciclo (Gráfica N° 4.22), donde se observa que para el primer ciclo la tasa adicional de petróleo aumenta a medida que aumentan las toneladas inyectadas, logrando alcanzar 267 BNPD en el Modelo 24, el cual también generó la mayor producción acumulada atribuida a la inyección con una declinación de 0,52. El Modelo 20 respondió con una declinación de 0,49; sin embargo, la tasa adicional es menos del doble que la del modelo anterior (129 BNPD) y el acumulado producido también es menor.

**Gráfica N° 4.22 Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos Según las Toneladas de Vapor (I y II Ciclo de Pozos Horizontales)**



Para el segundo ciclo se tiene una marcada diferencia en el resultado de declinación de los tres modelos; se descarta el Modelo 44 que a pesar de tener la mayor tasa de petróleo adicional tiene la mayor declinación. El Modelo 45 respondió con la menor declinación pero los pozos que lo integran presentaron tasas adicionales bajas en comparación con el Modelo 46, que mostró tasas que oscilan entre 200 y 300 BNPD.

**Gráfica N° 4.23 Pozos Modelos Óptimos Según las Toneladas de Vapor (I y II Ciclo, Pozos Horizontales)**



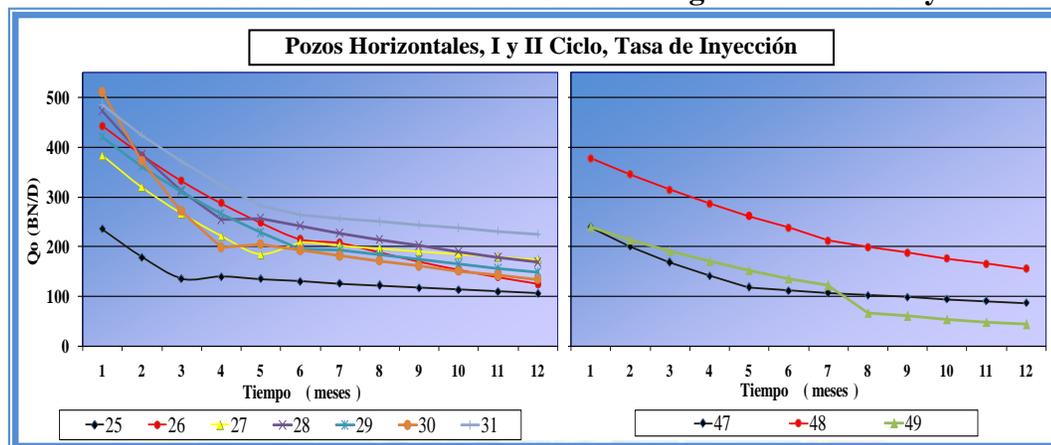
En fin, las toneladas de vapor óptimas para pozos horizontales son 6800 toneladas para el primer ciclo (MFB-484) y 5170 toneladas para el segundo ciclo (MFB-485).

#### 4.4.2.2 Tasa de Inyección (ton/día)

Los días de inyección se estudiaron mediante la relación de estos con las toneladas inyectadas, con el propósito de observar de forma más clara el efecto de la variación de los días de inyección en el potencial de dichos pozos. Como se observa

en la siguiente gráfica este parámetro presentó similitud en lo que respecta a las declinaciones de sus pozos modelos.

**Gráfica N° 4.24 Pozos Modelos Horizontales Según la Tasa de Inyección**



Siguiendo el esquema de estudio, a continuación se muestra el potencial adicional por pozo de cada ciclo de inyección:

**Tabla N° 4.17 Potencial Adicional en Pozos H. Agrupados por Tasa de Inyección**

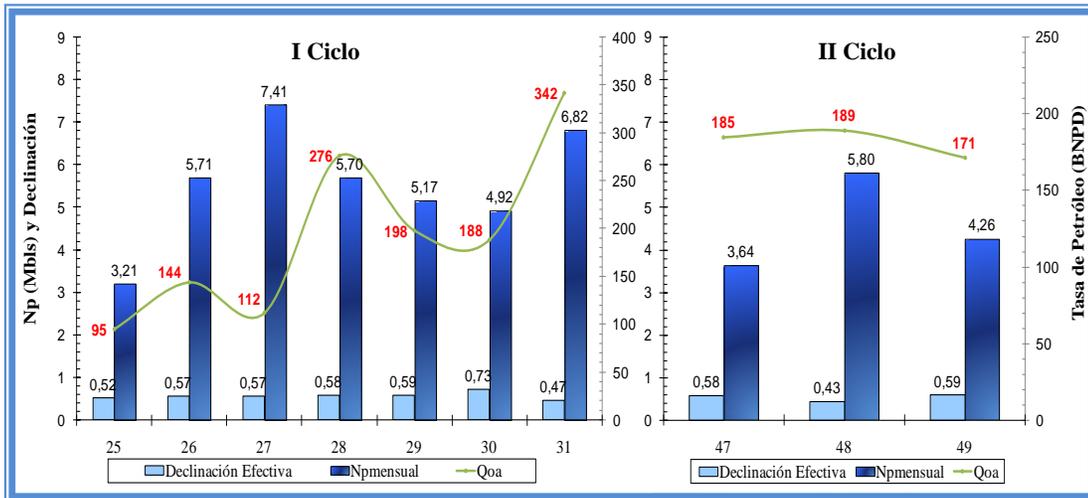
I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
<b>MODELO 25 (200-220) ton/día</b>			
MFB-416	99	2,95	0,52
MFB-455	86	0,68	
MFB-477	62	3,27	
MFB-538	133	5,93	
<b>Promedio</b>	<b>95</b>	<b>3,21</b>	
<b>MODELO 26 (260-280) ton/día</b>			
MFB-430	36	6,93	0,57
MFB-462	242	7,14	
MFB-506	169	5,14	
MFB-563	129	3,64	
<b>Promedio</b>	<b>144</b>	<b>5,71</b>	
<b>MODELO 27 (310-340) ton/día</b>			
MFB-457	163	5,08	0,57
MFB-481	141	13,12	
MFB-565	32	4,05	
<b>Promedio</b>	<b>112</b>	<b>7,41</b>	
<b>MODELO 28 (360-400) ton/día</b>			
MFB-459	226	4,58	0,58

MFB-491	141	3,04	
MFB-495	413	8,31	
MFB-503	336	6,11	
MFB-526	265	6,45	
<b>Promedio</b>	<b>276</b>	<b>5,70</b>	
<b>MODELO 29 (420-500) ton/día</b>			
MFB-441	135	3,65	
MFB-456	136	4,86	
MFB-476	246	8,75	
MFB-485	175	7,63	
MFB-490	113	5,12	
MFB-492	275	4,32	
MFB-499	58	2,72	
MFB-502	102	6,05	
MFB-507	552	6,98	
MFB-512	292	4,38	
MFB-514	110	4,03	
MFB-588	182	3,55	
<b>Promedio</b>	<b>198</b>	<b>5,17</b>	0,59
<b>MODELO 30 (500-520) ton/día</b>			
MFB-412	387	8,54	
MFB-453	460	3,88	
MFB-496	54	3,28	
MFB-497	162	4,23	
MFB-509	66	5,49	
MFB-525	0	4,12	
<b>Promedio</b>	<b>188</b>	<b>4,92</b>	0,73
<b>MODELO 31 (680) ton/día</b>			
MFB-484	342	6,82	
<b>Promedio</b>	<b>342</b>	<b>6,82</b>	0,47
<b>II CICLO</b>			
<b>MODELO 47 (200-250) ton/día</b>			
MFB-412	302	2,69	
MFB-441	149	5,41	
MFB-453	245	4,07	
MFB-502	141	3,21	
MFB-525	86	2,80	
<b>Promedio</b>	<b>185</b>	<b>3,64</b>	0,58
<b>MODELO 48 (260-470) ton/día</b>			
MFB-456	72	7,07	
MFB-457	296	3,26	
MFB-485	199	5,57	
MFB-499	188	7,31	
<b>Promedio</b>	<b>189</b>	<b>5,80</b>	0,43
<b>MODELO 49 (830) ton/día</b>			
MFB-526	171	4,26	
<b>Promedio</b>	<b>171</b>	<b>4,26</b>	0,59

El pozo Modelo 31 del primer ciclo, respondió con la menor declinación y la mayor tasa adicional de grupo, sin embargo no se toma como modelo óptimo porque estadísticamente no es representativo, ahora bien, gráficamente se

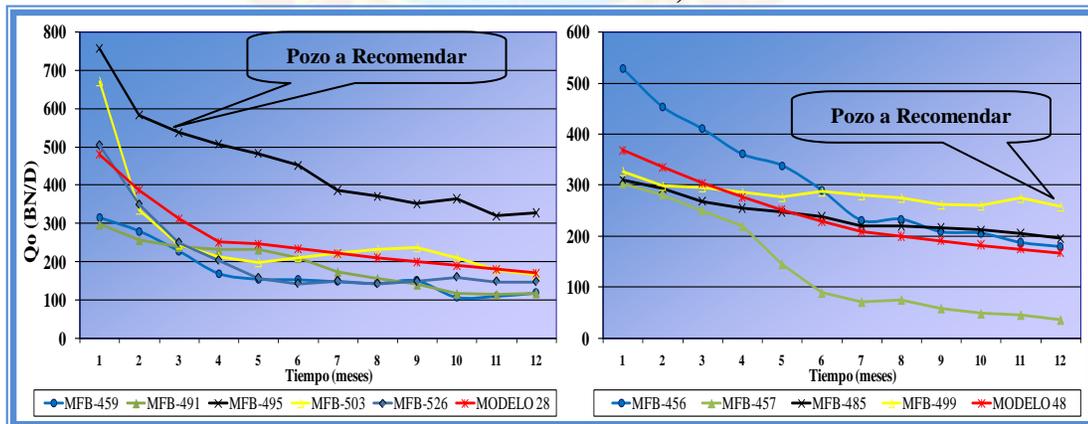
demuestra que el Modelo 28 presenta los mayores valores de potencial adicional, (Ver la siguiente gráfica).

**Gráfica N° 4.25 Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos Según la Tasa de Inyección (I y II Ciclo de Pozos Horizontales)**



A continuación se muestra la gráfica comparativa de los pozos óptimos, donde se identifica el pozo a recomendar:

**Gráfica N° 4.26 Pozos Modelos Óptimos Según la Tasa de Inyección (I y II Ciclo, Pozos Horizontales)**



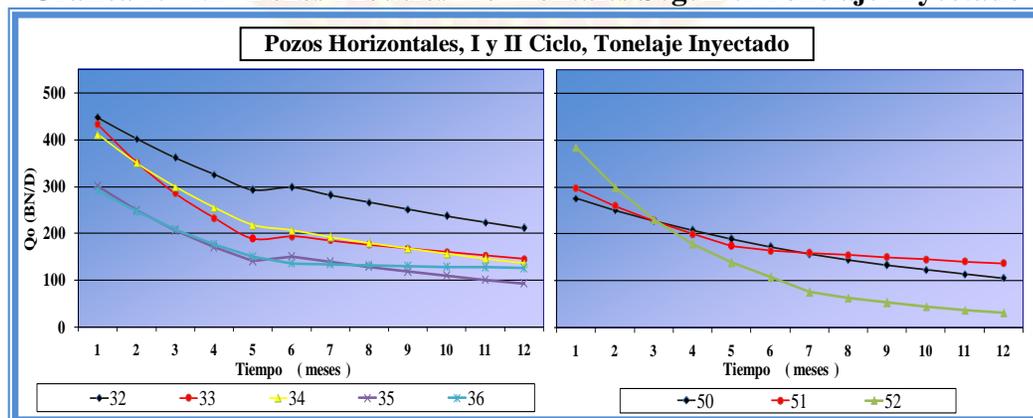
Para el segundo ciclo, la condición óptima la posee el Modelo 48, con el mayor acumulado y la menor declinación. En resumidas cuentas, la tasa de inyección óptima para el primer ciclo de inyección alternada de vapor en pozos horizontales es de 362 ton/día y para el segundo ciclo es de 418 ton/día.

#### 4.4.2.3 Tonelaje Inyectado (ton/pie)

En los procesos de inyección de vapor en pozos horizontales, la cantidad de vapor a inyectar se suele expresar en base a las toneladas a inyectar por pie de longitud de sección horizontal del pozo en lugar del tonelaje a inyectar por pie de espesor de formación como en los pozos verticales. A un pozo horizontal se le debe inyectar menor cantidad de vapor por pie de formación que a un pozo vertical, ya que la razón de áreas calentadas entre un pozo horizontal debería ser mayor que la de un pozo vertical, porque está navegando a lo largo de la arena y podrá calentar más formación, el pozo vertical sólo puede atravesar el espesor de la arena.

La declinación de los pozos modelos para el tonelaje inyectado se muestran a continuación:

**Gráfica N° 4.27 Pozos Modelos Horizontales Según el Tonelaje Inyectado**



En la siguiente tabla se muestra el comportamiento de la producción acumulada, la tasa adicional y declinación por ciclo, modelo y por cada pozo luego del proceso de inyección.

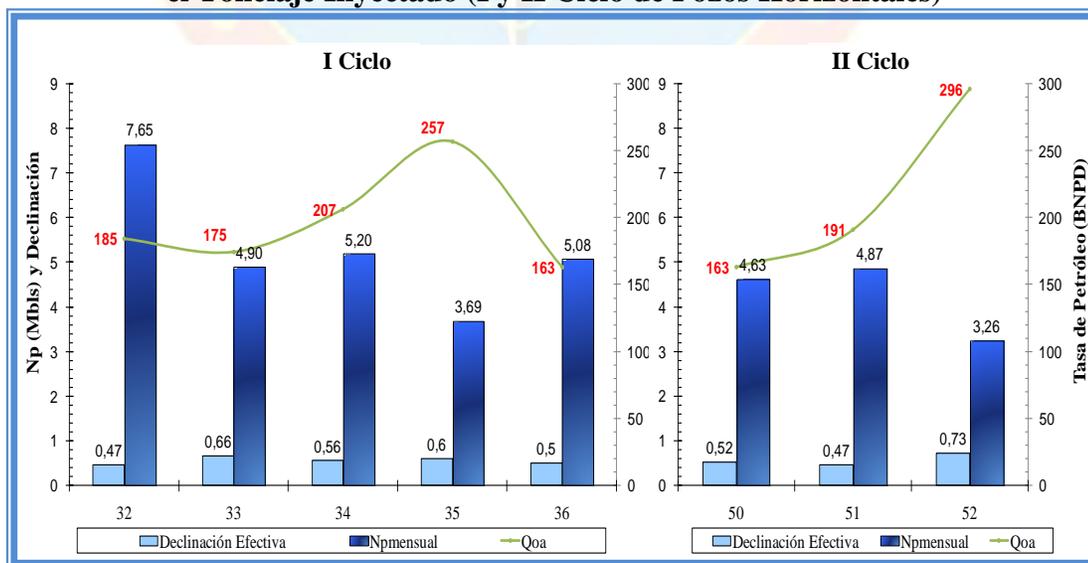
**Tabla N° 4.18 Potencial Adicional en Pozos H. Agrupados por Tonelaje Inyectado**

<b>I CICLO</b>			
<b>Pozo</b>	<b>Qoa (BNPD)</b>	<b>Npv (Mbls/mes)</b>	<b>Declinación Efectiva</b>
<b>MODELO 32 (2 - 2,5) ton/pie</b>			
MFB-477	62	3,27	0,47
MFB-481	141	13,12	
MFB-485	175	7,63	
MFB-495	413	8,31	
MFB-538	133	5,93	
<b>Promedio</b>	<b>185</b>	<b>7,65</b>	
<b>MODELO 33 (2,5 - 3) ton/pie</b>			
MFB-412	387	8,54	0,66
MFB-416	99	2,95	
MFB-455	86	0,68	
MFB-456	136	4,86	
MFB-476	246	8,75	
MFB-490	113	5,12	
MFB-492	275	4,32	
MFB-496	54	3,28	
MFB-497	162	4,23	
MFB-503	336	6,11	
MFB-506	169	5,14	
MFB-509	66	5,49	
MFB-512	292	4,38	
MFB-514	110	4,03	
MFB-525	0	4,12	
MFB-526	265	6,45	
<b>Promedio</b>	<b>175</b>	<b>4,90</b>	
<b>MODELO 34 (3 - 3,5) ton/pie</b>			
MFB-430	237	6,93	0,56
MFB-441	135	3,65	
MFB-459	226	4,58	
MFB-462	242	7,14	
MFB-484	342	6,82	
MFB-491	141	3,04	
MFB-499	58	2,72	
MFB-502	102	6,05	
MFB-507	552	6,98	
MFB-565	32	4,05	
<b>Promedio</b>	<b>207</b>	<b>5,20</b>	
<b>MODELO 35 (3,9 - 4,4) ton/pie</b>			
MFB-453	460	3,88	0,60
MFB-563	129	3,64	
MFB-588	182	3,55	
<b>Promedio</b>	<b>257</b>	<b>3,69</b>	
<b>MODELO 36 (56) ton/pie</b>			
MFB-457	163	5,08	0,50

Promedio	168	5,08	
<b>II CICLO</b>			
<b>MODELO 50 (2,7 - 3) ton/pie</b>			
MFB-412	302	2,69	0,52
MFB-441	149	5,41	
MFB-456	72	7,07	
MFB-485	199	5,57	
MFB-525	86	2,80	
MFB-526	171	4,26	
<b>Promedio</b>	<b>163</b>	<b>4,63</b>	
<b>MODELO 51 (3,1 - 4,0) ton/pie</b>			
MFB-453	245	4,07	0,47
MFB-499	188	7,31	
MFB-502	141	3,21	
<b>Promedio</b>	<b>191</b>	<b>4,87</b>	
<b>MODELO 52 (57) ton/pie</b>			
MFB-457	296	3,26	0,73
<b>Promedio</b>	<b>296</b>	<b>3,26</b>	

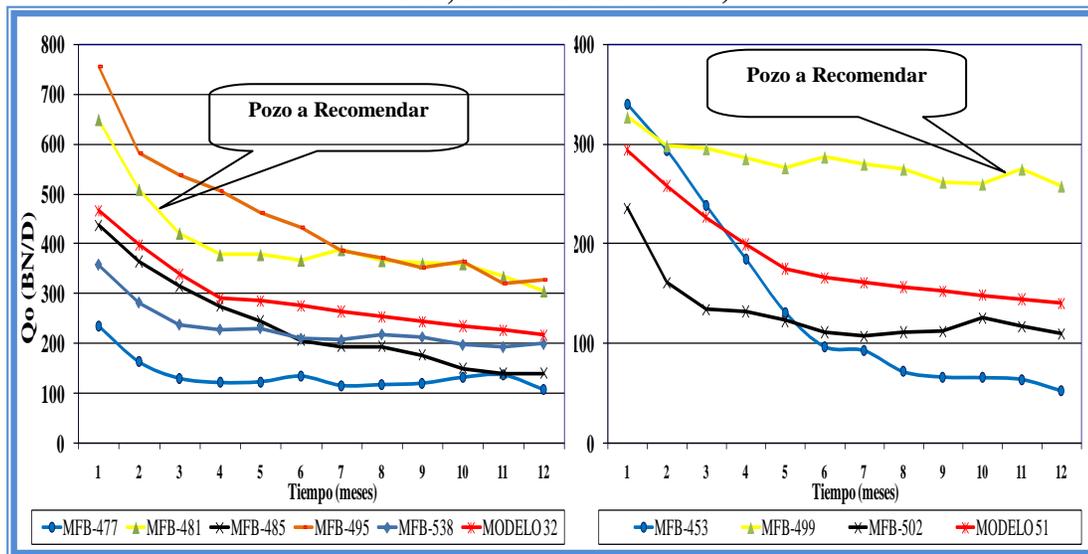
Para el primer ciclo, la condición óptima la representa el Modelo 32, mientras que para el segundo ciclo el Modelo 51 (Ver gráfica N° 4.28), ambos con la menor declinación y el mayor acumulado de producción. En otras palabras, el tonelaje óptimo para el primer ciclo se encuentra entre 2,0 y 2,5 ton/pie y para el segundo ciclo entre 3,1 y 4,0 ton/pie.

**Gráfica N° 4.28 Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos Según el Tonelaje Inyectado (I y II Ciclo de Pozos Horizontales)**



A continuación se demuestra que los pozos que reflejan similitud a los pozos modelos son el MFB-481 para el primer ciclo con 2,01 ton/día y el MFB-499 para el segundo ciclo con 3,15 ton/día.

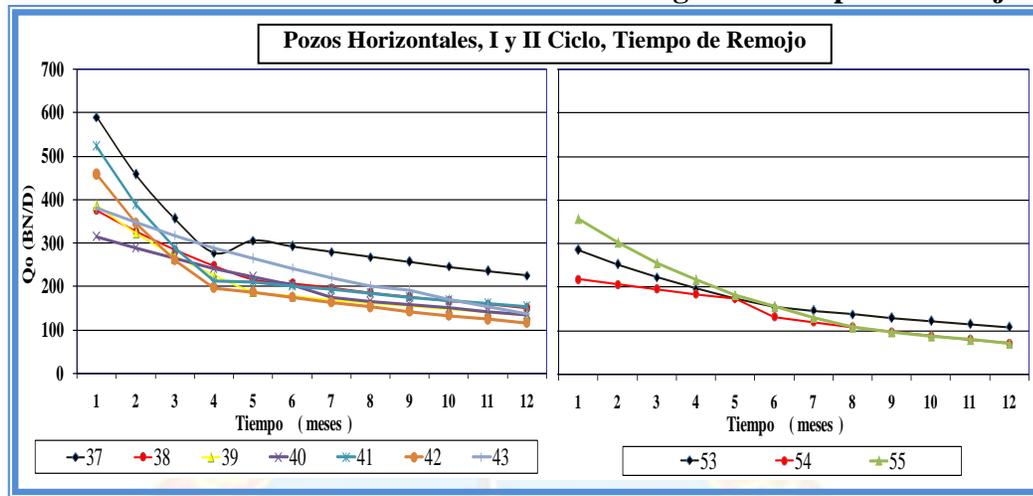
**Gráfica N° 4.29 Pozos Modelos Óptimos Según el Tonelaje Inyectado (I y II Ciclo, Pozos Horizontales)**



#### 4.4.2.4 Tiempo de Remojo (días)

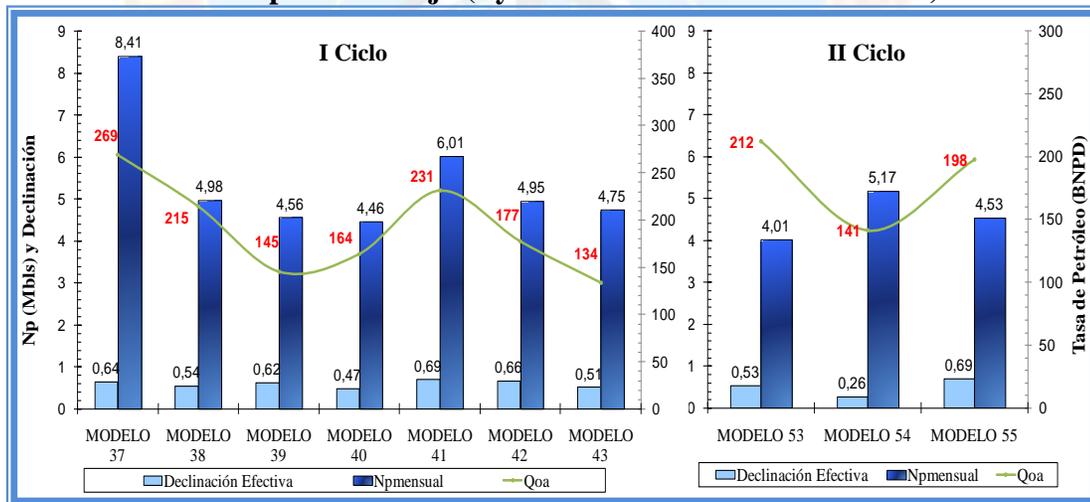
El tiempo de remojo es uno de los factores de mayor importancia en el proceso de inyección alternada de vapor y es el que debería tener un mayor control, sin embargo, este parámetro tiene una gran variación, con pozos que permanecieron 6 días en remojo y otros con hasta 93 días. A continuación se presenta el comportamiento de declinación con el tiempo de los pozos modelos que pertenecen a esta clasificación.

**Gráfica N° 4.30 Pozos Modelos Horizontales Según el Tiempo de Remojo**



En la siguiente gráfica se observa que para ambos ciclos la mayor tasa adicional de petróleo la presentaron los modelos que tienen el menor tiempo de remojo, sin embargo la declinación en dichos modelos no es la menor de los grupos.

**Gráfica N° 4.31 Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos Según el Tiempo de Remojo (I y II Ciclo de Pozos Horizontales)**



Para el primer ciclo, el Modelo 40 respondió con una declinación de 0,47 y el segundo ciclo el Modelo 54 con 0,26 (la más baja en el estudio), sin embargo el tiempo que estuvieron de remojo (aproximadamente de 21 a 29 días) no será

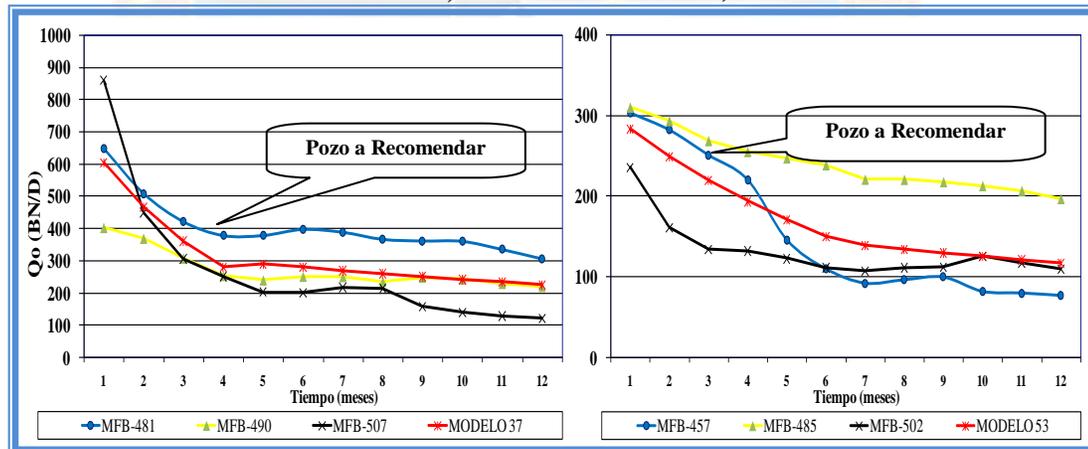
considerado dentro del rango óptimo, puesto que no es recomendable que un pozo se mantenga cerrado por mucho tiempo, debido a razones económicas.

**Tabla N° 4.19 Potencial Adicional en Pozos H. Agrupados por Tiempo de Remojo**

<b>I CICLO</b>			
<b>Pozo</b>	<b>Qoa (BNPD)</b>	<b>Npv (Mbls/mes)</b>	<b>Declinación Efectiva</b>
<b>MODELO 37 (6 – 12) días</b>			
MFB-481	141	13,12	0,64
MFB-490	113	5,12	
MFB-507	552	6,98	
<b>Promedio</b>	<b>269</b>	<b>8,41</b>	
<b>MODELO 38 (13 – 18) días</b>			
MFB-453	460	3,88	0,54
MFB-457	163	5,08	
MFB-459	226	4,58	
MFB-484	342	6,82	
MFB-485	175	7,63	
MFB-491	141	3,04	
MFB-497	162	4,23	
MFB-538	133	5,93	
MFB-563	129	3,64	
<b>Promedio</b>	<b>215</b>	<b>4,98</b>	
<b>MODELO 39 (19 – 24) días</b>			
MFB-455	86	0,68	0,62
MFB-456	136	4,86	
MFB-476	246	8,75	
MFB-477	62	3,27	
MFB-492	275	4,32	
MFB-509	66	5,49	
<b>Promedio</b>	<b>145</b>	<b>4,56</b>	
<b>MODELO 40 (27 – 29) días</b>			
MFB-416	99	2,95	0,47
MFB-502	102	6,05	
MFB-512	292	4,38	
<b>Promedio</b>			
<b>MODELO 41 (31 – 39) días</b>			
MFB-412	387	8,54	0,69
MFB-495	413	8,31	
MFB-499	58	2,72	
MFB-526	265	6,45	
MFB-565	32	4,05	
<b>Promedio</b>			
<b>MODELO 42 (41 – 49) días</b>			
MFB-441	135	3,65	0,66
MFB-462	242	7,14	
MFB-503	336	6,11	
MFB-506	169	5,14	
MFB-525	0	4,12	
MFB-588	182	3,55	
<b>Promedio</b>			
<b>MODELO 43 (80 – 93) días</b>			

MFB-430	237	6,93	0,51
MFB-496	54	3,28	
MFB-514	110	4,03	
<b>Promedio</b>			
<b>II CICLO</b>			
<b>MODELO 53 (13 – 20) días</b>			
MFB-457	296	3,26	0,53
MFB-485	199	5,57	
MFB-502	141	3,21	
<b>Promedio</b>			
<b>MODELO 54 (21 – 26) días</b>			
MFB-441	149	5,41	0,26
MFB-499	188	7,31	
MFB-525	86	2,80	
<b>Promedio</b>			
<b>MODELO 55 (32 – 49) días</b>			
MFB-412	302	2,69	0,69
MFB-453	245	4,07	
MFB-456	72	7,07	
MFB-526	171	4,26	
<b>Promedio</b>			

**Gráfica N° 4.32 Pozos Modelos Óptimos Según el Tiempo de Remojo (I y II Ciclo, Pozos Horizontales)**



Basándose en el comportamiento del potencial adicional para ambos ciclos, la mayor tasa adicional y acumulado producido (en el caso del primer ciclo) se considera el tiempo óptimo de remojo de 6 días para el primer ciclo (MFB-481) y de 13 días para el segundo ciclo (MEB-457).

## CONCLUSIONES

- ✓ La arena R3 yacimiento MFB-205 posee 77 pozos completados, de los cuales a 48 se les aplicó inyección alternada de vapor.
- ✓ Se generaron 55 grupos, 55 pozos modelos y tomando en cuenta 16 pozos óptimos.
- ✓ La declinación mensual efectiva promedio para los pozos verticales fue de 70% en el primer período y 33% para el segundo, en los pozos horizontales fue de 56 y 28%, respectivamente.
- ✓ La tasa adicional promedio de los pozos verticales y desviados fue de 138 BNPD en el primer ciclo y 176 BNPD en el segundo ciclo.
- ✓ La tasa adicional promedio de los pozos horizontales fue de 186 BNPD en el primer ciclo y 185 BNPD en el segundo ciclo.
- ✓ En promedio, durante los años de estudio, se registró un tiempo de remojo mayor a los 25 días.
- ✓ Las condiciones óptimas de inyección de vapor para pozos verticales y desviados en el primer y segundo ciclo son: toneladas de vapor: 2530 y 2017 toneladas para cada ciclo respectivamente; tasa de inyección: 253 y 456 ton/día; tonelaje inyectado: 72 y 63 ton/pie; finalmente, tiempo de remojo: 7 y 4 días de remojo.
- ✓ Las condiciones óptimas de inyección de vapor para pozos horizontales en el primer y segundo ciclo son: toneladas de vapor inyectadas: 6800 y 5170 toneladas para cada ciclo respectivamente; tasa de inyección: 362 y 418 ton/día;

tonelaje inyectado: 2,01 y 3,15 ton/pie; finalmente, tiempo de remojo: 6 y 13 días de remojo.



## RECOMENDACIONES

- ✓ Actualizar la información general de los pozos, especialmente los datos correspondientes a los procesos térmicos para obtener veracidad de los mismos en futuras evaluaciones del proceso.
- ✓ Observar y analizar el comportamiento de producción de los pozos del área en estudio para identificar eventos que expliquen su comportamiento de producción para tener un control de la cantidad de petróleo que se puede recuperar en futuros ciclos de inyección y tiempo de agotamiento de las reservas.
- ✓ Realizar programas de control y monitoreo antes y después de la inyección.
- ✓ Cargar en la base de datos generada en ambiente FINDER todos los valores referidos a la inyección de vapor, antes, durante y después de la misma.
- ✓ Simular térmicamente los pozos antes de realizar la inyección, con la finalidad de predecir de manera confiable la evolución de la producción después de la estimulación.
- ✓ Profundizar la estimulación con I.A.V. en pozos horizontales, buscando mejoras en la producción de petróleo.
- ✓ Aplicar las condiciones de inyección obtenidas por el análisis estadístico realizado en el presente estudio en las futuras intervenciones a realizar.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

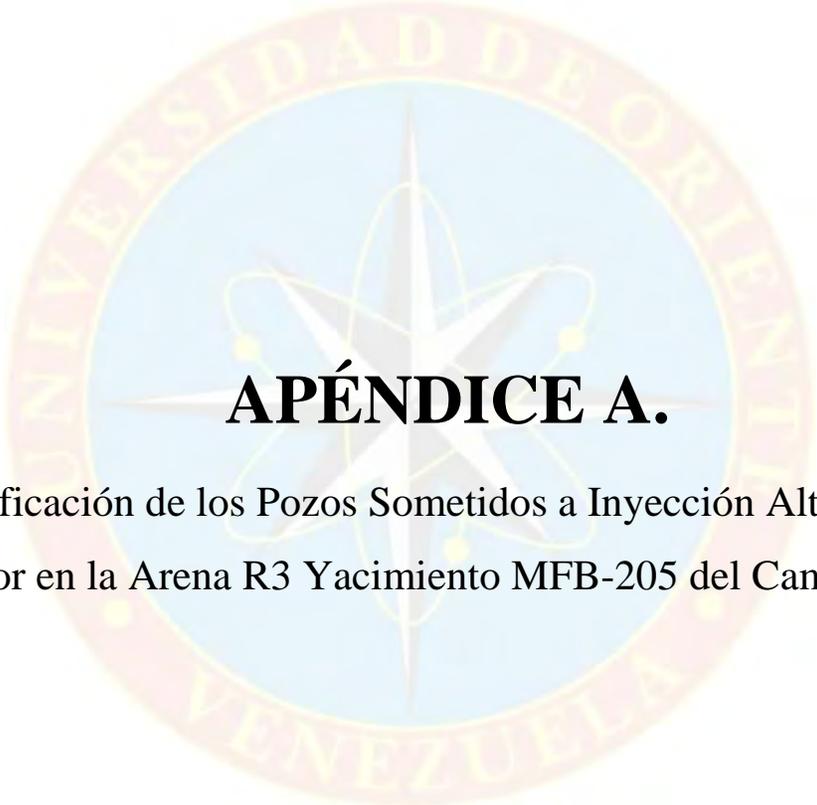
- 1.- BELLO, G. 2004. **“Evaluación de los resultados de la inyección alternada de vapor en el Yacimiento MFB-53 U1,3 perteneciente al Campo Bare, durante el período 2000-2002”**, Trabajo de Grado, U.D.O. Núcleo Monagas.
- 2.- CÓRDOVA, E. 2005. **“Evaluación del proceso de inyección Alterna de vapor en el Yacimiento S5,T MM-412, perteneciente al Campo Melones, U.E. y Pesado Oeste San Tomé”**, Trabajo de Grado, U.D.O. Núcleo Anzoátegui.
- 3.- CIED. 1997. **“Recuperación Térmica”**, Manual de Curso, Tomo I y II, Maracaibo-Venezuela.
- 4.- ALVARADO, D. 1989. **“Recuperación Térmica de Petróleo”**, Manual de Curso, Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras, Maracaibo-Venezuela.
- 5.- PARÍS, M. 2001. **“Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”**, Segunda Edición, Astro Data S.A., Maracaibo-Venezuela.
- 6.- DÍAZ, M. 2002. **“Estadística multivariada: inferencia y métodos”**. Primera Edición. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias.- Departamento de Estadística. Bogotá, Colombia.
- 7.- STEEL, R. 1992. **“Bioestadística: Principios y Procedimientos”**, Segunda Edición, McGraw-Hill, México.

- 8.- ARIAS, F. 2004. **“Introducción a la metodología científica”**, Cuarta Edición, Episteme, Caracas-Venezuela.





**APÉNDICES**



## **APÉNDICE A.**

Clasificación de los Pozos Sometidos a Inyección Alternada de Vapor en la Arena R3 Yacimiento MFB-205 del Campo Bare.

Tabla N° A.1. Base de Datos R3 MFB-205

Pozo	Arena Actual	Fecha de perfor.	TOPE TVD (ft)	BASE	AN	ANP	Tipo	Solicitud de IAV	Programa de Inyección						Prueba antes de la inyección										Producción acumulada			Grado de Rev.	Conv. A iny.	Conv. A prod.						
									Ciclo	Vol V. iny. (ton)	Ton/pie	Tiempo iny. (día)	Tiempo remojo (días)	Inicio Iny.	Dur. Ciclo (mes)	EDO	Fecha	Días de prod.	BFPD	BPPD	*API	PRES	% AYS	petróleo	Agua	gas										
1	MFB-175		Abr-97	2882	2945	6'+32'	6'+32'	V	27/02/1998	I	2640	55	11	10	Mar-98	12	PEB	Oct-97	30	102	95	9,9	100	7,7	29690	690	709	N-80	19/03/1998	27/04/1998						
									22/03/2001	II	2200	55	10	10	Mar-01	12	PEB	Sep-01	30	134	111	12	60	6	178457	304888	44879		30/03/2001	23/04/2001						
2	MFB-197			2912	2955	35'	35'																													
3	MFB-205	L3.4. MFB-54	Ene-84	2895	2948	40'	40'	V	31/01/1994	I	2530	55	10	10	Feb-94	12	PEB	Dic-93	31	151	150	11,3	120	0,5	201724	5196	54266	N-80	22/02/1994	24/03/1994						
									17/12/1997	II	2530	55	10	10	Feb-96	12	PEB	Nov-95	17	322	315	10	120	2,1	399662	18208	59577		19/01/1996	19/02/1996						
4	MFB-313		Jun-00	3002	3052	4'+12'+20'	4'+12'+20'	D	27/09/2000	I	1760	55	4	10	Oct-00	12	PEB	Jun-00	28	24	22	10	60	0,5	-	-	-	N-80	07/10/2000	23/11/2000						
									20/06/2005	IV	1760	55	6	7	Ago-05	12	PEB	Abr-05	30	28	28	10	60	0,1	192864	8422	69259		25/07/2005	?						
5	MFB-321	Aband	Nov-03	2950	2990	35'	35'																													
6	MFB-323	Aband	Oct-03	2944	3000	35'	35'	D-J																												
7	MFB-325		Dic-95	3100	3152	27'+15'	27'+15'	D-J	01/10/1996	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	30/10/1996	24/11/1996		
8	MFB-332		Nov-01	3034	3090	6'+30'	6'+30'	V	28/04/2004	I	1100	55	3	7	Jun-04	12	PE	Mar-04	31	70	70	10	60	0	37081	1098	29439	N-80	12/07/2004	15/08/2004						
9	MFB-333		Nov-01	3028	3082	34'+12'	34'+12'	D-J	SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	28/03/2007	SD			
10	MFB-334		Jul-06	3028	3087	22'+24'	22'+24'	D-J	SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	30/11/2006	SD			
11	MFB-341			3043	3085	21'+12'	21'+12'																													
12	MFB-343		Jun-03					V																												
13	MFB-350		Jul-98	2885	2936	35'	35'	D-J	20/01/2004	I	2640	55	4	6	May-05	12	CO	Sep-04	1	109	3	10	60	8,3	1149774	31888	31661	N-80	12/02/2005	SD						
14	MFB-351		Oct-05	2895	2940	33'	33'	D-J																								20/05/2006				
15	MFB-352		Mar-08	2897	2942	30'	30'	V																												
16	MFB-355		Oct-04	2884	2920	30'	30'	D-J	30/09/2004	I	1760	55	4	7	Oct-04	12	EV	Sep-04	SD	SD	SD	10	60	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	01/10/2004	21/11/2004	
									SD	II	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD
17	MFB-360		Abr-00	2837	2876	14'+13'	14'+13'	D-J	26/09/2000	I	1100	55	3	10	Oct-00	12	PEB	Sep-00	28	21	19	10	60	4,8	14143	136	9870	N-80	16/10/2000	06/12/2000						
									09/03/2004	II	1100	55	3	7	May-04	12	PE	Ene-04	31	19	13	10	60	31,8	66234	5172	56132		04/04/2004	13/05/2004						
									SD	III	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD		SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD
18	MFB-365	R0. MFB-365	Jun-98	2853	2898	3'+30'	3'+30'	D-J	18/08/2000	I	1980	55	4	10	Sep-00	12	EMB	36100	SD	SD	SD	SD	SD	SD	451039	27629	13037	N-80	25/09/2000	29/11/2000						
19	MFB-367	inactivo en eval	Mar-08	2866	2908	38'	38'	D-J	36/04/2004	II	1705	55	4	7	May-04	12	PEB	38047	31	42	42	10	60	3,4	30352	860	18999	N-80	19/07/2004	07/09/2004						
20	MFB-377		Ene-08	2854	2890	32'	32'	D-J																												
21	MFB-412	R0. MFB-205	Oct-95	2880	NP	38'+NP	38'+NP	H	SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	24/04/2000	05/06/2000
									08/10/2002	II	5298	3	11	10	Oct-02	12	PEB	Sep-02	30	121	90	10	60	25	857998	19070	88924	N-80	02/11/2002	01/04/2003						
									18/05/2005	III	5298	3	11	7	Abr-06	12	PEB	Sep-05	30	84	61	10	60	27,4	951708	88585	134366		SD	SD						
									02/12/2005	IV	4000	2,26	20	0	Ene-06	4	PEB	Nov-05	30	81	58	8	60	28,3	955321	134880	89984		SD	SD						
30/09/2002	I	4164	3	8	10	Oct-02	12	PEB	Sep-02	30	208	182	10	60	12,5	972665	29072	72840	27/08/2003	20/10/2003																
22	MFB-416	M1,3 MFB-15	Feb-96	2870	NP	10'+38'+Np	10'+38'	H																												
23	MFB-418		May-08	2850	2870	15'	15'	H																												
24	MFB-419		Jul-07	2940	2978	24'+2'	24'+2'	H																												
25	MFB-424		Abr-08	2984	3012	17'	17'	H																												
26	MFB-425			2862	2902	16'	16'	H																												
27	MFB-429		Ago-08	2980	3010	20'	20'	H																												
28	MFB-430	M1,3 MFB-15	Abr-96	2871	NP	36'+NP	36'+NP	H	01/04/2003	I	4599	3	10	7	Jun-03	12	EMB	Dic-02	9	149	136	10	60	9,1	830039	20605	78904	N-80	21/06/2003	06/10/2003						





Tabla N° A.2. Base de Datos de Centinela

CENTINELA									
POZO	Arena Actual	Fecha de cambio de arena	Estado	Categoría	Fecha	%AyS	Fecha	Ultimo Edo	
MFB-175			PD	1	04/09/2001	85,6	19/11/2002	HW	Relación alta agua-petróleo
MFB-205	L3,4.Mfb-55 (1)	27/03/2008	PD	1	10/03/2002	19,0	15/07/2002	RC	Recompletado en otro yac
MFB-313			PD	1	06/07/2008	28,0	30/06/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-325			PD	1	19/04/2004	96,9	21/04/2004	AA	Esperando abandono
MFB-332				1	17/08/2008	49,9	30/08/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-332									
MFB-333				1	08/11/2008	10,0	25/11/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-334			PD	1	06/11/2008	26,0	30/11/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-350			PE-AI	1	20/01/1999	6,4	12/08/1999	CM	Fluye bajo control del MEM
MFB-355			PD	1	12/05/2008	14,0	02/06/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-360			PD	1	08/12/2008	22,2	05/01/2009	PD	Bombeo con diluyente
MFB-365			PD	1	12/12/2008	21,1	05/01/2009	PD	Bombeo con diluyente
MFB-412	R0, MFB-205	07/12/2008	PD	1	18/09/2007	96,2	25/09/2007	A3	Aband alta rel. agua-petrol
MFB-416	M1,3, MFB-15 (1)	07/12/2008	PD	1	06/08/2005	99,9	08/08/2005	UW	Alto cont. Agua-antieconómico
MFB-430	M1,3, MFB-15 (1)	06/12/2008	PD	1	21/04/2005	35,6	29/04/2005	AR	Esperando repar. Mayor de subsuelo
MFB-441			PD	1	01/04/2009	19,0	02/04/2009	PD	Bombeo con diluyente
MFB-453	Esperando aband	16/07/2008	PD	1	02/04/2007	90,0	20/04/2007	AR	Esperando repar. Mayor de subsuelo
MFB-455	abandonado	01/09/2004	PD-A1	1	19/04/1998	89,0	15/07/2002	AD	Pozo abandonado
MFB-456			DT-DT	1	14/06/2008	2,6	30/06/2008	DT	Bombeo tornillo con diluyente
MFB-457			PD-WO	1	11/12/2008	56,0	05/01/2009	PD	Bombeo con diluyente
MFB-459			PD	1	05/02/2008	70,0	27/02/2008	Wo	Trabajo de work over
MFB-462	M1,4, MFB-223 (1)	01/01/2006	PD-WO	1	25/12/2004	32,0	29/12/2004	A0	Aband por otras razones
MFB-476			PD-BP	1	15/09/2000	1,7	15/07/2002	AR	Esperando repar. Mayor de subsuelo
MFB-477			PD	1	03/11/2008	3,6	01/12/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-481			PD	1	21/05/2000	2,4	05/07/2002	RE	Evaluación Ing explotación
MFB-484			PD	1	03/11/2008	4,5	01/12/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-485			PD	1	08/12/2008	11,5	05/01/2009	PD	Bombeo con diluyente
MFB-490			PD	1	08/12/2008	22,5	05/01/2009	PD	Bombeo con diluyente
MFB-491	M1,3, MFB-15 (1)	08/12/2008	PD	1	05/12/2007	82,7	28/12/2007	RC	Recompletado en otro yac
MFB-492			DT-DT	1	10/06/2008	30,0	01/07/2008	DT	Bombeo tornillo con diluyente
MFB-495			DT-DT	1	26/09/2005	1,6	28/09/2005	AR	Esperando repar. Mayor de subsuelo
MFB-496			PD	1	17/07/2007	95,1	23/07/2007	AR	Esperando repar. Mayor de subsuelo
MFB-497	Trabajo work over	02/10/2004	PD	1	01/05/2000	14,0	15/07/2002	RC	Recompletado en otro yac
MFB-499			PD	1	01/08/2005	10,0	08/08/2005	RE	Evaluación Ing explotación
MFB-502	R0, MFB-205	03/08/2008	PD	1	12/02/2008	9,0	28/02/2008	RC	Recompletado en otro yac
MFB-503	M1,3, MFB-15 (1)	28/11/2008	PD-NC	1	14/11/2001	1,5	15/07/2002	A3	Aband alta rel. agua-petrol
MFB-506	L3,4.Mfb-54 (1)	03/07/2007	PD	1	23/05/2005	99,9	01/06/2005	UW	Alto cont. Agua-antieconómico
MFB-507	R2, MFB-90 (1)	17/01/2008	DT-DT	1	07/12/2004	98,3	15/12/2004	RC	Recompletado en otro yac
MFB-509			PD	1	03/07/2003	36,0	03/07/2003	AS	Espera Repar. Menores de subsuelo
MFB-512	M1,3, MFB-15 (1)	02/08/2008	PD	1	04/04/2005	76,7	29/04/2005	AR	Esperando repar. Mayor de subsuelo
MFB-514			PD	1	28/11/2008	64,2	01/12/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-525			PD	1	07/05/2008	19,0	02/06/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-526			DT-DT	1	06/08/2008	18,8	05/01/2009	DT	Bombeo tornillo con diluyente
MFB-538			DT-DT	1	15/02/2008	4,4	22/02/2008	AR	Esperando repar. Mayor de subsuelo
MFB-555	M1,4, MFB-223 (1)	01/03/2008	DK-DK	1	28/05/2001	0,7	15/07/2002	RC	Recompletado en otro yac
MFB-563			DT-DT	1	07/06/2008	98,0	01/07/2008	AE	Esp. Inst/eqp superficie
MFB-565			DT-DT	1	03/11/2008	87,9	25/11/2008	DT	Bombeo tornillo con diluyente
MFB-588	M1,3, MFB-15 (1)	10/12/2008	PD	1	03/12/2004	95,8	04/01/2005	RC	Recompletado en otro yac
MFB-589			PD-CR	1	03/12/2001	1,2	15/07/2002	AR	Esperando repar. Mayor de subsuelo
MFB-197			PD	1	25/11/2008	80,2	30/11/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-321	Trabajo work over	01/05/2005							
MFB-323	abandonado	20/05/2005							
MFB-341			PD		12/10/2006	98,0	18/10/2006	Wo	Trabajo de work over
MFB-343			PD		15/08/2008	18,0	20/08/2008	OS	Otros servicios
MFB-351			PD		02/07/2008	6,0	11/07/2008	AR	Esperando repar. Mayor de subsuelo
MFB-352	Trabajo work over	18/11/2008							
MFB-367			PD		12/12/2008	1,0	05/01/2009	PD	Bombeo con diluyente
MFB-377	Trabajo work over	18/11/2008							
MFB-418			PD		01/04/2009	1,0	02/04/2009	PD	Bombeo con diluyente
MFB-419			PD		11/12/2008	1,0	05/01/2009	PD	Bombeo con diluyente
MFB-424			PD		03/10/2008	0,6	31/10/2008	PS	Med. Presión del yacimiento
MFB-425			DT-DT		01/04/2009	5,0	02/04/2009	DT	Bombeo tornillo con diluyente
MFB-429			PD-WO		11/12/2008	2,6	05/01/2009	PD	Bombeo con diluyente
MFB-431			DT-DT		28/12/2008	30,0	05/01/2009	DT	Bombeo tornillo con diluyente
MFB-440			DK-DK		10/06/2003	20,0	24/06/2003	AS	Espera Repar. Menores de subsuelo
MFB-450	L3,4.Mfb-54 (1)	01/01/2009	DT-DT		02/02/2008	82,1	29/02/2008	RC	Recompletado en otro yac.
MFB-452	Abndo razones económicas	01/06/1999							
MFB-454			PD-PD		27/12/2008	6,0	29/12/2008	PD	Bombeo con diluyente
MFB-473			DK-DK		18/01/2007	99,0	23/01/2007	WO	Trabajo de work over
MFB-475	Trabajo work over	02/10/2003							

<b>MFB-501</b>	L3,4.Mfb-54 (1)	23/07/2008	DT-DT		21/06/2002	98,0	15/07/2002	RC	Recompletado en otro yac
<b>MFB-554</b>	L3,4.Mfb-54 (1)	05/07/2008	DT-DT		16/04/2005	79,4	29/04/2005	RC	Recompletado en otro yac
<b>MFB-562</b>	R0, MFB-205	01/09/2008	PD		16/12/2006	99,9	20/12/2006	A3	Aband alta rel. agua-petróleo
<b>MFB-572</b>			DT-NW		02/10/2000	99,9	15/07/2002	HW	Relación alta agua-petróleo
<b>MFB-576</b>	R0, MFB-205	17/08/2008	DT-DT		12/02/2008	96,0	29/02/2008	RC	Recompletado en otro yac
<b>MFB-580</b>	M1,3. MFB-15 (1)	31/03/2009	DK-NW		13/11/2000	0,0	15/07/2002	RC	Recompletado en otro yac
<b>MFB-584</b>			DK-DK		18/12/2001	24,0	15/07/2002	AR	Esperando repar. Mayor de subsuelo
<b>MFB-590</b>			DT-DT		15/05/2008	8,0	02/06/2008	W0	Trabajo de work over



**Tabla N° A.3. Sumario Mensual de Producción Feb/2009**

SUMARIO MENSUAL DE PRODUCCIÓN FEB/2009												
POZO	Última producción fiscalizada por pozo/día						Producción hasta la fecha			Producción 02/2009		
	Fecha	Petróleo limpio (bls/día)	RGP Formación	Rel. Gas/liq total	API	%AyS	Petróleo Barriles	Gas Miles pie cúbicos	agua Barriles	Petróleo Barriles	Gas Miles pie cúbicos	agua Barriles
MFB-175	02-04	150	383	176	17,2	18,5	259838	73748	65457			
MFB-205	04-02	85	1323	857	19,5	35,3	818418	120500	54117			
MFB-313	02-09	127	1062	544	11,0	38,4	299584	175711	45571	3563	3783	2212
MFB-325	03-05	171	238	118	10,0	50,3	236876	42684	218082			
MFB-332	01-02						374525	22037	146048			
MFB-332	02-09	37	2724	769	15,0	63,9	132010	191001	52642	1047	2852	1848
MFB-333	02-09	140	1166	809	13,0	12,5	214802	192693	28378	3930	4582	560
MFB-334	02-09	148	613	377	14,0	25,6	80961	64694	19034	4156	2547	1428
MFB-350	09-04	200	290	200	12,1	8,3	1149774	31661	31888			
MFB-355	02-09	74	304	258	10,2	14,1	23847	13775	3875	2064	627	336
MFB-360	02-09	65	367	125	17,9	39,4	184207	109155	19129	1813	665	1176
MFB-365	02-09	73	243	155	9,4	23,3	132976	109110	34297	2036	494	616
MFB-412	01-08						1008783	189834	161884			
MFB-416	02-08	105	1514	1500	10,0	0,1	1069875	146395	33420			
MFB-430	05-05	134	21	10	14,7	42,3	915879	86546	29648			
MFB-441	02-09	169	453	159	12,4	52,3	780844	151965	120357	4741	2148	5180
MFB-453	05-07	28	3363	333	10,0	90,1	481448	116799	94201			
MFB-455	06-09						6986	1305	25659			
MFB-456	02-09	171	28	20	16,9	3,4	1136918	175458	84403	4797	133	168
MFB-457	02-09	34	40	17	10	57,1	466558	122223	140121	949	38	1260
MFB-459	08-08	78	615	99	19,8	77,6	1083405	184405	154110			
MFB-462	01-05	123	163	51	21,3	57,4	600408	89877	135776			
MFB-476	02-01						365838	31172	1112			
MFB-477	02-09	121	123	69	15,7	5,5	812644	225006	50209	3393	418	196
MFB-481	07-00						381415	15524	42144			
MFB-484	02-09	226	240	156	13,1	6,3	984113	316392	46531	6334	1521	420
MFB-485	02-09	111	178	109	12,2	20,3	693091	159546	62314	3095	551	784
MFB-490	02-09	90	553	134	13,8	48,1	759567	328471	60629	2510	1388	2324
MFB-491	05-08	26	3231	532	21,7	83,6	676715	180308	190344			
MFB-492	02-09	98	1781	612	16,4	38	803089	350270	130860	2743	4886	1680
MFB-495	01-07	211	833	683	8,4	1,9	848797	125943	16754			
MFB-496	08-07	6	13105	219	14,2	98,4	711923	206753	170687			
MFB-497	08-02	315	273	190	16,7	0,4	431489	17283	1456			
MFB-499	02-06						717719	112317	33971			
MFB-502	02-08	87	3419	2882	17,0	15,1	577246	190878	52351			
MFB-503	08-02						388789	32882	10094			
MFB-506	06-05	200	521	519	10,0	0,1	575109	117434	9211			
MFB-507	03-05	97	882	382	16,1	0,1	567699	111113	68158			
MFB-509	03-05	246	295	155	21,9	47,6	550617	96854	152232			
MFB-512	06-06	85	1667	1000	13,9	39,3	407443	136508	38638			
MFB-514	02-09	152	891	622	12,8	25,5	540608	267313	158346	4269	3802	1456
MFB-525	02-09	66	3366	1403	18,5	31,4	491221	198475	89726	1841	6197	840
MFB-526	02-09	542	104	79	9,8	24,4	749628	163453	68467	7317	762	2350
MFB-538	02-08	203	595	370	14,5	5,9	632129	151841	28440			
MFB-555	08-02						184940	36972	1903			
MFB-563		156	86				396525	191045	144601			
MFB-565	02-09	382	359	318	13,5	11,2	391626	232227	137299	4199	1509	528
MFB-588							122803	44587	90807			
MFB-589		187	460				6848	2983	74			
MFB-197	02-09	13	103	4	10,5	95,7	43262	89062	183870	368	38	8036
MFB-321							S/PROD	S/PROD	S/PROD			
MFB-323							S/PROD	S/PROD	S/PROD			
MFB-341	09-08			12			112272	51504	60836			
MFB-343	10-08	88	720	353	14,2	28,0	66309	49264	36607			
MFB-351	07-08	92	97	91	20,0	6,1	22043	14846	2057			
MFB-352	07-08						S/PROD	S/PROD	S/PROD			
MFB-367	02-09	102	1497	977	13,7	1,0	25221	49232	20329	2845	4258	28
MFB-377	09-08						S/PROD	S/PROD	S/PROD			
MFB-418	02-09	120	51	44	14,6	2,5	10946	498	384	3347	171	84
MFB-419	02-09	33	41	11	14,5	0,1	72757	38169	1358	920	38	
MFB-424	11-08	48	30	18	17,8	0,1	3267	241	493			
MFB-425	02-09	106	392	208	13,6	8,7	44449	9624	3909	2957	1160	280
MFB-429	02-09	73	187	93	21,3	4,0	7004	1097	240	2036	380	84
MFB-431	02-09	195	244	168	13,6	30,9	1022513	231499	106277	5466	1331	2436
MFB-440	02-04	214	398	200	10,0	38,6	935645	202006	277023			
MFB-450	05-08	20	1167	200	9,4	82,9	699260	205902	99881			
MFB-452	06-09						S/PROD	S/PROD	S/PROD			
MFB-454	02-09	288	87	65	16,1	7,4	25145	2058	2268	3454	302	276
MFB-473	04-08	58	2379	426	10,0	82,1	885057	286375	212983			
MFB-475							S/PROD	S/PROD	S/PROD			

MFB-501	07-02	187	205	120	15,2	8,8	517360	75885	10491			
MFB-554	06-06	51	2767	506	23,8	81,7	268824	151311	149691			
MFB-562	04-07	8	2510	139	10,0	94,5	495435	150830	48882			
MFB-572						99,9	S/PROD	S/PROD	S/PROD			
MFB-576	03-08	10	7500	265	10,0	96,5	238579	175589	172612			
MFB-580	01-01						S/PROD	S/PROD	S/PROD			
MFB-584		921	100			24,0	150643	28880	81428			
MFB-590		109	597			98,0	485641	144250	26390			
<b>TOTAL</b>							<b>32360185</b>	<b>8413248</b>	<b>5053464</b>	<b>86190</b>	<b>46581</b>	<b>36586</b>
<b>Pozos activos en 02/09</b>										<b>27</b>		



Tabla A.4. Seguimiento de IAV, (SEGUI).

POZO	ESTACION	TIPO	ARE. / YAC	MÉTODO	CICLO	INYECCION TON.			CONVERSION INYECTOR			INYECCION			CONVERSION PRODUCTOR			PROD FRIO	ACEPTAD
						PROG.	REAL	INICIO	FIN	T (DIAS)	INICIO	FIN	T. DIAS	INICIO	FIN	T (DIAS)	FECHA		
MFB-205		VERT	R3 MFB-205				2530	01/01/1994					10	01/03/1994					
MFB-205		VERT	R3 MFB-205			5000	4408	16/01/1996			28/01/1996	15/02/1996	18	01/02/1996					
MFB-455		HOR				4800	4879	24/07/1997			17/08/1997		24	06/09/1997					
MFB-175		VERT	R3 MFB-205		I	5000	4205	01/03/1998			01/04/1998	17/04/1998	16	01/04/1998					
MFB-481		HOR				4052	4069	30/06/1998	02/07/1998		04/07/1998	17/07/1998	13	21/07/1998	23/07/1998				
MFB-484		HOR				6192	6829	01/07/1998			15/10/1998	25/10/1998	10	05/11/1998					
MFB-485		HOR				5000	3868	07/11/1998	09/11/1998		14/11/1998	22/11/1998	8	05/12/1998	09/12/1998				
MFB-476		HOR				4569	4489	16/06/1998	20/06/1998		23/06/1998	02/07/1998	9	20/07/1998	22/07/1998				
MFB-490		HOR				3254	3374	24/10/1998	26/10/1998		01/11/1998	08/11/1998	7	18/11/1998	20/11/1998				
MFB-507		HOR				5390	5886	13/05/1998			21/05/1998	04/06/1998	14	08/06/1998					
MFB-360						2500	2550	06/10/2000			24/10/2000	03/11/2000	12	06/12/2000					
MFB-492	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5103	26-feb-00	01-mar-00	4	04-mar-00	15-mar-00	10 D+16Hrs	02-abr-00	03-abr-00	1	01-feb-00	268	01-abr-00	
MFB-497	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5040	01-mar-00	06-mar-00	5	15-mar-00	25-mar-00	10	03-abr-00	07-abr-00	4	01-feb-00	144	13-may-01	
MFB-456	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5037	22-mar-00	24-mar-00	2	01-abr-00	12-abr-00	11	04-may-00	06-may-00	2	01-dic-99	376	21-may-01	
MFB-453	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BES	I	5058	24-mar-00	29-mar-00	5	13-abr-00	23-abr-00	10	09-may-00	11-may-00	2	02-feb-99	57	01-jun-00	
MFB-412	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BES	I	5049	22-abr-00	24-abr-00	2	26-abr-00	06-may-00	10	03-jun-00	06-jun-00	3	02-may-99	124	26-jun-00	
MFB-462	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BCP	I	5181	07-abr-00	09-abr-00	2	26-abr-00	15-may-00	19	20-jun-00	25-jun-00	5	01-dic-99	223	02-ago-00	
MFB-525	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5134	27-abr-00	29-abr-00	2	13-may-00	23-may-00	10	02-jul-00	04-jul-00	2	18-mar-00	135	13-ago-00	
MFB-506	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BES	I	5000	16-abr-00	18-abr-00	2	01-may-00	19-may-00	18	26-jun-00	02-jul-00	6	01-dic-99	260	12-sep-00	
MFB-502	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BES	I	5008	08-jul-00	10-jul-00	2	16-jul-00	27-jul-00	12	22-ago-00	25-ago-00	3	01-may-00	140	01-oct-00	
MFB-512	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BCP	I	5135	10-jul-00	13-jul-00	3	20-jul-00	31-jul-00	11	25-ago-00	27-ago-00	2	01-feb-99	275	01-oct-00	
MFB-509	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BES	I	5135	21-jul-00	25-jul-00	4	10-ago-00	20-ago-00	10	07-sep-00	10-sep-00	3	01-oct-99	210	24-oct-00	
MFB-441	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5166	27-nov-98	30-nov-98	3	17-ago-00	29-ago-00	12	07-oct-00	10-oct-00	3	01-nov-98	216	01-dic-00	
MFB-495	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BES	I	5065	02-ago-00	05-ago-00	3	01-sep-00	14-sep-00	14	20-oct-00	23-oct-00	3	07-jul-99	293	12-nov-00	
MFB-514	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5036	29-jul-00	02-ago-00	4	13-sep-00	24-sep-00	11	13-dic-00	16-dic-00	3	01-ene-99	229	01-dic-00	
MFB-496	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BES	I	5074	05-ago-00	07-ago-00	2	01-sep-00	11-sep-00	10	11-dic-00	13-dic-00	2	01-feb-99	179	01-dic-00	
MFB-365	BARED-10	DESV	R3 MFB-205	BM	I	2500	2887	21-sep-00	25-sep-00	4	12-oct-00	17-oct-00	5	27-nov-00	29-nov-00	2	02/00	INACT	INACT
MFB-503	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BES	I	5100	09-ago-00	13-ago-00	4	21-ago-00	02-sep-00	13	19-oct-00	21-oct-00	2	05/00	105	02-dic-00	
MFB-555		HOR				5000	5125	25/08/2001	27/08/2001		02/09/2001	13/09/2001	10	12/10/2001	13/10/2001				
MFB-313	BARED-5	DESV	R3 MFB-205	BM	I	2500	2572	05-oct-00	07-oct-00	1,9	24-oct-00	30-oct-00	6	21-nov-00	23-nov-00	1,9	06-sep-00	24	17-nov-01
MFB-175	BARED-10	VERT	R3 MFB-205	BM	I	4400	2944	27-mar-01	30-mar-01	3,3	04-abr-01	11-abr-01	7	21-abr-01	23-abr-01	2	19-mar-01	111	04-sep-01
MFB-485	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BM	II	5000	5171	09-jun-01	11-jun-01	2,8	26-jun-01	06-jul-01	11	24-jul-01	26-jul-01	2	15-may-01	85	16-oct-01
MFB-589	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BCP	I	5000	5007	02-jul-01	09-jul-01	7,2	14-jul-01	31-jul-01	17	20-ago-01	23-ago-01	2	30-jun-01	0	05-nov-01
MFB-430		HOR				5000	5240	21/06/2003	25/06/2003		29/06/2003	17/07/2003	18	01/08/2003					
MFB-502	BARED-05	HOR	R3 MFB-205	BCP	II	5000	5006	16-nov-02	21-nov-02	5,0	15-feb-03	08-mar-03	21	18-mar-03	21-mar-03	3	01-nov-02	0	25-jun-03
MFB-412	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BM	II	5000	4853	28-oct-02	02-nov-02	5,0	23-ene-03	12-feb-03	20	29-mar-03	01-abr-03	3	01-nov-02	0	05-jun-03
MFB-485	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BM	III	5000	5003	25-mar-03	28-mar-03	3,0	03-abr-03	21-abr-03	18	19/04/2003		1	01-dic-02	0	01-nov-03
MFB-499	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BES	I	5000	5072	12-abr-03	15-abr-03	3,0	26-abr-03	06-may-03	11	6/06/2003	07-jun-03	2	01-mar-03	48	03-oct-03
MFB-491	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BCP	I	5000	5205	28-abr-03	30-abr-03	2,0	11-may-03	25-may-03	14	07-jun-03	09-jun-03	2	01-mar-02	0	18-nov-03
MFB-459	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BCP	I	5000	5022	29-may-03	31-may-03	2,0	03-jun-03	16-jun-03	13	03-jul-03	04-jul-03	2	01-jun-02	0	13-jun-02
MFB-588	BARED-05	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5000	4765	08-jun-03	12-jun-03	4,0	20-jun-03	30-jun-03	10	11-ago-03	12-ago-03	2	01-jun-05	0	24-oct-03
MFB-457	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5000	5046	16-jul-03	20-jul-03	4,0	25-jul-03	09-ago-03	15	25-ago-03	26-ago-03	2	01-mar-02	0	23-oct-03
MFB-416	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BCP	I	5000	3804	20-ago-03	27-ago-03	7,0	05-sep-03	23-sep-03	19	18-oct-03	20-oct-03	2	01-mar-02	101	11-nov-03
MFB-453	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BM	II	5000	5103	15-feb-04	18-mar-04	3	23-feb-04	05-mar-04	11	06-abr-04		1	12-ene-04	24	27-abr-04
MFB-563	BARED-09	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5000	5015	25-feb-04	28-feb-04	3	13-mar-04	01-abr-04	19		14-abr-04	1	01-dic-03	0	20-may-04
MFB-360	BARED-10	DESV	R3 MFB-205	BM	II	5000	5019	30-mar-04	04-abr-04	4	14-abr-04	25-abr-04	11	12-may-04	13-may-04	18 Hr	01-feb-04	0	02-jun-04
MFB-332	BARED-9	VERT	R3 MFB-205	BM	II	5000	1328	07-jul-04	12-jul-04	5	30-jul-04	08-ago-04	9	13-ago-04	15-ago-04	3	03-nov-03	32	20-oct-04
MFB-365	BARED-10	DESV	R3 MFB-205	BM	III	5000	5033	15-jul-04	19-jul-04	4	03-ago-04	19-ago-04	16	06-sep-04	07-sep-04	1	02-mar-04	32	17-nov-04
MFB-565	BARED-05	HOR	R3 MFB-205	BCP	I	5000	5023	21-ago-04	25-ago-04	4	13-sep-04	28-sep-04	15	13-oct-04	29-oct-04	7	07-may-02	67	15-dic-04
MFB-355	BARED-10	DESV	R3 MFB-205	BM	II	5000	5009	25-sep-04	01-oct-04	6	09-oct-04	22-oct-04	10	17-nov-04	21-nov-04	4			23-dic-04
MFB-526	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5000	5002	09-dic-04	16-dic-04	4	20-dic-04	03-ene-05	14	30-ene-05	03-feb-05	4	11-abr-04	27	12-feb-05
MFB-499	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BM	II	5000	5013	26-mar-05	30-mar-05	4	08-abr-05	20-abr-05	12		11-may-05	1	04-abr-05	19	11-jun-05
MFB-538	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BCP	I	5000	5004	19-abr-05	25-abr-05	6	17-may-05	09-jun-05	23	20-jun-05	22-jun-05	3	05-ene-05	92	25-jul-05
MFB-457	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BM	II	5000	5135	08-abr-05	13-abr-05	4	07-jun-05	24-jun-05	17	06-jul-05	07-jul-05	2	02-mar-05	16	21-jul-05
MFB-313	BARED-05	DESV	R3 MFB-205	BM	IV	2000	2017	22-jul-05	25-jul-05	3	06-sep-05	16-sep-05	10	05-oct-05	06-oct-05	1	01-may-05	32	24-oct-05
MFB-456	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BCP	I	5000	5011	31-ene-06	04-feb-06	4	06-abr-06	25-abr-06	19	11-may-06	27-may-06	17	01-abr-05	90	15-jun-06
MFB-334	BARE-09	DESV	R3 MFB-205	BM	II	5000	5004	02-jun-04	04-jun-04	2	04-nov-06	28-nov-06	24	05-dic-06	07-dic-06	1210	OCIADA PER	135	21-dic-06
MFB-333	BARE-09	DESV	R3 MFB205	BM	IV	5000	4152	24-mar-07	29-mar-07	5	26-abr-07	09-may-07	14	22-jul-07	29-jul-07	7	01-may-05	93	28-ago-07
MFB-525	BARE-10	HOR	R3 MFB205	BM	II	5000	5007	01-jun-07	05-jun-07	5	12-jun-07	04-jul-07	23	10-jul-07	25-jul-07	15			

Tabla N° A.5. Reporte Diario de Inyección Alternada de Vapor



GERENCIA DE PLANTAS SUR  
 REPORTE DIARIO DE INYECCION ALTERNA DE VAPOR

FECHA: 31/08/2002

RESUMEN

UNIDAD \ POZOS	PROGRAM.	INICIADOS	COMPLET.	CON FALLA	PROGRESO	TONS / DIA	TONS / MES	TONS / AÑO (HASTA JULIO)
PESADO OESTE	20	18	13	3	2	424	4429	44003
EXTRA PESADO	5	3	1	1	1	502	12381	12041
LIVIANO	1	1	1	0	0	0	6	4109
OROCUAL	1	1	1	0	0	0	0	5267
<b>TOTAL</b>	<b>27</b>	<b>23</b>	<b>16</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>926</b>	<b>16816</b>	<b>65420</b>

DATOS OPERACIONALES

POZO	PESADO OESTE				EXTRAPESADO					
	MEL-86		MEL-66		MFB -610			MFB -610		
GENERADOR	VAP-14	VAP-16	VAP-18	VAP-	VAP-	VAP-	VAP -	VAP -9	VAP -15	
TONS PROG	4295		2160					7000		
TONS ACUM.	479		1066		0			3312		
TONS /DIA	94	156	174					251	251	
GLS x MIN	46	46	48					46	46	
CALIDAD (%)	80	80	80					81	80	
PH ENTRADA	7,4	7,4	7,3					7,2	6,9	
PH SALIDA	9,5	9,5	9,4					9,3	9,2	
PPM DE CLORURO ENTRADA	5	5	3					10	10	
PPM DE CLORURO SALIDA	25	25	15					55	50	
TIEMPO PERDIDO (HR)	15	0	8					0	0	
TIEMPO PERDIDO ACU	15	0	43					7	58	
HORAS TRABAJADAS ACU	31	15	101					204	109	
DISPONIBILIDAD/DIARIA(%)	37,5	100,0	66,7	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
TEMP CABEZAL °F	530		550					530		
PRESION CABEZAL °F	950		1300					720		
TEMP REVESTIDOR	120		120					110		
PRESION REVESTIDOR	600		1200					680		
ELONGACION(PULG)	1"		1/2					6"		

REPORTES PAROS DIARIOS DE VAPOR

EQUIPO	POZO	HORA DE PARO	HORA DE SERVICIO	FECHA DE SERV	FALLA	TIEMPO
VAPOR-14	MEL-86	21.00		30/08/2002	BBA CENTRIFUGA DANADA	15,00
VAPOR-18	MEL-66	4.00	11.50	31/08/2002	FALLA DE LLAMA COMB. EMPAQUE DE LA BBA QUINTUPLEX	8,00
						17,00

OBSERVACIONES VAPOR-16 POZO MEL-86 OPERATIVO A LAS 21.00 DEL 30/08/02 EN REEMPLAZO DE VAPOR-14 ( PARADO POR BBA CENTRIFUGA DAÑADA ).

**Tabla N° A.6. Pozos con Ciclo de Inyección Alternada de Vapor**

POZO	GEOMETRIA	CICLO	ESPESOR	INTERVALO DE ARENA COMPLETADO Pie (MD)			TONEL. INY.	TIEMPO INY	TIEMPO REM.
				SUPERIOR	INFERIOR	ESPESOR			
MFB-175	V	I	38	2.888	2.898	35	4205	16	40
MFB-175	V	II	38	2.888	2.898	35	2944	7	19
MFB-205	V	I	40	2.905	2.940	35	2530	10	19
MFB-205	V	II	40	2.905	2.940	35	4879	18	4
MFB-313	D	I	36	3.094	3.106	32	2572	6	24
MFB-313	D	II	36	3.094	3.106	32	2017	10	20
MFB-332	V	I	36	3.062	3.082	20	1328	9	7
MFB-333	D	I	46	3.194	3.244	50	4152	14	81
MFB-334	D	I	46	3.160	3.190	30	5004	24	9
MFB-355	D	II	30	3.126	3.158	32	3437	16	27
MFB-360	D	I	27	3.078	3.088	20	2550	11	33
MFB-360	D	II	27	3.078	3.088	20	5019	11	18
MFB-360	D	III	27	3.078	3.088	20	5006	41	13
MFB-365	D	I	33	3.030	3.066	36	2887	5	43
MFB-365	D	II	33	3.030	3.066	36	5033	16	19
MFB-412	H	I	38	3.324	5.090	1.766	5049	10	31
MFB-412	H	II	38	3.324	5.090	1.766	4853	20	47
MFB-416	H	I	48	3.279	4.667	1.388	3804	19	27
MFB-430	H	I	36	3.322	4.855	1.533	5240	19	80
MFB-441	H	I	33	3.368	5.050	1.682	5166	12	42
MFB-441	H	II	33	3.368	5.050	1.682	5024	22	26
MFB-453	H	I	50	3.391	4.684	1.293	5058	10	18
MFB-453	H	II	50	3.391	4.684	1.293	5103	26	32
MFB-455	H	I	21	3.583	5.290	1.707	4879	24	20
MFB-456	H	I	25	3.628	5.433	1.805	5037	11	24
MFB-456	H	II	25	3.628	5.433	1.805	5011	19	32
MFB-457	H	I	47	3.500	3.590	90	5046	15	17
MFB-457	H	II	47	3.500	3.590	90	5135	17	13
MFB-459	H	I	19	3.630	5.278	1.648	5022	13	18
MFB-462	H	I	28	4.162	5.762	1600	5181	19	41
MFB-476	H	I	31	3.406	4.988	1.582	4489	9	20
MFB-477	H	I	34	3.209	5.415	2.206	5006	23	21
MFB-481	H	I	39	3.430	5.456	2.026	4069	13	6
MFB-484	H	I	10	3.362	5.426	2.064	6829	10	13
MFB-485	H	I	18	3.570	5.454	1.884	3868	8	17
MFB-485	H	II	18	3.570	5.454	1.884	5171	11	20
MFB-485	H	III	18	3.570	5.454	1.884	5003	18	28
MFB-490	H	I	23	3.540	4.720	1.180	3374	7	12
MFB-491	H	I	27	3.448	5.072	1.624	5205	14	15
MFB-492	H	I	31	3.450	5.223	1.773	5103	11	19
MFB-495	H	I	32	3.240	5.276	2.036	5065	14	39
MFB-496	H	I	22	3.550	5.548	1.998	5074	10	93
MFB-497	H	I	22	3.470	5.228	1.758	5040	10	13
MFB-499	H	I	40	3.485	5.075	1.590	5072	11	32
MFB-499	H	II	40	3.485	5.075	1.590	5013	12	21
MFB-502	H	I	11	3.478	4.943	1.465	5008	11	29
MFB-502	H	II	11	3.478	4.943	1.465	5006	21	13
MFB-503	H	I	30	3.305	5.304	1.999	5100	13	49
MFB-506	H	I	28	3.428	5.377	1.949	5000	18	44
MFB-507	H	I	35	3.457	5.255	1.798	5886	14	8
MFB-509	H	I	23	3.276	5.094	1.818	5135	10	21
MFB-512	H	I	23	3.253	5.152	1.899	5135	11	27
MFB-514	H	I	38	3.305	5.145	1.840	5036	11	83
MFB-525	H	I	12	3.153	4.877	1.724	5134	10	48
MFB-525	H	II	12	3.153	4.877	1.724	5007	23	21

<b>MFB-526</b>	H	I	28	3.385	5.120	1.735	5002	14	31
<b>MFB-526</b>	H	II	28	3.385	5.120	1.735	5005	6	49
<b>MFB-538</b>	H	I	23	3.468	5.503	2.035	5004	23	13
<b>MFB-563</b>	H	I	25	3.428	4.574	1.146	5015	19	13
<b>MFB-565</b>	H	I	25	3.663	5.226	1.563	5023	15	31
<b>MFB-588</b>	H	I	44	3.702	4.823	1.121	4765	10	43



Tabla N° A.7. Reporte Diario de Inyección Alternada de Vapor del Pozo MFB-416.



GERENCIA DE PLANTAS SUR  
 REPORTE DIARIO DE INYECCION ALTERNA DE VAPOR

FECHA: 11/09/2003

RESUMEN

UNIDAD	POZ. PROG	POZ.INICIAD	POZ.COMPL	POZ.FALLA	PROGRESO	NITROG.	TONS / DIA	TONS / MES	TONS / AÑO	POZOS CON NITROGENO
PESADO OESTE	20	7	7	0	0	1	196	196	29778	MEL-82
EXTRA PESADO	18	15	14	0	1	1	264	2185	73946	MFB-138
LIVIANO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
OROCUAL	4	0	0	0	0	0	502	3889	7011	
TOTAL	42	22	21	0	1	2	962	6270	110735	

DATOS OPERACIONALES

POZO	PESADO OESTE				EXTRA PESADO				OROCUAL		LIVIANO		
	MEL-201	MEL-201	MEL-201	MEL-201	MFB-416	MFB-416	MFB-416	MFB-416	ORC-20	ORS-44			
GENERADOR	VAP-10	VAP-	VAP-	VAP-	VAP-	VAP-6	VAP-8	VAP-	VAP-	VAP-14	VAP -15	VAP -	
TONS PROG	10000				5000				4000		6000		
TONS ACUM.	196		0		0	1443		0		1359	6091	0	
TONS /DIA	196					73	191			251	251		
GLS x MIN	36					46	40			46	46		
CALIDAD (%)	80					80	80			80	80		
PH ENTRADA	7,2					7,2	7,1			6,8	6,8		
PH SALIDA	9,3					9,4	9,2			10,2	10,2		
PPM DE CLORURO ENTRADA	2					34	19			180	180		
PPM DE CLORURO SALIDA	10					170	94			900	900		
TIEMPO PERDIDO (HR)	0					17	3			0	0		
TIEMPO PERDIDO ACU	0					30	3			5	59,5		
HORAS TRABAJADAS ACU	24					90	21			107,5	545,5		
DISPONIBILIDAD/DIARIA(%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	29,2	87,5	100,0	100,0	100,0	100,0	100	
TEMP CABEZAL (°F)	505				450				540		552		
PRESION CABEZAL (PSI)	730				500				1050		1060		
TEMP REVESTIDOR	95				100				175		120		
PRESION REVESTIDOR	0				300				1000		1150		
ELONGACION(PULG)	1/2				2				4 3/4		3 1/2		
PRESION DESCARGA BOMBA POZ	400				250				0		0		
NIVEL TANQUE AGUA (DURA / SU)	100	120				200	400			450/400	400/300		
PRESION GAS COMBUSTIBLE	140				300				45		45		

REPORTES PAROS DIARIOS DE VAPOR

EQUIPO	POZO	HORA DE PARO	HORA DE SERVICIO	FECHA DE SERV	FALLA	TIEMPO
VAPOR-6	MFB-416	19:00		11/09/2003	BAJO NIVEL DE AGUA BAJA TEMPERATURA DE SALIDA DE VAPOR	17,00
VAPOR-8	MFB-416	14:00		11/09/2003		22,00

UNIDAD	POZOS REALIZADOS	CANTIDAD
PESADO OESTE	MEL-102/137/166/MM-491/164/153/179	
EXTRA PESADO	MFB-488/502/412/485/499/458/307/491/459/316/588/430/493/371	
LIVIANO		
OROCUAL		

OBSERVACIONES:  
 VAPOR-10 INICIO CICLO A LAS 12.00

Tabla N° A.7. Continuación



GERENCIA DE PLANTAS SUR  
 REPORTE DIARIO DE INYECCION ALTERNA DE VAPOR

FECHA: 20/09/2003

RESUMEN

UNIDAD	POZ. PROG	POZ.INICIAD	POZ.COMPL	POZ.FALLA	PROGRESO	NITROG.	TONS / DIA	TONS / MES	TONS / AÑO	POZOS CON NITROGENO
PESADO OESTE	20	8	7	0	1	2	502	2884	32466	MEL-82/MEL-134
EXTRA PESADO	18	15	14	0	1	1	198	4044	75805	MFB-138
LIVIANO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
OROCUAL	4	0	0	0	0	0	229	6293	9415	
TOTAL	42	23	21	0	2	3	929	13221	117686	

DATOS OPERACIONALES

POZO FO-IAVPS-004	PESADO OESTE					EXTRA PESADO				OROCUAL		LIVIANO
	MEL-201		VAP-	VAP-	VAP-	MFB-416		VAP-	VAP-	ORC-20	ORS-	VAP -
VAP-10	VAP-17	VAP-6				VAP-8	VAP-14			VAP -		
TONS PROG	6500					5000				4000		
TONS ACUM.	2884					0				3481		0
TONS /DIA	251	251				198	0			229		
GLS x MIN	46	46				46	36			42		
CALIDAD (%)	80	80				80	80			80		
PH ENTRADA	7,1	7,2				7,1	7,1			6,9		
PH SALIDA	9,3	9,1				9,4	9,5			10,6		
PPM DE CLORURO ENTRADA	3	3				34	40			190		
PPM DE CLORURO SALIDA	15	15				170	200			950		
TIEMPO PERDIDO (HR)	0	0				5	20			0		
TIEMPO PERDIDO ACU	40	37				73	19			5		
HORAS TRABAJADAS ACU	94,5	107				272	33			318,5		
DISPONIBILIDAD/DIARIA(%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	79,2	16,7	100,0	100,0	100,0	100,0	
TEMP CABEZAL (°F)	550					470				550		
PRESION CABEZAL (PSI)	1200					500				1050		
TEMP REVESTIDOR	100					100				205		
PRESION REVESTIDOR	700					250				1100		
ELONGACION(PULG)	1 1/4					2 3/4				5 3/4		
PRESION DESCARGA BOMBA POZ	220					280				0		
NIVEL TANQUE AGUA (DURA / SU)	350	800				200	600			450/480		
PRESION GAS COMBUSTIBLE	300					280				45		

REPORTES PAROS DIARIOS DE VAPOR

EQUIPO	POZO	HORA DE PARO	HORA DE SERVICIO	FECHA DE SERV	FALLA	TIEMPO
VAPOR-8	MFB-416	16:00			FALLA CONTROLADOR DE LLAMA	
VAPOR-6	MFB-416		16:10	19/03/2003	DISPONIBLE	

UNIDAD	POZOS REALIZADOS	CANTIDAD
PESADO OESTE	MEL-102/137/166/MM-491/164/153/179	
EXTRA PESADO	MFB-488/502/412/485/499/458/307/491/459/316/588/430/493/371	
LIVIANO		
OROCUAL		

OBSERVACIONES:

Tabla N° A.8. Grupos de Pozos por Ciclo y Geometría

Pozo	Geometría	Ciclo	Espesor Completado	Toneladas Inyectadas	Tiempo inyección	Tiempo remojo	Tasa de Inyección (ton/día)	Tonelaje Inyectado (ton/pie)
MFB-175	V	I	35,00	4205	16	40	262,81	120,14
MFB-205	V	I	35,00	2530	10	19	253,00	72,29
MFB-332	V	I	20,00	1328	9	7	147,56	66,40
MFB-313	D	I	32,00	2572	6	24	428,67	80,38
MFB-333	D	I	50,00	4152	14	81	296,57	83,04
MFB-334	D	I	30,00	5004	24	9	208,50	166,80
MFB-360	D	I	20,00	2550	11	33	231,82	127,50
MFB-365	D	I	36,00	2887	5	43	577,40	80,19
MFB-175	V	II	35,00	2944	7	19	420,57	84,11
MFB-205	V	II	35,00	4879	18	4	271,06	139,40
MFB-313	D	II	32,00	2017	10	20	201,70	63,03
MFB-355	D	II	32,00	3437	16	27	214,81	107,41
MFB-360	D	II	20,00	5019	11	18	456,27	250,95
MFB-365	D	II	36,00	5033	16	19	314,56	139,81
MFB-360	D	III	20,00	5006	41	13	122,10	250,30
MFB-412	H	I	1.766,00	5049	10	31	504,90	2,86
MFB-416	H	I	1.388,00	3804	19	27	200,21	2,74
MFB-430	H	I	1.533,00	5240	19	80	275,79	3,42
MFB-441	H	I	1.682,00	5166	12	42	430,50	3,07
MFB-453	H	I	1.293,00	5058	10	18	505,80	3,91
MFB-455	H	I	1.707,00	4879	24	20	203,29	2,86
MFB-456	H	I	1.805,00	5037	11	24	457,91	2,79
MFB-457	H	I	90,00	5046	15	17	336,40	56,07
MFB-459	H	I	1.648,00	5022	13	18	386,31	3,05
MFB-462	H	I	1.600,00	5181	19	41	272,68	3,24
MFB-476	H	I	1.582,00	4489	9	20	498,78	2,84
MFB-477	H	I	2.206,00	5006	23	21	217,65	2,27
MFB-481	H	I	2.026,00	4069	13	6	313,00	2,01
MFB-484	H	I	2.064,00	6829	10	13	682,90	3,31
MFB-485	H	I	1.884,00	3868	8	17	483,50	2,05
MFB-490	H	I	1.180,00	3374	7	12	482,00	2,86
MFB-491	H	I	1.624,00	5205	14	15	371,79	3,21
MFB-492	H	I	1.773,00	5103	11	19	463,91	2,88
MFB-495	H	I	2.036,00	5065	14	39	361,79	2,49
MFB-496	H	I	1.998,00	5074	10	93	507,40	2,54
MFB-497	H	I	1.758,00	5040	10	13	504,00	2,87
MFB-499	H	I	1.590,00	5072	11	32	461,09	3,19
MFB-502	H	I	1.465,00	5008	11	29	455,27	3,42
MFB-503	H	I	1.999,00	5100	13	49	392,31	2,55
MFB-506	H	I	1.949,00	5000	18	44	277,78	2,57
MFB-507	H	I	1.798,00	5886	14	8	420,43	3,27
MFB-509	H	I	1.818,00	5135	10	21	513,50	2,82
MFB-512	H	I	1.899,00	5135	11	27	466,82	2,70
MFB-514	H	I	1.840,00	5036	11	83	457,82	2,74
MFB-525	H	I	1.724,00	5134	10	48	513,40	2,98
MFB-526	H	I	1.735,00	5002	14	31	357,29	2,88
MFB-538	H	I	2.035,00	5004	23	13	217,57	2,46
MFB-563	H	I	1.146,00	5015	19	13	263,95	4,38
MFB-565	H	I	1.563,00	5023	15	31	334,87	3,21
MFB-588	H	I	1.121,00	4765	10	43	476,50	4,25
MFB-412	H	II	1.766,00	4853	20	47	242,65	2,75
MFB-441	H	II	1.682,00	5024	22	26	228,36	2,99
MFB-453	H	II	1.293,00	5103	26	32	196,27	3,95
MFB-456	H	II	1.805,00	5011	19	32	263,74	2,78
MFB-457	H	II	90,00	5135	17	13	302,06	57,06
MFB-485	H	II	1.884,00	5171	11	20	470,09	2,74
MFB-499	H	II	1.590,00	5013	12	21	417,75	3,15
MFB-502	H	II	1.465,00	5006	21	13	238,38	3,42

<b>MFB-525</b>	H	II	1.724,00	5007	23	21	217,70	2,90
<b>MFB-526</b>	H	II	1.735,00	5005	6	49	834,17	2,88
<b>MFB-485</b>	H	III	1.884,00	5003	18	28	277,94	2,66





## **APÉNDICE B.**

Selección de Grupos de Pozos por Muestreo Estadístico.

**Tabla N° B.1. Grupos de Pozos por Ciclo, Geometría y Parámetro en estudio.**

POZO	Espesor Completado (pie)	Toneladas (ton)	Tiempo de Inyección (día)	Tiempo de Remojo (día)	Tasa de Inyección (Ton/día)	Tonelaje Inyectado (Ton/Pie)
<b>I CICLO, V-D, TONELADAS, (ton)</b>						
<b>GRUPO 1 (1300-2900)</b>						
MFB-205	35	2530	10	19	253,00	72,29
MFB-332	20	1328	9	7	147,56	66,40
MFB-313	32	2572	6	24	428,67	80,38
MFB-360	20	2550	11	33	231,82	127,50
MFB-365	36	2887	5	43	577,40	80,19
<b>GRUPO 2 (4100-5000)</b>						
MFB-175	35	4205	16	40	262,81	120,14
MFB-333	50	4152	14	81	296,57	83,04
MFB-334	30	5004	24	9	208,50	166,80
<b>I CICLO, V-D, TASA DE INYECCIÓN (ton/día)</b>						
<b>GRUPO 3 (140-230)</b>						
MFB-332	20	1328	9	7	147,56	66,40
MFB-334	30	5004	24	9	208,50	166,80
MFB-360	20	2550	11	33	231,82	127,50
<b>GRUPO 4 (250-300)</b>						
MFB-175	35	4205	16	40	262,81	120,14
MFB-205	35	2530	10	19	253,00	72,29
MFB-333	50	4152	14	81	296,57	83,04
<b>GRUPO 5 (420-580)</b>						
MFB-313	32	2572	6	24	428,67	80,38
MFB-365	36	2887	5	43	577,40	80,19
<b>I CICLO, V-D, TONELAJE INYECTADO (ton/pie)</b>						
<b>GRUPO 6 (65-85)</b>						
MFB-205	35	2530	10	19	253,00	72,29
MFB-332	20	1328	9	7	147,56	66,40
MFB-313	32	2572	6	24	428,67	80,38
MFB-333	50	4152	14	81	296,57	83,04
MFB-365	36	2887	5	43	577,40	80,19
<b>GRUPO 7 (120-170)</b>						
MFB-175	35	4205	16	40	262,81	120,14
MFB-334	30	5004	24	9	208,50	166,80
MFB-360	20	2550	11	33	231,82	127,50
<b>I CICLO, V-D, DIAS DE REMOJO, (día)</b>						
<b>GRUPO 8 (7-19)</b>						
MFB-205	35	2530	10	19	253,00	72,29
MFB-332	20	1328	9	7	147,56	66,40
MFB-334	30	5004	24	9	208,50	166,80
<b>GRUPO 9 (24-33)</b>						
MFB-313	32	2572	6	24	428,67	80,38
MFB-360	20	2550	11	33	231,82	127,50
<b>GRUPO 10 (40-81)</b>						
MFB-175	35	4205	16	40	262,81	120,14
MFB-333	50	4152	14	81	296,57	83,04
MFB-365	36	2887	5	43	577,40	80,19
<b>II CICLO, V-D, TONELADAS, (ton)</b>						
<b>GRUPO 11 (2000-3500)</b>						
MFB-175	35	2944	7	19	420,57	84,11
MFB-313	32	2017	10	20	201,70	63,03
MFB-355	32	3437	16	27	214,81	107,41
<b>GRUPO 12 (4800-5000)</b>						
MFB-205	35	4879	18	4	271,06	139,40

<b>MFB-360</b>	20	5019	11	18	456,27	250,95
<b>MFB-365</b>	36	5033	16	19	314,56	139,81
<b>II CICLO, V-D, TASA DE INYECCIÓN, (ton/día)</b>						
<b>GRUPO 13 (200-280)</b>						
<b>MFB-205</b>	35	4879	18	4	271,06	139,40
<b>MFB-313</b>	32	2017	10	20	201,70	63,03
<b>MFB-355</b>	32	3437	16	27	214,81	107,41
<b>GRUPO 14 (300-456)</b>						
<b>MFB-175</b>	35	2944	7	19	420,57	84,11



**Tabla N° B.1. Continuación**

Pozo	Espesor Completado (pie)	Toneladas (ton)	Tiempo de Inyección (día)	Tiempo de Remojo (día)	Tasa de Inyección (Ton/día)	Tonelaje Inyectado (Ton/Pie)
MFB-360	20	5019	11	18	456,27	250,95
MFB-365	36	5033	16	19	314,56	139,81
<b>II CICLO, V-D, TONELAJE INYECTADO. (ton/pie)</b>						
<b>GRUPO 15 (60-110)</b>						
MFB-175	35	2944	7	19	420,57	84,11
MFB-313	32	2017	10	20	201,70	63,03
MFB-355	32	3437	16	27	214,81	107,41
<b>GRUPO 16 (130-250)</b>						
MFB-205	35	4879	18	4	271,06	139,40
MFB-360	20	5019	11	18	456,27	250,95
MFB-365	36	5033	16	19	314,56	139,81
<b>II CICLO, V-D, DIAS DE REMOJO, (día)</b>						
<b>GRUPO 17 (4)</b>						
MFB-205	35	4879	18	4	271,06	139,40
<b>GRUPO 18 (18-20)</b>						
MFB-175	35	2944	7	19	420,57	84,11
MFB-313	32	2017	10	20	201,70	63,03
MFB-360	20	5019	11	18	456,27	250,95
MFB-365	36	5033	16	19	314,56	139,81
<b>GRUPO 19 (27)</b>						
MFB-355	32,00	3437	16	27	214,81	107,41
<b>I CICLO, H, TONELADAS, (ton)</b>						
<b>GRUPO 20 (3300-3900)</b>						
MFB-416	1.388	3804	19	27	200,21	2,74
MFB-485	1.884	3868	8	17	483,50	2,05
MFB-490	1.180	3374	7	12	482,00	2,86
<b>GRUPO 21 (4000-4900)</b>						
MFB-455	1.707	4879	24	20	203,29	2,86
MFB-476	1.582	4489	9	20	498,78	2,84
MFB-481	2.026	4069	13	6	313,00	2,01
MFB-588	1.121	4765	10	43	476,50	4,25
<b>GRUPO 22 (5000-5080)</b>						
MFB-412	1.766	5049	10	31	504,90	2,86
MFB-453	1.293	5058	10	18	505,80	3,91
MFB-456	1.805	5037	11	24	457,91	2,79
MFB-457	90	5046	15	17	336,40	56,07
MFB-459	1.648	5022	13	18	386,31	3,05
MFB-477	2.206	5006	23	21	217,65	2,27
MFB-495	2.036	5065	14	39	361,79	2,49
MFB-496	1.998	5074	10	93	507,40	2,54
MFB-497	1.758	5040	10	13	504,00	2,87
MFB-499	1.590	5072	11	32	461,09	3,19
MFB-502	1.465	5008	11	29	455,27	3,42
MFB-506	1.949	5000	18	44	277,78	2,57
MFB-514	1.840	5036	11	83	457,82	2,74
MFB-526	1.735	5002	14	31	357,29	2,88
MFB-538	2.035	5004	23	13	217,57	2,46
MFB-563	1.146	5015	19	13	263,95	4,38
MFB-565	1.563	5023	15	31	334,87	3,21
<b>GRUPO 23 (5100-5190)</b>						
MFB-441	1.682	5166	12	42	430,50	3,07
MFB-462	1.600	5181	19	41	272,68	3,24
MFB-492	1.773	5103	11	19	463,91	2,88
MFB-503	1.999	5100	13	49	392,31	2,55

<b>MFB-509</b>	1.818	5135	10	21	513,50	2,82
<b>MFB-512</b>	1.899	5135	11	27	466,82	2,70
<b>MFB-525</b>	1.724	5134	10	48	513,40	2,98
<b>GRUPO 24 (5200-6800)</b>						
<b>MFB-430</b>	1.533	5240	19	80	275,79	3,42
<b>MFB-484</b>	2.064	6829	10	13	682,90	3,31
<b>MFB-491</b>	1.624	5205	14	15	371,79	3,21
<b>MFB-507</b>	1.798	5886	14	8	420,43	3,27



**Tabla N° B.1. Continuación**

POZO	Espesor Completado (pie)	Toneladas (ton)	Tiempo de Inyección (día)	Tiempo de Remojo (día)	Tasa de Inyección (Ton/día)	Tonelaje Inyectado (Ton/Pie)
<b>I CICLO, H, TASA DE INYECCIÓN, (ton/día)</b>						
<b>GRUPO 25 (200-220)</b>						
MFB-416	1.388	3804	19	27	200,21	2,74
MFB-455	1.707	4879	24	20	203,29	2,86
MFB-477	2.206	5006	23	21	217,65	2,27
MFB-538	2.035	5004	23	13	217,57	2,46
<b>GRUPO 26 (260-280)</b>						
MFB-430	1.533	5240	19	80	275,79	3,42
MFB-462	1.600	5181	19	41	272,68	3,24
MFB-506	1.949	5000	18	44	277,78	2,57
MFB-563	1.146	5015	19	13	263,95	4,38
<b>GRUPO 27 (310-340)</b>						
MFB-457	90,00	5046	15	17	336,40	56,07
MFB-481	2.026,00	4069	13	6	313,00	2,01
MFB-565	1.563,00	5023	15	31	334,87	3,21
<b>GRUPO 28 (360-400)</b>						
MFB-459	1.648	5022	13	18	386,31	3,05
MFB-491	1.624	5205	14	15	371,79	3,21
MFB-495	2.036	5065	14	39	361,79	2,49
MFB-503	1.999	5100	13	49	392,31	2,55
MFB-526	1.735	5002	14	31	357,29	2,88
<b>GRUPO 29 (420-500)</b>						
MFB-441	1.682	5166	12	42	430,50	3,07
MFB-456	1.805	5037	11	24	457,91	2,79
MFB-476	1.582	4489	9	20	498,78	2,84
MFB-485	1.884	3868	8	17	483,50	2,05
MFB-490	1.180	3374	7	12	482,00	2,86
MFB-492	1.773	5103	11	19	463,91	2,88
MFB-499	1.590	5072	11	32	461,09	3,19
MFB-502	1.465	5008	11	29	455,27	3,42
MFB-507	1.798	5886	14	8	420,43	3,27
MFB-512	1.899	5135	11	27	466,82	2,70
MFB-514	1.840	5036	11	83	457,82	2,74
MFB-588	1.121	4765	10	43	476,50	4,25
<b>GRUPO 30 (500-520)</b>						
MFB-412	1.766	5049	10	31	504,90	2,86
MFB-453	1.293	5058	10	18	505,80	3,91
MFB-496	1.998	5074	10	93	507,40	2,54
MFB-497	1.758	5040	10	13	504,00	2,87
MFB-509	1.818	5135	10	21	513,50	2,82
MFB-525	1.724	5134	10	48	513,40	2,98
<b>GRUPO 31 (680)</b>						
MFB-484	2.064	6829	10	13	682,90	3,31
<b>I CICLO, H, TONELAJE INYECTADO, (ton/pie)</b>						
<b>GRUPO 32 (2 - 2,5)</b>						
MFB-477	2.206	5006	23	21	217,65	2,27
MFB-481	2.026	4069	13	6	313,00	2,01
MFB-485	1.884	3868	8	17	483,50	2,05
MFB-495	2.036	5065	14	39	361,79	2,49
MFB-538	2.035	5004	23	13	217,57	2,46
<b>GRUPO 33 (2,5 - 3)</b>						
MFB-412	1.766	5049	10	31	504,90	2,86
MFB-416	1.388	3804	19	27	200,21	2,74
MFB-455	1.707	4879	24	20	203,29	2,86

<b>MFB-456</b>	1.805	5037	11	24	457,91	2,79
<b>MFB-476</b>	1.582	4489	9	20	498,78	2,84
<b>MFB-490</b>	1.180	3374	7	12	482,00	2,86
<b>MFB-492</b>	1.773	5103	11	19	463,91	2,88
<b>MFB-496</b>	1.998	5074	10	93	507,40	2,54
<b>MFB-497</b>	1.758	5040	10	13	504,00	2,87
<b>MFB-503</b>	1.999	5100	13	49	392,31	2,55
<b>MFB-506</b>	1.949	5000	18	44	277,78	2,57
<b>MFB-509</b>	1.818	5135	10	21	513,50	2,82



**Tabla N° B.1. Continuación**

<b>POZO</b>	<b>Espesor Completado (pie)</b>	<b>Toneladas (ton)</b>	<b>Tiempo de Inyección (día)</b>	<b>Tiempo de Remojo (día)</b>	<b>Tasa de Inyección (Ton/día)</b>	<b>Tonelaje Inyectado (Ton/Pie)</b>
MFB-512	1.899	5135	11	27	466,82	2,70
MFB-514	1.840	5036	11	83	457,82	2,74
MFB-525	1.724	5134	10	48	513,40	2,98
MFB-526	1.735	5002	14	31	357,29	2,88
<b>GRUPO 34 (3 - 3,5)</b>						
MFB-430	1.533	5240	19	80	275,79	3,42
MFB-441	1.682	5166	12	42	430,50	3,07
MFB-459	1.648	5022	13	18	386,31	3,05
MFB-462	1.600	5181	19	41	272,68	3,24
MFB-484	2.064	6829	10	13	682,90	3,31
MFB-491	1.624	5205	14	15	371,79	3,21
MFB-499	1.590	5072	11	32	461,09	3,19
MFB-502	1.465	5008	11	29	455,27	3,42
MFB-507	1.798	5886	14	8	420,43	3,27
MFB-565	1.563	5023	15	31	334,87	3,21
<b>GRUPO 35 (3,9-4,4)</b>						
MFB-453	1.293	5058	10	18	505,80	3,91
MFB-563	1.146	5015	19	13	263,95	4,38
MFB-588	1.121	4765	10	43	476,50	4,25
<b>GRUPO 36 (56)</b>						
MFB-457	90	5046	15	17	336,40	56,07
<b>I CICLO, H, DIAS DE REMOJO, (día)</b>						
<b>GRUPO 37 (6-12)</b>						
MFB-481	2.026	4069	13	6	313,00	2,01
MFB-490	1.180	3374	7	12	482,00	2,86
MFB-507	1.798	5886	14	8	420,43	3,27
<b>GRUPO 38 (13-18)</b>						
MFB-453	1.293	5058	10	18	505,80	3,91
MFB-457	90	5046	15	17	336,40	56,07
MFB-459	1.648	5022	13	18	386,31	3,05
MFB-484	2.064	6829	10	13	682,90	3,31
MFB-485	1.884	3868	8	17	483,50	2,05
MFB-491	1.624	5205	14	15	371,79	3,21
MFB-497	1.758	5040	10	13	504,00	2,87
MFB-538	2.035	5004	23	13	217,57	2,46
MFB-563	1.146	5015	19	13	263,95	4,38
<b>GRUPO 39 (19-24)</b>						
MFB-455	1.707	4879	24	20	203,29	2,86
MFB-456	1.805	5037	11	24	457,91	2,79
MFB-476	1.582	4489	9	20	498,78	2,84
MFB-477	2.206	5006	23	21	217,65	2,27
MFB-492	1.773	5103	11	19	463,91	2,88
MFB-509	1.818	5135	10	21	513,50	2,82
<b>GRUPO 40 (27-29)</b>						
MFB-416	1.388	3804	19	27	200,21	2,74
MFB-502	1.465	5008	11	29	455,27	3,42
MFB-512	1.899	5135	11	27	466,82	2,70
<b>GRUPO 41 (31-39)</b>						
MFB-412	1.766	5049	10	31	504,90	2,86
MFB-495	2.036	5065	14	39	361,79	2,49
MFB-499	1.590	5072	11	32	461,09	3,19
MFB-526	1.735	5002	14	31	357,29	2,88
MFB-565	1.563	5023	15	31	334,87	3,21
<b>GRUPO 42 (41-49)</b>						

<b>MFB-441</b>	1.682	5166	12	42	430,50	3,07
<b>MFB-462</b>	1.600	5181	19	41	272,68	3,24
<b>MFB-503</b>	1.999	5100	13	49	392,31	2,55
<b>MFB-506</b>	1.949	5000	18	44	277,78	2,57
<b>MFB-525</b>	1.724	5134	10	48	513,40	2,98
<b>MFB-588</b>	1.121	4765	10	43	476,50	4,25
<b>GRUPO 43 (80-93)</b>						
<b>MFB-430</b>	1.533	5240	19	80	275,79	3,42
<b>MFB-496</b>	1.998	5074	10	93	507,40	2,54



**Tabla N° B.1. Continuación**

<b>POZO</b>	<b>Espesor Completado (pie)</b>	<b>Toneladas (ton)</b>	<b>Tiempo de Inyección (día)</b>	<b>Tiempo de Remojo (día)</b>	<b>Tasa de Inyección (Ton/día)</b>	<b>Tonelaje Inyectado (Ton/Pie)</b>
MFB-514	1.840	5036	11	83	457,82	2,74
<b>II CICLO, H, TONELADAS, (ton)</b>						
<b>GRUPO 44 (4800)</b>						
MFB-412	1.766	4853	20	47	242,65	2,75
<b>GRUPO 45 (5000-5030)</b>						
MFB-441	1.682	5024	22	26	228,36	2,99
MFB-456	1.805	5011	19	32	263,74	2,78
MFB-499	1.590	5013	12	21	417,75	3,15
MFB-502	1.465	5006	21	13	238,38	3,42
MFB-525	1.724	5007	23	21	217,70	2,90
MFB-526	1.735	5005	6	49	834,17	2,88
<b>GRUPO 46 (5100-5180)</b>						
MFB-453	1.293	5103	26	32	196,27	3,95
MFB-457	90	5135	17	13	302,06	57,06
MFB-485	1.884	5171	11	20	470,09	2,74
<b>II CICLO, H, TASA DE INYECCIÓN, (ton/día)</b>						
<b>GRUPO 47 (200-250)</b>						
MFB-412	1.766	4853	20	47	242,65	2,75
MFB-441	1.682	5024	22	26	228,36	2,99
MFB-453	1.293	5103	26	32	196,27	3,95
MFB-502	1.465	5006	21	13	238,38	3,42
MFB-525	1.724	5007	23	21	217,70	2,90
<b>GRUPO 48 (260-470)</b>						
MFB-456	1.805	5011	19	32	263,74	2,78
MFB-457	90	5135	17	13	302,06	57,06
MFB-485	1.884	5171	11	20	470,09	2,74
MFB-499	1.590	5013	12	21	417,75	3,15
<b>GRUPO 49 (830)</b>						
MFB-526	1.735	5005	6	49	834,17	2,88
<b>II CICLO, H, TONELAJE INYECTADO, (ton/pie)</b>						
<b>GRUPO 50 (2,7-3)</b>						
MFB-412	1.766	4853	20	47	242,65	2,75
MFB-441	1.682	5024	22	26	228,36	2,99
MFB-456	1.805	5011	19	32	263,74	2,78
MFB-485	1.884	5171	11	20	470,09	2,74
MFB-525	1.724	5007	23	21	217,70	2,90
MFB-526	1.735	5005	6	49	834,17	2,88
<b>GRUPO 51 (3,1-4,0)</b>						
MFB-453	1.293	5103	26	32	196,27	3,95
MFB-499	1.590	5013	12	21	417,75	3,15
MFB-502	1.465	5006	21	13	238,38	3,42
<b>GRUPO 52 (57)</b>						
MFB-457	90	5135	17	13	302,06	57,06
<b>II CICLO, H, DIAS DE REMOJO, (día)</b>						
<b>GRUPO 53 (13-20)</b>						
MFB-457	90	5135	17	13	302,06	57,06
MFB-485	1.884	5171	11	20	470,09	2,74
MFB-502	1.465	5006	21	13	238,38	3,42
<b>GRUPO 54 (21-26)</b>						
MFB-441	1.682	5024	22	26	228,36	2,99
MFB-499	1.590	5013	12	21	417,75	3,15
MFB-525	1.724	5007	23	21	217,70	2,90
<b>GRUPO 55 (32-49)</b>						

<b>MFB-412</b>	1.766	4853	20	47	242,65	2,75
<b>MFB-453</b>	1.293	5103	26	32	196,27	3,95
<b>MFB-456</b>	1.805	5011	19	32	263,74	2,78
<b>MFB-526</b>	1.735	5005	6	49	834,17	2,88





## **APÉNDICE C.**

Cálculo de Pozos Promedio y Pozos Modelo

Tabla N° C.1. Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo de IAV

	GRUPO	PERÍODO DE PRODUCCIÓN											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I CICLO, V-D TONELADAS (ton)	MFB-205	637,23	448,92	397,23	345,37	334,21	303,47	292,80	310,13	291,27	274,77	300,70	279,24
	MFB-332	102,32	84,93	83,81	65,30	45,23	45,58	52,18	39,55	26,37	25,74	25,05	29,24
	MFB-313	466,87	366,10	304,00	253,50	200,06	129,70	100,81	105,90	101,25	78,90	67,70	62,48
	MFB-360	191,02	182,84	156,02	132,84	67,68	25,74	11,74	10,63	10,92	11,74	10,63	10,92
	MFB-365	153,23	132,19	96,54	65,89	49,00	52,00	54,00	55,77	57,81	52,13	53,52	54,98
	PROMEDIO	310,13	243,00	207,52	172,58	139,24	111,30	102,31	104,40	97,52	88,66	91,52	87,37
	ECUACIÓN	$y = 370,04e-0,1944x$						$y = 162,39e-0,0553x$					
	MODELO 1	304,66	250,84	206,52	170,04	140,00	116,54	110,27	104,33	98,72	93,41	88,38	83,63
	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-175	418,58	353,13	192,90	130,74	110,90	114,16	93,47	101,90	109,58	96,39	103,68	113,43
MFB-333	139,67	130,03	128,46	130,53	128,52	130,53	125,98	112,87	83,71	67,06	70,90	68,35	
MFB-334	340,80	251,08	148,64	96,90	78,25	72,90	71,77	71,11	77,69	73,20	74,57	72,12	
PROMEDIO	299,68	244,75	156,67	119,39	105,89	105,87	97,07	95,29	90,33	78,89	83,05	84,63	
ECUACIÓN	$y = 429,0e-0,3207x$						$y = 137,11e-0,0461x$						
MODELO 2	311,30	225,89	163,92	118,94	108,89	103,98	99,30	94,82	90,55	86,47	82,58	78,85	
I CICLO, V-D, TASA DE INYECCIÓN (ton/día)	3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-332	102,32	84,93	83,81	65,30	45,23	45,58	52,18	39,55	26,37	25,74	25,05	29,24
	MFB-334	340,80	251,08	148,64	96,90	78,25	72,90	71,77	71,11	77,69	73,20	74,57	72,12
	MFB-360	191,02	182,84	156,02	132,84	67,68	25,74	11,74	10,63	10,92	11,74	10,63	10,92
	PROMEDIO	211,38	172,95	129,49	98,35	63,72	48,07	45,23	40,43	38,33	36,89	36,75	37,43
	ECUACIÓN	$y = 302,33e-0,2963x$						$y = 76,132e-0,0682x$					
	MODELO 3	224,80	167,15	124,29	92,42	68,72	50,57	47,23	44,12	41,21	38,49	35,96	33,58
	4	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-175	418,58	353,13	192,90	130,74	110,90	114,16	93,47	101,90	109,58	96,39	103,68	113,43
	MFB-205	637,23	448,92	397,23	345,37	334,21	303,47	292,80	310,13	291,27	274,77	300,70	279,24
MFB-333	139,67	130,03	128,46	130,53	128,52	130,53	125,98	112,87	83,71	67,06	70,90	68,35	
PROMEDIO	398,49	310,70	239,53	202,21	191,21	182,72	170,75	174,97	161,52	146,08	158,43	153,68	
ECUACIÓN	$y = 493,95e-0,2295x$						$y = 227,46e-0,0361x$						
MODELO 4	392,66	312,13	248,13	197,24	189,90	189,90	183,16	176,67	170,40	164,36	158,53	152,91	
5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
MFB-313	466,87	366,10	304,00	253,50	200,06	129,70	100,81	105,90	101,25	78,90	67,70	62,48	
MFB-365	153,23	132,19	96,54	65,89	49,00	52,00	54,00	55,77	57,81	52,13	53,52	54,98	
PROMEDIO	310,05	249,15	200,27	159,70	124,53	90,85	77,40	80,84	79,53	65,52	60,61	58,73	
ECUACIÓN	$y = 391,96e-0,2269x$						$y = 170,85e-0,0929x$						
MODELO 5	312,40	248,98	198,44	158,16	126,05	97,85	89,17	81,26	74,05	67,48	61,49	56,04	
I CICLO, V-D, TONELAJE INYECTADO (ton/pie)	6	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-205	637,23	448,92	397,23	345,37	334,21	303,47	292,80	310,13	291,27	274,77	300,70	279,24
	MFB-332	102,32	84,93	83,81	65,30	45,23	45,58	52,18	39,55	26,37	25,74	25,05	29,24
	MFB-313	466,87	366,10	304,00	253,50	200,06	129,70	100,81	105,90	101,25	78,90	67,70	62,48
	MFB-333	139,67	130,03	128,46	130,53	128,52	130,53	125,98	112,87	83,71	67,06	70,90	68,35
	MFB-365	153,23	132,19	96,54	65,89	49,00	52,00	54,00	55,77	57,81	52,13	53,52	54,98
	PROMEDIO	299,86	232,44	202,01	172,12	151,40	132,26	125,15	124,85	112,08	99,72	103,57	98,86
	ECUACIÓN	$y = 338,94e-0,1667x$						$y = 194,43e-0,0595x$					
	MODELO 6	286,90	242,84	205,56	173,99	147,28	136,06	128,20	120,79	113,81	107,24	101,05	95,21
	7	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-175	418,58	353,13	192,90	130,74	110,90	114,16	93,47	101,90	109,58	96,39	103,68	113,43	
MFB-334	340,80	251,08	148,64	96,90	78,25	72,90	71,77	71,11	77,69	73,20	74,57	72,12	
MFB-360	191,02	182,84	156,02	132,84	67,68	25,74	11,74	10,63	10,92	11,74	10,63	10,92	
PROMEDIO	316,80	262,35	165,85	120,16	85,61	70,93	58,99	61,21	66,06	60,44	62,96	65,49	
ECUACIÓN	$y = 471,00e-0,3398x$						$y = 83,51e-0,0277x$						
MODELO 7	335,31	238,71	169,94	120,98	86,13	70,72	68,79	66,91	65,08	63,31	61,58	59,89	
I CICLO, V-D, DIAS DE REMOJO, (día)	8	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-205	637,23	448,92	397,23	345,37	334,21	303,47	292,80	310,13	291,27	274,77	300,70	279,24
	MFB-332	102,32	84,93	83,81	65,30	45,23	45,58	52,18	39,55	26,37	25,74	25,05	29,24
	MFB-334	340,80	251,08	148,64	96,90	78,25	72,90	71,77	71,11	77,69	73,20	74,57	72,12
	PROMEDIO	360,12	261,64	209,89	169,19	152,56	140,65	138,92	140,26	131,78	124,57	133,44	126,87
	ECUACIÓN	$y = 418,98e-0,2154x$						$y = 165,41e-0,0231x$					
	MODELO 8	337,79	272,33	219,56	177,01	142,71	144,00	140,71	137,50	134,36	131,29	128,29	125,36
	9	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-313	466,87	366,10	304,00	253,50	200,06	129,70	100,81	105,90	101,25	78,90	67,70	62,48
	MFB-360	191,02	182,84	156,02	132,84	67,68	25,74	11,74	10,63	10,92	11,74	10,63	10,92
PROMEDIO	328,94	274,47	230,01	193,17	133,87	77,72	56,27	58,27	56,09	45,32	39,17	36,70	
ECUACIÓN	$y = 483,62e-0,2726x$						$y = 144,65e-0,1153x$						
MODELO 9	368,23	280,37	213,47	162,54	123,75	94,23	64,54	57,51	51,24	45,66	40,69	36,26	
10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
MFB-175	418,58	353,13	192,90	130,74	110,90	114,16	93,47	101,90	109,58	96,39	103,68	113,43	
MFB-333	139,67	130,03	128,46	130,53	128,52	130,53	125,98	112,87	83,71	67,06	70,90	68,35	
MFB-365	153,23	132,19	96,54	65,89	49,00	52,00	54,00	55,77	57,81	52,13	53,52	54,98	
PROMEDIO	237,16	205,12	139,30	109,05	96,14	98,90	91,15	90,18	83,70	71,86	76,03	78,92	

ECUACIÓN	$y = 307,54e-0,2438x$						$y = 121,45e-0,0415x$					
MODELO 10	241,00	188,86	148,00	115,98	90,89	94,68	90,83	87,14	83,60	80,20	76,94	73,81



Tabla N° C.2. Pozos Verticales y Desviados con II Ciclo de IAV

GRUPO	PERÍODO DE PRODUCCIÓN												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
II CICLO, V-D, TONELADAS (ton)	11	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-175	232,74	220,41	176,20	143,36	121,53	106,74	97,23	100,64	92,97	82,98	73,00	63,02
	MFB-313	380,56	359,75	242,35	192,00	146,40	129,07	120,19	118,76	131,62	138,23	145,40	118,09
	MFB-355	137,00	114,74	101,24	95,39	92,39	78,84	75,80	74,38	75,60	76,00	74,00	64,02
	PROMEDIO	250,10	231,63	173,26	143,58	120,11	104,88	97,74	97,93	100,06	99,07	97,47	81,71
	ECUACIÓN	$y = 317,03e-0,1945x$						$y = 134,65e-0,0357x$					
	MODELO 11	260,99	214,86	176,88	145,62	119,88	108,69	104,88	101,20	97,65	94,22	90,92	87,73
	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-205	766,14	617,53	340,87	232,57	194,23	145,72	117,08	74,32	49,23	45,65	53,83	63,86
	MFB-360	218,71	155,40	134,26	97,33	94,14	85,90	75,47	61,47	48,30	49,77	49,39	45,07
	MFB-365	176,65	167,97	145,59	137,85	121,47	103,35	90,47	77,17	67,94	64,73	66,61	66,65
	PROMEDIO	387,17	313,63	206,91	155,92	136,61	111,66	94,34	70,99	55,16	53,38	56,61	58,53
	ECUACIÓN	$y = 486e-0,257x$						$y = 195,19e-0,1159x$					
MODELO 12	375,86	290,68	224,80	173,85	134,45	103,98	86,72	77,23	68,78	61,25	54,55	48,58	
II CICLO, V-D, TASA DE INYECCIÓN (ton/día)	13	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-205	766,14	617,53	340,87	232,57	194,23	145,72	117,08	74,32	49,23	45,65	53,83	63,86
	MFB-313	380,56	359,75	242,35	192,00	146,40	129,07	120,19	118,76	131,62	138,23	145,40	118,09
	MFB-355	137,00	114,74	101,24	95,39	92,39	78,84	75,80	74,38	75,60	76,00	74,00	64,02
	PROMEDIO	427,90	364,01	228,15	173,32	144,34	117,88	104,36	89,15	85,49	86,63	91,08	81,99
	ECUACIÓN	$y = 561,22e-0,2713x$						$y = 145,55e-0,0496x$					
	MODELO 13	427,87	326,20	248,69	189,60	144,55	110,20	102,85	97,88	93,14	88,63	84,35	80,26
	14	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-175	232,74	220,41	176,20	143,36	121,53	106,74	97,23	100,64	92,97	82,98	73,00	63,02
	MFB-360	218,71	155,40	134,26	97,33	94,14	85,90	75,47	61,47	48,30	49,77	49,39	45,07
	MFB-365	176,65	167,97	145,59	137,85	121,47	103,35	90,47	77,17	67,94	64,73	66,61	66,65
	PROMEDIO	209,37	181,26	152,02	126,18	112,38	98,66	87,72	79,76	69,74	65,83	63,00	58,25
	ECUACIÓN	$y = 242,61e-0,1538x$						$y = 160,86e-0,087x$					
MODELO 14	208,02	178,37	152,94	131,14	112,44	96,41	87,49	80,20	73,52	67,39	61,78	56,63	
II CICLO, V-D, TONELAJE INYECTADO (ton/pie)	15	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-175	232,74	220,41	176,20	143,36	121,53	106,74	97,23	100,64	92,97	82,98	73,00	63,02
	MFB-313	380,56	359,75	242,35	192,00	146,40	129,07	120,19	118,76	131,62	138,23	145,40	118,09
	MFB-355	137,00	114,74	101,24	95,39	92,39	78,84	75,80	74,38	75,60	76,00	74,00	64,02
	PROMEDIO	250,10	231,63	173,26	143,58	120,11	104,88	97,74	97,93	100,06	99,07	97,47	81,71
	ECUACIÓN	$y = 317,03e-0,1945x$						$y = 134,65e-0,0357x$					
	MODELO 15	260,99	214,86	176,88	145,62	119,88	108,69	104,88	101,20	97,65	94,22	90,92	87,73
	16	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-205	766,14	617,53	340,87	232,57	194,23	145,72	117,08	74,32	49,23	45,65	53,83	63,86
	MFB-360	218,71	155,40	134,26	97,33	94,14	85,90	75,47	61,47	48,30	49,77	49,39	45,07
	MFB-365	176,65	167,97	145,59	137,85	121,47	103,35	90,47	77,17	67,94	64,73	66,61	66,65
	PROMEDIO	387,17	313,63	206,91	155,92	136,61	111,66	94,34	70,99	55,16	53,38	56,61	58,53
	ECUACIÓN	$y = 486e-0,257x$						$y = 195,19e-0,1159x$					
MODELO 16	375,86	290,68	224,80	173,85	134,45	103,98	86,72	77,23	68,78	61,25	54,55	48,58	
II CICLO, V-D, DIAS DE REMOJO (día)	17	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-205	766,14	617,53	340,87	232,57	194,23	145,72	117,08	74,32	49,23	45,65	53,83	63,86
	PROMEDIO	766,14	647,53	340,87	232,57	234,23	195,52	137,08	46,32	49,23	45,65	53,83	63,86
	ECUACIÓN	$y = 1076,5e-0,3472x$						$y = 306,43e-0,1613x$					
	MODELO 17	760,72	537,58	379,89	268,45	189,71	134,06	99,08	84,32	71,76	61,07	51,97	44,23
	18	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-175	232,74	220,41	176,20	143,36	121,53	106,74	97,23	100,64	92,97	82,98	73,00	63,02
	MFB-313	380,56	359,75	242,35	192,00	146,40	129,07	120,19	118,76	131,62	138,23	145,40	118,09
	MFB-360	218,71	155,40	134,26	97,33	94,14	85,90	75,47	61,47	48,30	49,77	49,39	45,07
	MFB-365	176,65	167,97	145,59	137,85	121,47	103,35	90,47	77,17	67,94	64,73	66,61	66,65
	PROMEDIO	252,16	225,88	174,60	142,63	120,89	106,27	95,84	89,51	85,21	83,93	83,60	73,21
	ECUACIÓN	$y = 307,59e-0,1828x$						$y = 140,02e-0,052x$					
	MODELO 18	256,20	213,40	177,75	148,05	123,32	102,72	97,30	92,37	87,69	83,24	79,03	75,02
19	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
MFB-355	137,00	114,74	101,24	95,39	92,39	78,84	75,80	74,38	75,60	76,00	74,00	64,02	
PROMEDIO	137,00	114,74	101,24	95,39	92,39	78,84	75,80	74,38	75,60	76,00	74,00	64,02	
ECUACIÓN	$y = 143,91e-0,0992x$						$y = 91,167e-0,0233x$						
MODELO 19	130,32	118,01	106,87	96,77	87,64	79,36	77,45	75,66	73,92	72,22	70,56	68,93	

Tabla N° C.3. Pozos Horizontales con I Ciclo de IAV

GRUPO	PERÍODO DE PRODUCCIÓN											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20	240,33	161,43	150,00	151,43	145,61	144,66	133,29	129,00	129,65	118,83	110,06	97,63
MFB-416	240,33	161,43	150,00	151,43	145,61	144,66	133,29	129,00	129,65	118,83	110,06	97,63
MFB-485	437,01	365,20	315,20	275,19	246,05	207,58	193,73	193,73	177,45	150,68	140,93	140,93
MFB-490	403,38	370,00	308,28	254,00	239,93	251,38	250,46	235,49	248,70	243,20	228,97	220,03
<b>PROMEDIO</b>	<b>360,24</b>	<b>298,88</b>	<b>257,83</b>	<b>226,87</b>	<b>210,53</b>	<b>201,21</b>	<b>192,49</b>	<b>186,07</b>	<b>185,27</b>	<b>170,90</b>	<b>159,99</b>	<b>152,86</b>
ECUACIÓN	$y = 398,46e-0,135x$						$y = 265,13e-0,0446x$					
MODELO	348,14	304,18	265,76	232,20	202,88	202,88	194,03	185,57	177,47	169,73	162,33	155,25
21	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-455	131,00	86,00	64,57	50,90	42,00	30,00	24,19	22,00	17,00	9,00	6,00	5,00
MFB-476	973,41	773,41	400,91	317,97	292,88	244,90	217,30	217,29	230,90	214,03	252,94	214,03
MFB-481	647,71	508,29	420,87	377,87	378,13	397,00	388,10	366,19	361,13	360,00	334,77	305,73
MFB-588	256,76	250,45	216,71	153,57	115,94	100,06	74,00	58,17	58,13	50,26	46,71	46,00
<b>PROMEDIO</b>	<b>502,22</b>	<b>404,54</b>	<b>275,76</b>	<b>225,08</b>	<b>207,24</b>	<b>192,99</b>	<b>175,90</b>	<b>165,91</b>	<b>166,79</b>	<b>158,32</b>	<b>160,11</b>	<b>142,69</b>
ECUACIÓN	$y = 673,3e-0,2791x$						$y = 263,54e-0,0508x$					
MODELO	509,33	385,29	291,46	220,48	204,43	194,30	184,68	175,53	166,83	158,57	150,72	143,25
22	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-412	893,29	635,93	306,16	199,50	171,74	165,48	196,41	187,26	193,82	138,10	86,83	114,96
MFB-453	483,47	267,16	198,81	178,25	175,77	168,81	141,42	130,10	126,94	95,61	82,19	81,55
MFB-456	342,61	338,32	248,40	220,42	237,06	226,89	251,55	229,77	238,95	218,32	218,90	199,42
MFB-457	278,70	240,97	224,00	190,64	136,32	138,28	134,10	125,61	134,48	129,43	124,96	124,96
MFB-459	315,41	279,83	228,19	169,77	154,93	153,32	148,17	143,58	150,52	107,49	110,26	118,55
MFB-477	236,00	164,00	131,00	122,60	124,06	135,39	116,68	118,35	121,18	133,10	137,81	108,45
MFB-495	755,65	582,30	537,00	506,57	482,23	451,77	386,42	371,56	351,94	364,36	320,02	328,01
MFB-496	369,80	332,54	260,10	179,57	186,52	178,75	172,35	171,60	195,10	205,48	103,50	157,73
MFB-497	833,97	456,00	377,00	355,00	310,06	314,00	296,71	295,00	275,00	273,00	215,00	203,22
MFB-499	179,60	155,18	157,34	134,16	131,00	130,32	100,20	105,00	125,52	144,13	120,50	110,02
MFB-502	412,78	368,90	313,03	279,86	254,93	222,84	173,84	173,00	200,00	197,01	200,00	161,00
MFB-506	548,50	310,97	279,18	220,07	194,10	202,04	205,49	195,58	142,14	121,11	108,42	82,73
MFB-514	299,35	290,14	227,77	220,67	201,40	176,23	168,08	189,99	170,43	177,97	155,61	132,80
MFB-526	504,97	350,00	250,70	204,27	158,17	143,58	150,52	142,97	149,11	160,37	148,97	148,05
MFB-538	357,95	282,07	237,68	227,87	230,61	209,54	206,55	218,00	212,29	197,00	192,67	198,87
MFB-563	239,46	225,52	188,50	189,37	176,35	174,13	171,73	187,76	177,03	180,32	172,17	156,26
MFB-565	290,33	188,87	102,47	75,26	74,55	61,83	61,55	64,64	89,44	95,66	95,49	83,03
<b>PROMEDIO</b>	<b>431,87</b>	<b>321,69</b>	<b>251,02</b>	<b>216,11</b>	<b>199,99</b>	<b>191,36</b>	<b>181,28</b>	<b>179,40</b>	<b>179,64</b>	<b>172,85</b>	<b>152,55</b>	<b>147,62</b>
ECUACIÓN	$y = 526,91e-0,2325x$						$y = 251,38e-0,0425x$					
MODELO	417,60	330,97	262,31	207,89	203,26	194,80	186,69	178,92	171,48	164,34	157,51	150,95
23	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-441	389,00	358,45	299,33	264,97	259,60	246,61	221,03	201,39	173,00	178,54	185,10	167,03
MFB-462	572,26	491,16	403,46	274,10	201,60	165,56	150,90	136,17	139,77	140,61	125,78	124,18
MFB-492	431,80	373,82	352,19	317,36	259,71	200,38	151,59	136,01	142,06	124,16	109,33	95,26
MFB-503	670,63	335,77	244,87	214,00	198,77	212,90	223,81	233,51	237,70	212,51	180,22	168,00
MFB-509	351,85	241,11	229,50	230,04	214,84	193,77	201,36	187,13	181,48	180,32	171,37	157,49
MFB-512	340,42	305,93	283,73	266,59	238,06	196,58	161,90	145,20	151,68	132,61	116,77	124,93
MFB-525	397,77	190,03	123,21	105,29	103,19	95,42	98,76	109,39	113,42	102,35	94,00	89,02
<b>PROMEDIO</b>	<b>450,53</b>	<b>328,04</b>	<b>276,61</b>	<b>238,91</b>	<b>210,82</b>	<b>187,32</b>	<b>172,77</b>	<b>164,12</b>	<b>162,73</b>	<b>153,02</b>	<b>140,37</b>	<b>132,27</b>
ECUACIÓN	$y = 503,42e-0,1836x$						$y = 273,8e-0,0605x$					
MODELO	418,98	348,70	290,22	241,54	201,02	190,45	179,27	168,75	158,84	149,52	140,74	132,48
24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-430	482,90	444,67	436,90	431,90	416,00	360,00	332,15	260,00	218,00	190,00	178,00	172,00
MFB-484	474,71	409,61	367,30	328,00	280,03	261,23	276,68	267,60	237,26	232,47	232,71	222,40
MFB-491	297,53	257,23	239,13	231,36	232,55	210,07	174,29	156,93	140,97	117,23	114,94	118,45
MFB-507	859,50	449,90	306,71	252,33	203,68	201,79	217,87	215,60	158,87	140,17	130,00	122,83
<b>PROMEDIO</b>	<b>528,66</b>	<b>390,35</b>	<b>337,51</b>	<b>310,90</b>	<b>283,06</b>	<b>258,27</b>	<b>250,25</b>	<b>225,03</b>	<b>188,77</b>	<b>169,97</b>	<b>163,91</b>	<b>158,92</b>
ECUACIÓN	$y = 562,23e-0,1477x$						$y = 450,09e-0,0911x$					
MODELO	485,03	418,43	360,98	311,41	268,65	260,56	237,88	217,16	198,25	180,99	165,23	150,84
25	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-416	240,33	161,43	150,00	151,43	145,61	144,66	133,29	129,00	129,65	118,83	110,06	97,63
MFB-455	131,00	86,00	64,57	50,90	42,00	30,00	24,19	22,00	17,00	9,00	6,00	5,00
MFB-477	236,00	164,00	131,00	122,60	124,06	135,39	116,68	118,35	121,18	133,10	137,81	108,45
MFB-538	357,95	282,07	237,68	227,87	230,61	209,54	206,55	218,00	212,29	197,00	192,67	198,87
<b>PROMEDIO</b>	<b>241,32</b>	<b>173,37</b>	<b>145,81</b>	<b>138,20</b>	<b>135,57</b>	<b>129,90</b>	<b>120,18</b>	<b>121,84</b>	<b>120,03</b>	<b>114,48</b>	<b>111,63</b>	<b>102,49</b>
ECUACIÓN	$y = 270,29e-0,1845x$						$y = 158,8e-0,0339x$					
MODELO 25	224,75	186,89	155,40	129,22	134,04	129,57	125,25	121,08	117,04	113,14	109,37	105,73
26	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-430	482,90	444,67	436,90	431,90	416,00	360,00	332,15	260,00	218,00	190,00	178,00	172,00
MFB-462	572,26	491,16	403,46	274,10	201,60	165,56	150,90	136,17	139,77	140,61	125,78	124,18
MFB-506	548,50	310,97	279,18	220,07	194,10	202,04	205,49	195,58	142,14	121,11	108,42	82,73
MFB-563	239,46	225,52	188,50	189,37	176,35	174,13	171,73	187,76	177,03	180,32	172,17	156,26
<b>PROMEDIO</b>	<b>460,78</b>	<b>368,08</b>	<b>327,01</b>	<b>278,86</b>	<b>247,01</b>	<b>225,43</b>	<b>215,07</b>	<b>194,88</b>	<b>169,24</b>	<b>158,01</b>	<b>146,09</b>	<b>133,79</b>
ECUACIÓN	$y = 505,02e-0,1409x$						$y = 395,98e-0,091x$					
MODELO 26	438,65	381,00	330,93	287,44	249,66	216,85	209,42	191,21	174,58	159,39	145,53	132,87

I CICLO, H.  
TONELADAS (ton)

I CICLO, H.  
TASA DE INYECCIÓN (ton/día)

GRUPO	PERÍODO DE PRODUCCIÓN											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
27												
MFB-457	278,70	240,97	224,00	190,64	136,32	138,28	134,10	125,61	134,48	129,43	124,96	124,96
MFB-481	647,71	508,29	420,87	377,87	378,13	397,00	388,10	366,19	361,13	360,00	334,77	305,73
MFB-565	290,33	188,87	102,47	75,26	74,55	61,83	61,55	64,64	89,44	95,66	95,49	83,03
PROMEDIO	405,58	312,71	249,11	214,59	196,33	199,04	194,58	185,48	195,02	195,03	185,07	171,24
ECUACIÓN	$y = 489,6e-0,2137x$						$y = 223,58e-0,0186x$					
MODELO 27	395,40	319,32	257,88	208,26	203,72	199,97	196,29	192,67	189,12	185,63	182,21	178,85



Tabla N° C.3. Continuación

GRUPO	PERÍODO DE PRODUCCIÓN												
	28	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-459	315,41	279,83	228,19	169,77	154,93	153,32	148,17	143,58	150,52	107,49	110,26	118,55	
MFB-491	297,53	257,23	239,13	231,36	232,55	210,07	174,29	156,93	140,97	117,23	114,94	118,45	
MFB-495	755,65	582,30	537,00	506,57	482,23	451,77	386,42	371,56	351,94	364,36	320,02	328,01	
MFB-503	670,63	335,77	244,87	214,00	198,77	212,90	223,81	233,51	237,70	212,51	180,22	168,00	
MFB-526	504,97	350,00	250,70	204,27	158,17	143,58	150,52	142,97	149,11	160,37	148,97	148,05	
<b>PROMEDIO</b>	<b>508,84</b>	<b>361,03</b>	<b>299,98</b>	<b>265,19</b>	<b>245,33</b>	<b>234,33</b>	<b>216,64</b>	<b>209,71</b>	<b>206,05</b>	<b>192,39</b>	<b>174,88</b>	<b>176,21</b>	
ECUACIÓN	$y = 593,7e-0,214x$						$y = 319,52e-0,0516x$						
MODELO 28	479,32	386,98	312,43	252,24	246,86	234,44	222,65	211,46	200,82	190,72	181,13	172,02	
29	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
MFB-441	389,00	358,45	299,33	264,97	259,60	246,61	221,03	201,39	173,00	178,54	185,10	167,03	
MFB-456	342,61	338,32	248,40	220,42	237,06	226,89	251,55	229,77	238,95	218,32	218,90	199,42	
MFB-476	973,41	773,41	400,91	317,97	292,88	244,90	217,30	217,29	230,90	214,03	252,94	214,03	
MFB-485	437,01	365,20	315,20	275,19	246,05	207,58	193,73	193,73	177,45	150,68	140,93	140,93	
MFB-490	403,38	370,00	308,28	254,00	239,93	251,38	250,46	235,49	248,70	243,20	228,97	220,03	
MFB-492	431,80	373,82	352,19	317,36	259,71	200,38	151,59	136,01	142,06	124,16	109,33	95,26	
MFB-499	179,60	155,18	157,34	134,16	131,00	130,32	100,20	105,00	125,52	144,13	120,50	110,02	
MFB-502	412,78	368,90	313,03	279,86	254,93	222,84	173,84	173,00	200,00	197,01	200,00	161,00	
MFB-507	859,50	449,90	306,71	252,33	203,68	201,79	217,87	215,60	158,87	140,17	130,00	122,83	
MFB-512	340,42	305,93	283,73	266,59	238,06	196,58	161,90	145,20	151,68	132,61	116,77	124,93	
MFB-514	299,35	290,14	227,77	220,67	201,40	176,23	168,08	189,99	170,43	177,97	155,61	132,80	
MFB-588	256,76	250,45	216,71	153,57	115,94	100,06	74,00	58,17	58,13	50,26	46,71	46,00	
<b>PROMEDIO</b>	<b>443,80</b>	<b>366,64</b>	<b>285,80</b>	<b>246,42</b>	<b>223,35</b>	<b>200,46</b>	<b>181,80</b>	<b>175,05</b>	<b>172,97</b>	<b>164,26</b>	<b>158,81</b>	<b>144,52</b>	
ECUACIÓN	$y = 515,61e-0,1771x$						$y = 278,61e-0,0539x$						
MODELO 29	431,92	361,82	303,10	253,90	212,69	201,63	191,05	181,02	171,52	162,52	153,99	145,91	
30	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
MFB-412	893,29	635,93	306,16	199,50	171,74	165,48	196,41	187,26	193,82	138,10	86,83	114,96	
MFB-453	483,47	267,16	198,81	178,25	175,77	168,81	141,42	130,10	126,94	95,61	82,19	81,55	
MFB-496	369,80	332,54	260,10	179,57	186,52	178,75	172,35	171,60	195,10	205,48	103,50	157,73	
MFB-497	833,97	456,00	377,00	355,00	310,06	314,00	296,71	295,00	275,00	273,00	215,00	203,22	
MFB-509	351,85	241,11	229,50	230,04	214,84	193,77	201,36	187,13	181,48	180,32	171,37	157,49	
MFB-525	397,77	190,03	123,21	105,29	103,19	95,42	98,76	109,39	113,42	102,35	94,00	89,02	
<b>PROMEDIO</b>	<b>555,02</b>	<b>353,80</b>	<b>249,13</b>	<b>207,94</b>	<b>193,69</b>	<b>186,04</b>	<b>184,50</b>	<b>180,08</b>	<b>180,96</b>	<b>165,81</b>	<b>125,48</b>	<b>134,00</b>	
ECUACIÓN	$y = 723,97e-0,3296x$						$y = 265,99e-0,0552x$						
MODELO 30	520,69	374,48	269,33	193,71	201,84	191,00	180,74	171,03	161,85	153,16	144,93	137,15	
31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
MFB-484	474,71	409,61	367,30	328,00	280,03	261,23	276,68	267,60	237,26	232,47	232,71	222,40	
<b>PROMEDIO</b>	<b>474,71</b>	<b>409,61</b>	<b>367,30</b>	<b>328,00</b>	<b>280,03</b>	<b>261,23</b>	<b>276,68</b>	<b>267,60</b>	<b>237,26</b>	<b>232,47</b>	<b>232,71</b>	<b>222,40</b>	
ECUACIÓN	$y = 536,87e-0,1278x$						$y = 333,57e-0,0337x$						
MODELO 31	472,46	415,78	365,90	322,00	283,37	272,50	263,47	254,74	246,30	238,14	230,25	222,62	
32	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
MFB-477	236,00	164,00	131,00	122,60	124,06	135,39	116,68	118,35	121,18	133,10	137,81	108,45	
MFB-481	647,71	508,29	420,87	377,87	378,13	367,00	388,10	366,19	361,13	360,00	334,77	305,73	
MFB-485	437,01	365,20	315,20	275,19	246,05	207,58	193,73	193,73	177,45	150,68	140,93	140,93	
MFB-495	755,65	582,30	537,00	506,57	462,23	431,77	386,42	371,56	351,94	364,36	320,02	328,01	
MFB-538	357,95	282,07	237,68	227,87	230,61	209,54	206,55	218,00	212,29	197,00	192,67	198,87	
<b>PROMEDIO</b>	<b>486,86</b>	<b>380,37</b>	<b>328,35</b>	<b>302,02</b>	<b>288,22</b>	<b>270,26</b>	<b>258,30</b>	<b>253,57</b>	<b>244,80</b>	<b>241,03</b>	<b>225,24</b>	<b>216,40</b>	
ECUACIÓN	$y = 546,38e-0,158x$						$y = 348e-0,0393x$						
MODELO 32	466,53	398,34	340,13	290,42	285,92	274,90	264,30	254,12	244,33	234,91	225,86	217,15	
33	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
MFB-412	893,29	635,93	306,16	199,50	171,74	165,48	196,41	187,26	193,82	138,10	86,83	114,96	
MFB-416	240,33	161,43	150,00	151,43	145,61	144,66	133,29	129,00	129,65	118,83	110,06	97,63	
MFB-455	131,00	86,00	64,57	50,90	42,00	30,00	24,19	22,00	17,00	9,00	6,00	5,00	
MFB-456	342,61	338,32	248,40	220,42	237,06	226,89	251,55	229,77	238,95	218,32	218,90	199,42	
MFB-476	973,41	773,41	400,91	317,97	292,88	244,90	217,30	217,29	230,90	214,03	252,94	214,03	
MFB-490	403,38	370,00	308,28	254,00	239,93	251,38	250,46	235,49	248,70	243,20	228,97	220,03	
MFB-492	431,80	373,82	352,19	317,36	259,71	200,38	151,59	136,01	142,06	124,16	109,33	95,26	
MFB-496	369,80	332,54	260,10	179,57	186,52	178,75	172,35	171,60	195,10	205,48	103,50	157,73	
MFB-497	833,97	456,00	377,00	355,00	310,06	314,00	296,71	295,00	275,00	273,00	215,00	203,22	
MFB-503	670,63	335,77	244,87	214,00	198,77	212,90	223,81	233,51	237,70	212,51	180,22	168,00	
MFB-506	548,50	310,97	279,18	220,07	194,10	202,04	205,49	195,58	142,14	121,11	108,42	82,73	
MFB-509	351,85	241,11	229,50	230,04	214,84	193,77	201,36	187,13	181,48	180,32	171,37	157,49	
MFB-512	340,42	305,93	283,73	266,59	238,06	196,58	161,90	145,20	151,68	132,61	116,77	124,93	
MFB-514	299,35	290,14	227,77	220,67	201,40	176,23	168,08	189,99	170,43	177,97	155,61	132,80	
MFB-525	397,77	190,03	123,21	105,29	103,19	95,42	98,76	109,39	113,42	102,35	94,00	89,02	
MFB-526	504,97	350,00	250,70	204,27	158,17	143,58	150,52	142,97	149,11	160,37	148,97	148,05	
<b>PROMEDIO</b>	<b>483,32</b>	<b>346,96</b>	<b>256,66</b>	<b>219,19</b>	<b>199,63</b>	<b>186,06</b>	<b>181,49</b>	<b>176,70</b>	<b>176,07</b>	<b>164,46</b>	<b>144,18</b>	<b>138,14</b>	
ECUACIÓN	$y = 608,08e-0,2674x$						$y = 263,92e-0,0517x$						
MODELO 33	465,40	356,21	272,63	208,66	203,80	193,53	183,78	174,52	165,73	157,38	149,45	141,92	
34	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
MFB-430	482,90	444,67	436,90	431,90	416,00	360,00	332,15	260,00	218,00	190,00	178,00	172,00	
MFB-441	389,00	358,45	299,33	264,97	259,60	246,61	221,03	201,39	173,00	178,54	185,10	167,03	

I CICLO, H.  
(TONELAJE INYECTADO) (ton/pie)

GRUPO	PERÍODO DE PRODUCCIÓN											
	MFB-459	315,41	279,83	228,19	169,77	154,93	153,32	148,17	143,58	150,52	107,49	110,26
MFB-462	572,26	491,16	403,46	274,10	201,60	165,56	150,90	136,17	139,77	140,61	125,78	124,18
MFB-484	474,71	409,61	367,30	328,00	280,03	261,23	276,68	267,60	237,26	232,47	232,71	222,40
MFB-491	297,53	257,23	239,13	231,36	232,55	210,07	174,29	156,93	140,97	117,23	114,94	118,45
MFB-499	179,60	155,18	157,34	134,16	131,00	130,32	100,20	105,00	125,52	144,13	120,50	110,02
MFB-502	412,78	368,90	313,03	279,86	254,93	222,84	173,84	173,00	200,00	197,01	200,00	161,00
MFB-507	859,50	449,90	306,71	252,33	203,68	201,79	217,87	215,60	158,87	140,17	130,00	122,83
MFB-565	290,33	188,87	102,47	75,26	74,55	61,83	61,55	64,64	89,44	95,66	95,49	83,03
<b>PROMEDIO</b>	<b>427,40</b>	<b>340,38</b>	<b>285,39</b>	<b>244,17</b>	<b>220,89</b>	<b>201,36</b>	<b>185,67</b>	<b>172,39</b>	<b>163,33</b>	<b>154,33</b>	<b>149,28</b>	<b>139,95</b>
ECUACIÓN	$y = 484,51e^{-0,1652x}$						$y = 293,26e^{-0,0631x}$					
MODELO 34	410,73	348,19	295,17	250,22	212,12	200,83	188,55	177,02	166,19	156,03	146,49	137,53



Tabla N° C.3. Continuación

GRUPO	PERÍODO DE PRODUCCIÓN											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
35												
MFB-453	483,47	267,16	198,81	178,25	175,77	168,81	141,42	130,10	126,94	95,61	82,19	81,55
MFB-563	239,46	225,52	188,50	189,37	176,35	174,13	171,73	187,76	177,03	180,32	172,17	156,26
MFB-588	256,76	250,45	216,71	153,57	115,94	100,06	74,00	58,17	58,13	50,26	46,71	46,00
PROMEDIO	326,56	247,71	201,34	173,73	156,02	147,67	129,05	125,34	120,70	108,73	100,36	94,60
ECUACIÓN	$y = 369,55e-0,1832x$						$y = 222,01e-0,0712x$					
MODELO 35	307,69	256,18	213,30	177,59	147,86	144,82	134,87	125,60	116,97	108,93	101,45	94,47
36												
MFB-457	278,70	240,97	224,00	190,64	156,31	138,28	134,10	125,61	134,48	129,43	124,96	124,96
PROMEDIO	278,70	240,97	224,00	190,64	156,31	138,28	134,10	125,61	134,48	129,43	124,96	124,96
ECUACIÓN	$y = 324,73e-0,1391x$						$y = 164,9e-0,0251x$					
MODELO 36	282,56	245,87	213,94	186,16	161,98	141,85	138,33	134,90	131,56	128,30	125,12	122,01
37												
MFB-481	647,71	508,29	420,87	377,87	378,13	397,00	388,10	366,19	361,13	360,00	334,77	305,73
MFB-490	403,38	370,00	308,28	254,00	239,93	251,38	250,46	235,49	248,70	243,20	228,97	220,03
MFB-507	859,50	449,90	306,71	252,33	203,68	201,79	217,87	215,60	158,87	140,17	130,00	122,83
PROMEDIO	636,86	442,73	345,28	294,73	273,91	283,39	285,48	272,43	256,23	247,79	231,25	216,20
ECUACIÓN	$y = 780,55e-0,256x$						$y = 346,64e-0,0354x$					
MODELO 37	604,26	467,78	362,13	280,34	290,41	280,31	270,56	261,15	252,06	243,30	234,84	226,67
38												
MFB-453	483,47	267,16	198,81	178,25	175,77	168,81	141,42	130,10	126,94	95,61	82,19	81,55
MFB-457	278,70	240,97	224,00	190,64	156,31	138,28	134,10	125,61	134,48	129,43	124,96	124,96
MFB-459	315,41	279,83	228,19	169,77	154,93	153,32	148,17	143,58	150,52	107,49	110,26	118,55
MFB-484	474,71	409,61	367,30	328,00	280,03	261,23	276,68	267,60	237,26	232,47	232,71	222,40
MFB-485	437,01	365,20	315,20	275,19	246,05	207,58	193,73	193,73	177,45	150,68	140,93	140,93
MFB-491	297,53	257,23	239,13	231,36	232,55	210,07	174,29	156,93	140,97	117,23	114,94	118,45
MFB-497	833,97	456,00	377,00	355,00	310,06	314,00	296,71	295,00	275,00	273,00	215,00	203,22
MFB-538	357,95	282,07	237,68	227,87	230,61	209,54	206,55	218,00	212,29	197,00	192,67	198,87
MFB-563	239,46	225,52	188,50	189,37	176,35	174,13	171,73	187,76	177,03	180,32	172,17	156,26
PROMEDIO	413,13	309,29	263,98	238,38	218,07	204,11	193,71	190,92	181,33	164,80	153,98	151,69
ECUACIÓN	$y = 445,86e-0,1538x$						$y = 284,91e-0,0534x$					
MODELO 38	382,30	327,80	281,07	241,00	206,65	206,80	196,05	185,86	176,19	167,03	158,34	150,11
39												
MFB-455	131,00	86,00	64,57	50,90	42,00	30,00	24,19	22,00	17,00	9,00	6,00	5,00
MFB-456	342,61	338,32	248,40	220,42	237,06	226,89	251,55	229,77	238,95	218,32	218,90	199,42
MFB-476	973,41	773,41	400,91	317,97	292,88	244,90	217,30	217,29	230,90	214,03	252,94	214,03
MFB-477	236,00	164,00	131,00	122,60	124,06	135,39	116,68	118,35	121,18	133,10	137,81	108,45
MFB-492	431,80	373,82	352,19	317,36	259,71	200,38	151,59	136,01	142,06	124,16	109,33	95,26
MFB-509	351,85	241,11	229,50	230,04	214,84	193,77	201,36	187,13	181,48	180,32	171,37	157,49
PROMEDIO	411,11	329,44	237,76	209,88	195,09	171,89	160,44	151,76	155,26	146,49	149,39	129,94
ECUACIÓN	$y = 475,33e-0,1942x$						$y = 229,85e-0,0452x$					
MODELO 39	391,43	322,34	265,45	218,59	180,01	175,25	167,51	160,10	153,03	146,27	139,80	133,62
40												
MFB-416	240,33	161,43	150,00	151,43	145,61	144,66	133,29	129,00	129,65	118,83	110,06	97,63
MFB-502	412,78	368,90	313,03	279,86	254,93	222,84	173,84	173,00	200,00	197,01	200,00	161,00
MFB-512	340,42	305,93	283,73	266,59	238,06	196,58	161,90	145,20	151,68	132,61	116,77	124,93
PROMEDIO	331,18	278,75	248,92	232,63	212,87	188,03	156,34	149,07	160,44	149,48	142,28	127,85
ECUACIÓN	$y = 354,31e-0,1059x$						$y = 234,7e-0,048x$					
MODELO 40	318,71	286,68	257,87	231,96	208,65	187,69	167,72	159,86	152,37	145,23	138,42	131,93
41												
MFB-412	893,29	635,93	306,16	199,50	171,74	165,48	196,41	187,26	193,82	138,10	86,83	114,96
MFB-495	755,65	582,30	537,00	506,57	462,23	431,77	386,42	371,56	351,94	364,36	320,02	328,01
MFB-499	179,60	155,18	157,34	134,16	131,00	130,32	100,20	105,00	125,52	144,13	120,50	110,02
MFB-526	504,97	350,00	250,70	204,27	158,17	143,58	150,52	142,97	149,11	160,37	148,97	148,05
MFB-565	290,33	188,87	102,47	75,26	74,55	61,83	61,55	64,64	89,44	95,66	95,49	83,03
PROMEDIO	524,77	382,46	270,73	223,95	199,54	186,60	179,02	174,29	181,96	180,52	154,36	156,81
ECUACIÓN	$y = 685,77e-0,29x$						$y = 243,96e-0,0374x$					
MODELO 41	513,14	383,96	287,30	214,98	202,35	194,92	187,77	180,87	174,23	167,84	161,68	155,74
42												
MFB-441	389,00	358,45	299,33	264,97	259,60	246,61	221,03	201,39	173,00	178,54	185,10	167,03
MFB-462	572,26	491,16	403,46	274,10	201,60	165,56	150,90	136,17	139,77	140,61	125,78	124,18
MFB-503	670,63	335,77	244,87	214,00	198,77	212,90	223,81	233,51	237,70	212,51	180,22	168,00
MFB-506	548,50	310,97	279,18	220,07	194,10	202,04	205,49	195,58	142,14	121,11	108,42	82,73
MFB-525	397,77	190,03	123,21	105,29	103,19	95,42	98,76	109,39	113,42	102,35	94,00	89,02
MFB-588	256,76	250,45	216,71	153,57	115,94	100,06	74,00	58,17	58,13	50,26	46,71	46,00
PROMEDIO	472,49	322,81	261,13	205,33	178,87	170,43	162,33	155,70	144,03	134,23	123,37	112,83
ECUACIÓN	$y = 592,42e-0,2712x$						$y = 262,31e-0,0684x$					
MODELO 42	451,70	344,40	262,60	200,22	186,33	174,01	162,51	151,76	141,73	132,36	123,61	115,44
43												
MFB-430	482,90	444,67	436,90	431,90	416,00	360,00	332,15	260,00	218,00	190,00	178,00	172,00

1 CICLO, H.  
DÍAS DE REMOJO (día)

	<b>MFB-496</b>	369,80	332,54	260,10	179,57	186,52	178,75	172,35	171,60	195,10	205,48	103,50	157,73
	<b>MFB-514</b>	299,35	290,14	227,77	220,67	201,40	176,23	168,08	189,99	170,43	177,97	155,61	132,80
	<b>PROMEDIO</b>	384,02	355,78	308,26	277,38	267,97	238,33	224,19	207,20	194,51	191,15	145,70	154,18
	<b>ECUACIÓN</b>	$y = 412,52e-0,0885x$						$y = 426,43e-0,088x$					
	<b>MODELO 43</b>	377,58	345,60	316,33	289,54	265,01	242,57	222,02	203,22	193,15	176,88	161,98	148,33



Tabla N° C.4. Pozos Horizontales con II Ciclo de IAV

GRUPO	PERÍODO DE PRODUCCIÓN											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
44	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-412	253,77	212,87	161,87	118,82	82,19	74,50	70,24	67,39	66,87	61,03	60,39	58,37
PROMEDIO	253,77	212,87	161,87	118,82	82,19	74,50	70,24	67,39	66,87	61,03	60,39	58,37
ECUACIÓN	$y = 359,77e-0,2838x$						$y = 99,493e-0,0461x$					
MODELO 44	270,88	203,95	153,56	115,61	87,05	75,45	72,05	68,81	65,71	62,75	59,92	57,22
45	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-441	208,53	202,00	195,81	195,35	193,87	193,25	190,01	187,50	164,97	172,10	169,32	153,00
MFB-456	527,32	452,74	409,83	360,89	338,47	290,48	231,68	233,73	209,31	206,65	188,53	180,33
MFB-499	327,26	298,57	295,52	285,53	276,50	287,09	280,00	275,00	262,00	260,00	275,00	258,00
MFB-502	235,77	161,03	134,30	132,48	122,77	111,68	107,48	111,61	112,13	125,33	116,84	109,32
MFB-525	140,19	133,00	85,11	67,60	66,27	66,13	65,63	70,55	69,23	66,55	66,84	65,75
MFB-526	235,71	200,14	177,40	157,74	141,17	125,48	104,35	90,24	79,23	68,77	70,23	70,23
PROMEDIO	279,13	241,25	216,33	199,93	189,84	179,02	163,19	161,44	149,48	149,90	147,79	139,44
ECUACIÓN	$y = 290,87e-0,0862x$						$y = 215,68e-0,0365x$					
MODELO 45	266,85	244,81	224,59	206,04	189,02	173,41	167,05	161,06	155,29	149,72	144,36	139,18
46	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-453	340,27	294,16	238,45	185,25	131,58	96,90	92,90	71,74	66,33	65,74	63,90	52,62
MFB-457	303,25	282,00	250,93	220,30	146,00	89,98	72,24	76,42	59,76	49,61	47,00	37,29
MFB-485	310,20	293,27	268,55	254,94	247,00	238,50	220,52	220,36	217,49	212,56	206,48	196,48
PROMEDIO	317,90	289,81	252,64	220,16	174,86	141,79	128,55	122,84	114,53	109,30	105,79	95,46
ECUACIÓN	$y = 396,09e-0,1626x$						$y = 199,96e-0,0605x$					
MODELO 46	336,65	286,13	243,19	206,69	175,68	149,31	130,92	123,24	116,00	109,19	102,78	96,75
47	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-412	253,77	212,87	161,87	118,82	82,19	74,50	70,24	67,39	66,87	61,03	60,39	58,37
MFB-441	208,53	202,00	195,81	195,35	193,87	193,25	190,01	187,50	164,97	172,10	169,32	153,00
MFB-453	340,27	294,16	238,45	185,25	131,58	96,90	92,90	71,74	66,33	65,74	63,90	52,62
MFB-502	235,77	161,03	134,30	132,48	122,77	111,68	107,48	111,61	112,13	125,33	116,84	109,32
MFB-525	140,19	133,00	85,11	67,60	66,27	66,13	65,63	70,55	69,23	66,55	66,84	65,75
PROMEDIO	235,71	200,61	163,11	139,90	119,34	108,49	105,25	101,76	95,91	98,15	95,46	87,81
ECUACIÓN	$y = 279,44e-0,1722x$						$y = 137,78e-0,0364x$					
MODELO 47	235,24	198,02	166,70	140,33	118,13	110,75	106,79	102,97	99,29	95,74	92,32	89,02
48	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-456	527,32	452,74	409,83	360,89	338,47	290,48	231,68	233,73	209,31	206,65	188,53	180,33
MFB-457	303,25	282,00	250,93	220,30	146,00	89,98	72,24	76,42	59,76	49,61	47,00	37,29
MFB-485	310,20	293,27	268,55	254,94	247,00	238,50	220,52	220,36	217,49	212,56	206,48	196,48
MFB-499	327,26	298,57	295,52	285,53	276,50	287,09	280,00	275,00	262,00	260,00	275,00	258,00
PROMEDIO	367,01	331,65	306,21	280,42	251,99	226,51	201,11	201,38	187,14	182,20	179,25	168,03
ECUACIÓN	$y = 404,58e-0,095x$						$y = 283,91e-0,0438x$					
MODELO 48	367,91	334,57	304,25	276,68	251,60	228,80	208,94	199,99	191,42	183,21	175,36	167,85
49	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-526	235,71	200,14	177,40	157,74	141,17	125,48	104,35	90,24	79,23	68,77	70,23	70,23
ECUACIÓN	$y = 264,22e-0,1288x$						$y = 173,5e-0,0821x$					
MODELO 49	232,29	204,22	179,54	157,84	138,77	122,00	107,25	89,96	82,87	76,34	70,32	64,78
50	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-412	253,77	212,87	161,87	118,82	82,19	74,50	70,24	67,39	66,87	61,03	60,39	58,37
MFB-441	208,53	202,00	195,81	195,35	193,87	193,25	190,01	187,50	164,97	172,10	169,32	153,00
MFB-456	527,32	452,74	409,83	360,89	338,47	290,48	231,68	233,73	209,31	206,65	188,53	180,33
MFB-485	310,20	293,27	268,55	254,94	247,00	238,50	220,52	220,36	217,49	212,56	206,48	196,48
MFB-525	140,19	133,00	85,11	67,60	66,27	66,13	65,63	70,55	69,23	66,55	66,84	65,75
MFB-526	235,71	200,14	177,40	157,74	141,17	125,48	104,35	90,24	79,23	68,77	70,23	70,23
PROMEDIO	279,29	249,00	216,43	192,56	178,16	164,72	147,07	144,96	134,52	131,28	126,97	120,69
ECUACIÓN	$y = 303,61e-0,1052x$						$y = 196,39e-0,0403x$					
MODELO 50	273,29	246,00	221,44	199,33	179,42	161,51	145,38	142,27	136,65	131,25	126,07	121,09
51	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-453	340,27	294,16	238,45	185,25	131,58	96,90	92,90	71,74	66,33	65,74	63,90	52,62
MFB-499	327,26	298,57	295,52	285,53	276,50	287,09	280,00	275,00	262,00	260,00	275,00	258,00
MFB-502	235,77	161,03	134,30	132,48	122,77	111,68	107,48	111,61	112,13	125,33	116,84	109,32
PROMEDIO	301,10	251,25	222,76	201,09	176,95	165,22	160,13	152,78	146,82	150,36	151,91	139,98
ECUACIÓN	$y = 333,51e-0,1286x$						$y = 195,59e-0,0273x$					
MODELO 51	293,26	257,87	226,76	199,39	175,33	166,04	161,57	157,22	152,98	148,86	144,85	140,95
52	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-457	303,25	282,00	240,93	200,30	146,00	99,98	72,24	76,42	59,76	49,61	47,00	37,29
PROMEDIO	303,25	282,00	240,93	200,30	146,00	99,98	72,24	76,42	59,76	49,61	47,00	37,29
ECUACIÓN	$y = 427,94e-0,2202x$						$y = 236,05e-0,1518x$					
MODELO 52	343,36	275,50	221,05	177,36	142,31	114,18	81,57	70,08	60,21	51,73	44,44	38,19
53	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-457	303,25	282,00	240,93	200,30	146,00	99,98	72,24	76,42	59,76	49,61	47,00	37,29
MFB-485	310,20	293,27	268,55	254,94	247,00	238,50	220,52	220,36	217,49	212,56	206,48	196,48
MFB-502	235,77	161,03	134,30	132,48	122,77	111,68	107,48	111,61	112,13	125,33	116,84	109,32

<b>PROMEDIO</b>	<b>283,07</b>	<b>245,44</b>	<b>217,93</b>	<b>202,57</b>	<b>171,92</b>	<b>146,72</b>	<b>133,41</b>	<b>136,13</b>	<b>129,79</b>	<b>129,17</b>	<b>123,44</b>	<b>114,36</b>
<b>ECUACIÓN</b>	<b><math>y = 321,38e-0,1265x</math></b>						<b><math>y = 176,85e-0,0341x</math></b>					
<b>MODELO 53</b>	<b>283,19</b>	<b>249,54</b>	<b>219,89</b>	<b>193,76</b>	<b>170,74</b>	<b>150,45</b>	<b>139,30</b>	<b>134,63</b>	<b>130,11</b>	<b>125,75</b>	<b>121,53</b>	<b>117,46</b>
<b>54</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>
<b>MFB-441</b>	208,53	202,00	195,81	195,35	193,87	193,25	190,01	187,50	164,97	172,10	169,32	153,00
<b>MFB-499</b>	327,26	298,57	295,52	285,53	276,50	287,09	280,00	275,00	262,00	260,00	275,00	258,00
<b>MFB-525</b>	140,19	133,00	85,11	67,60	66,27	66,13	65,63	70,55	69,23	66,55	66,84	65,75
<b>PROMEDIO</b>	<b>225,33</b>	<b>211,19</b>	<b>192,14</b>	<b>182,83</b>	<b>178,88</b>	<b>182,15</b>	<b>178,55</b>	<b>177,68</b>	<b>165,40</b>	<b>166,22</b>	<b>170,39</b>	<b>158,92</b>
<b>ECUACIÓN</b>	<b><math>y = 236,64e-0,0606x</math></b>						<b><math>y = 199,27e-0,0172x</math></b>					
<b>MODELO 54</b>	<b>222,73</b>	<b>209,63</b>	<b>197,30</b>	<b>185,70</b>	<b>174,78</b>	<b>179,73</b>	<b>176,67</b>	<b>173,65</b>	<b>170,69</b>	<b>167,78</b>	<b>164,92</b>	<b>162,11</b>
<b>55</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>
<b>MFB-412</b>	253,77	212,87	161,87	118,82	82,19	74,50	70,24	67,39	66,87	61,03	60,39	58,37
<b>MFB-453</b>	340,27	294,16	238,45	185,25	131,58	96,90	92,90	71,74	66,33	65,74	63,90	52,62
<b>MFB-456</b>	527,32	452,74	409,83	360,89	338,47	290,48	231,68	233,73	209,31	206,65	188,53	180,33
<b>MFB-526</b>	235,71	200,14	177,40	157,74	141,17	125,48	104,35	90,24	79,23	68,77	70,23	70,23
<b>PROMEDIO</b>	<b>339,27</b>	<b>289,98</b>	<b>246,89</b>	<b>205,68</b>	<b>173,35</b>	<b>146,84</b>	<b>124,79</b>	<b>115,78</b>	<b>105,44</b>	<b>100,55</b>	<b>95,76</b>	<b>90,39</b>
<b>ECUACIÓN</b>	<b><math>y = 404,47e-0,1684x</math></b>						<b><math>y = 191,97e-0,0637x</math></b>					
<b>MODELO 55</b>	<b>341,78</b>	<b>288,81</b>	<b>244,05</b>	<b>206,23</b>	<b>174,27</b>	<b>147,26</b>	<b>124,43</b>	<b>115,32</b>	<b>108,21</b>	<b>101,53</b>	<b>95,26</b>	<b>89,38</b>

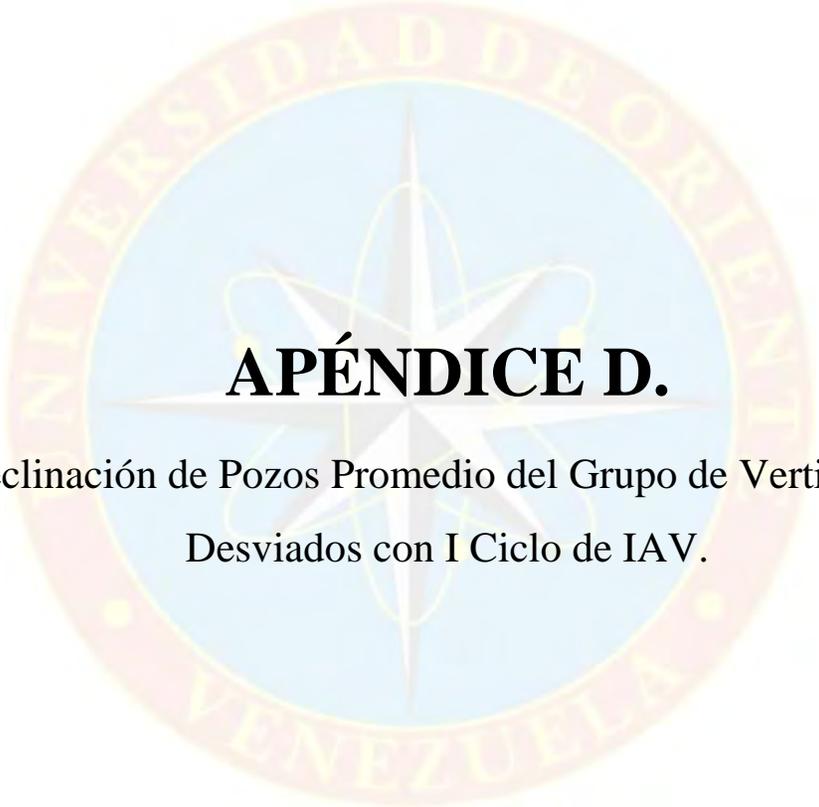


**Tabla N° C.5. Declinación Nominal y Mensual Efectiva**

DECLINACIÓN						
Modelo	Período I (mes)	Nominal	Efectiva	Período II (mes)	Nominal	Efectiva
1	5	0,1944	0,62	7	0,0553	0,32
2	4	0,3207	0,72	8	0,0461	0,31
3	5	0,2963	0,77	7	0,0682	0,38
4	4	0,2295	0,60	8	0,0361	0,25
5	5	0,2269	0,68	7	0,0929	0,48
6	5	0,1667	0,57	7	0,0595	0,34
7	5	0,3398	0,82	7	0,0277	0,18
8	5	0,2154	0,66	7	0,0231	0,15
9	6	0,2726	0,81	6	0,1153	0,50
10	5	0,2438	0,70	7	0,0415	0,25
11	5	0,1945	0,62	7	0,0357	0,22
12	6	0,257	0,79	6	0,1159	0,50
13	6	0,2713	0,80	6	0,0496	0,26
14	6	0,1538	0,60	6	0,087	0,41
15	5	0,1945	0,62	7	0,0357	0,22
16	6	0,257	0,79	6	0,1159	0,50
17	6	0,3472	0,88	6	0,1613	0,62
18	6	0,1828	0,67	6	0,052	0,27
19	6	0,0992	0,45	6	0,0233	0,13
20	5	0,135	0,49	7	0,0446	0,27
21	4	0,2791	0,67	8	0,0508	0,33
22	4	0,2325	0,61	8	0,0425	0,29
23	5	0,1836	0,60	7	0,0605	0,35
24	5	0,1477	0,52	7	0,0911	0,47
25	4	0,1845	0,52	8	0,0339	0,24
26	6	0,1409	0,57	6	0,091	0,42
27	4	0,2137	0,57	8	0,0186	0,14
28	4	0,214	0,58	8	0,0516	0,34
29	5	0,1771	0,59	7	0,0539	0,31
30	4	0,3296	0,73	8	0,0552	0,36
31	5	0,1278	0,47	7	0,0337	0,21
32	4	0,158	0,47	8	0,0393	0,27
33	4	0,2674	0,66	8	0,0517	0,34
34	5	0,1652	0,56	7	0,0631	0,36
35	5	0,1832	0,60	7	0,0712	0,39
36	5	0,1391	0,50	7	0,0251	0,16
37	4	0,256	0,64	8	0,0354	0,25
38	5	0,1538	0,54	7	0,0534	0,31
39	5	0,1942	0,62	7	0,0452	0,27
40	6	0,1059	0,47	6	0,048	0,25
41	4	0,29	0,69	8	0,0459	0,31
42	4	0,2712	0,66	8	0,0684	0,42
43	8	0,0885	0,51	4	0,088	0,30
44	5	0,2838	0,76	7	0,0461	0,28
45	6	0,0862	0,40	6	0,0365	0,20
46	6	0,1626	0,62	6	0,0605	0,30
47	5	0,1722	0,58	7	0,0364	0,22
48	6	0,095	0,43	6	0,0438	0,23
49	7	0,1288	0,59	5	0,0821	0,34

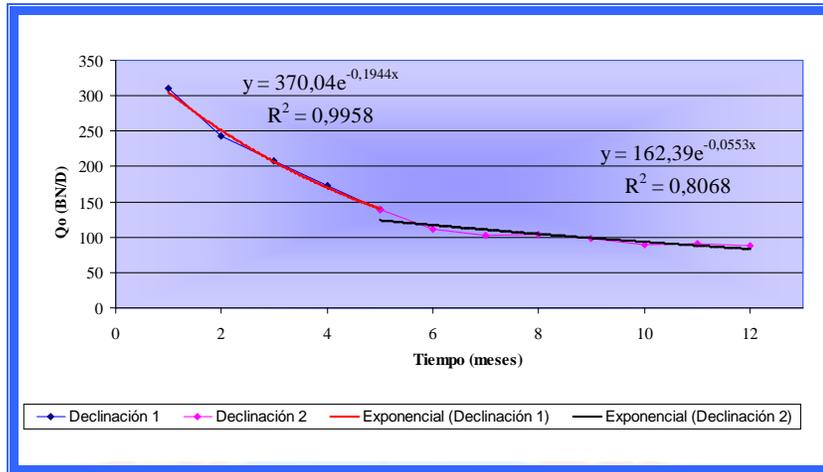
50	7	0,1052	0,52	5	0,0403	0,18
51	5	0,1286	0,47	7	0,0273	0,17
52	6	0,2202	0,73	6	0,1518	0,60
53	6	0,1265	0,53	6	0,0341	0,19
54	5	0,0606	0,26	7	0,0172	0,11
55	7	0,1684	0,69	5	0,0637	0,27



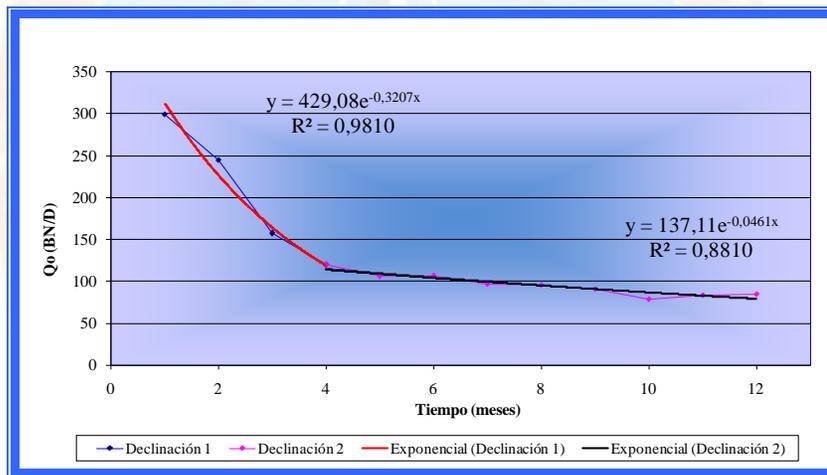


## **APÉNDICE D.**

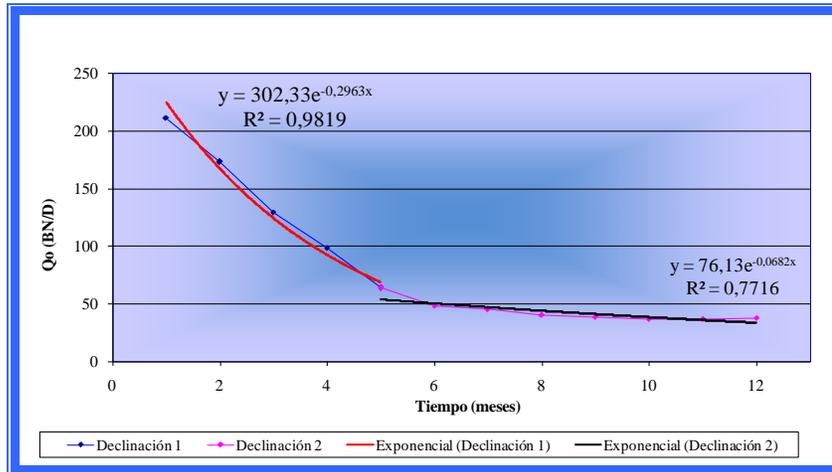
Declinación de Pozos Promedio del Grupo de Verticales y  
Desviados con I Ciclo de IAV.



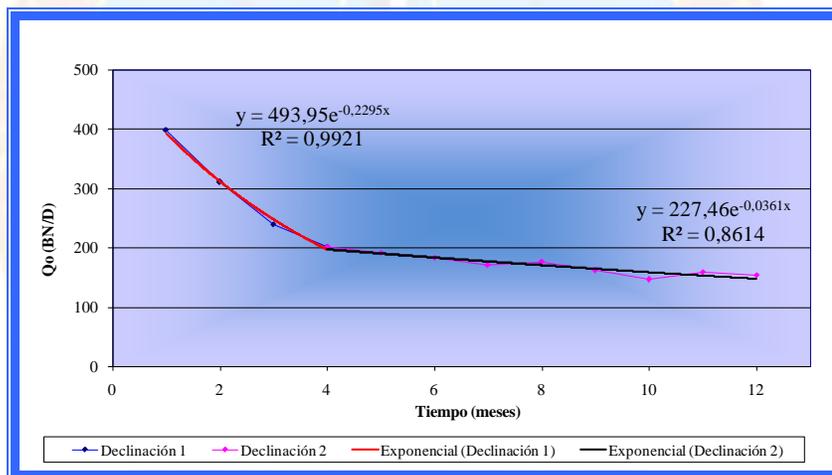
**Gráfico N° D.1. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 1.**



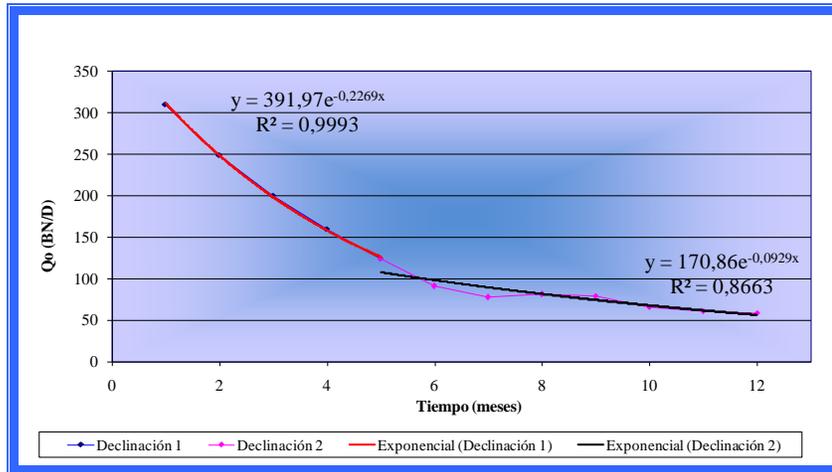
**Gráfico N° D.2. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 2.**



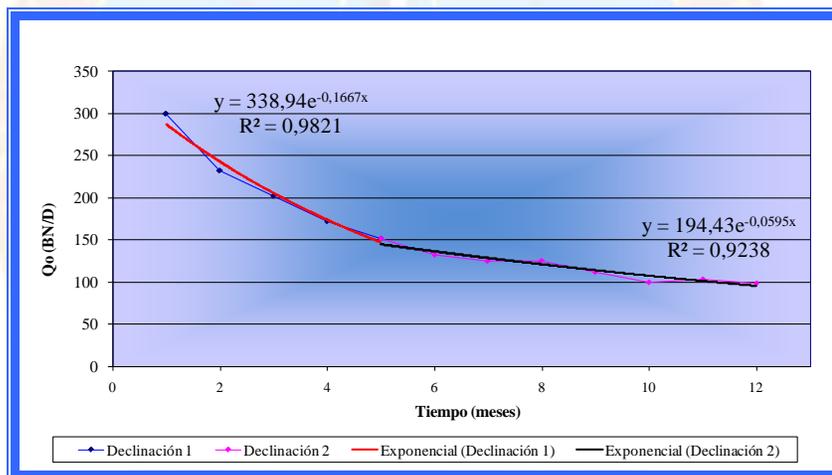
**Gráfico N° D.3. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 3.**



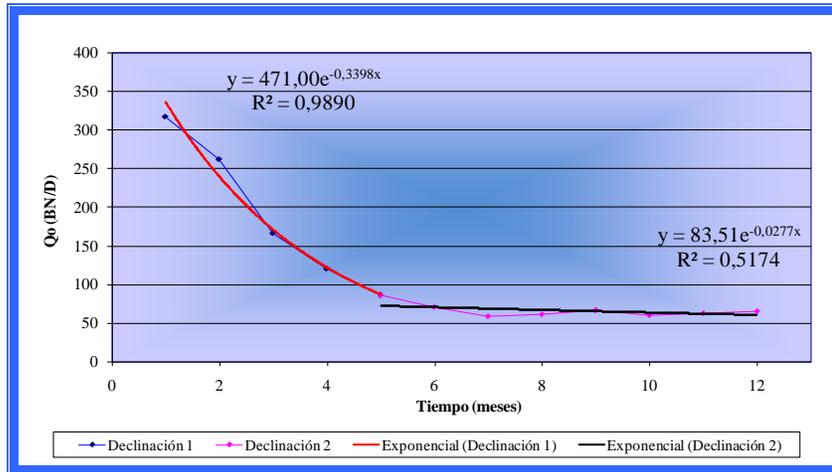
**Gráfico N° D.4. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 4.**



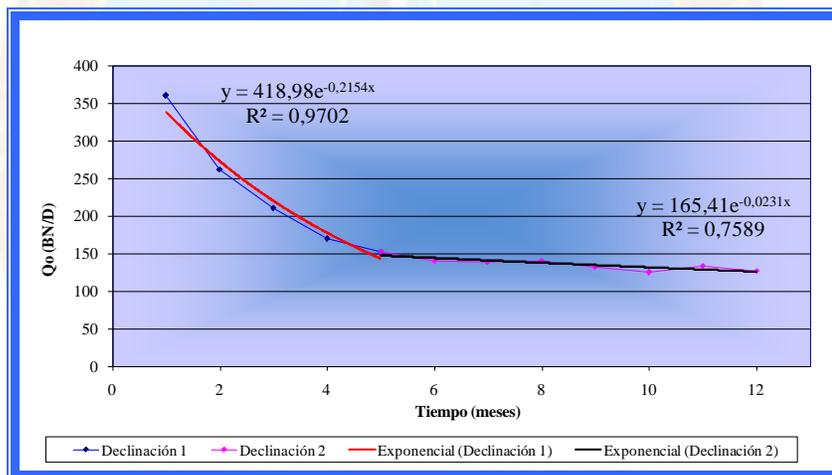
**Gráfico N° D.5. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 5.**



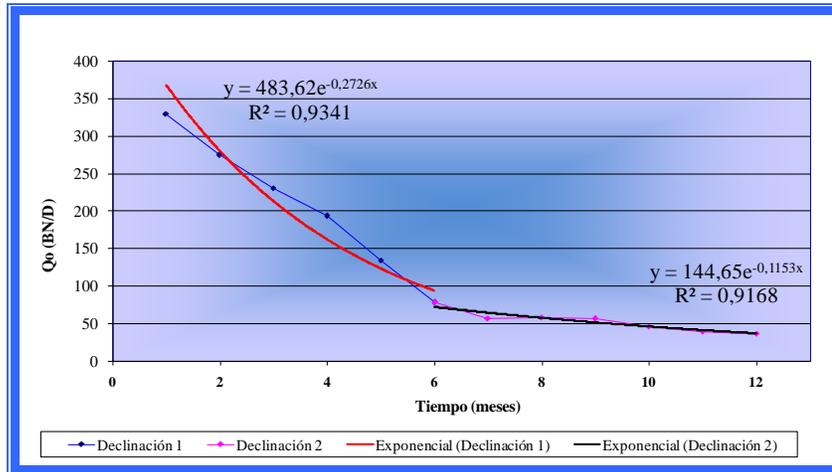
**Gráfico N° D.6. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 6.**



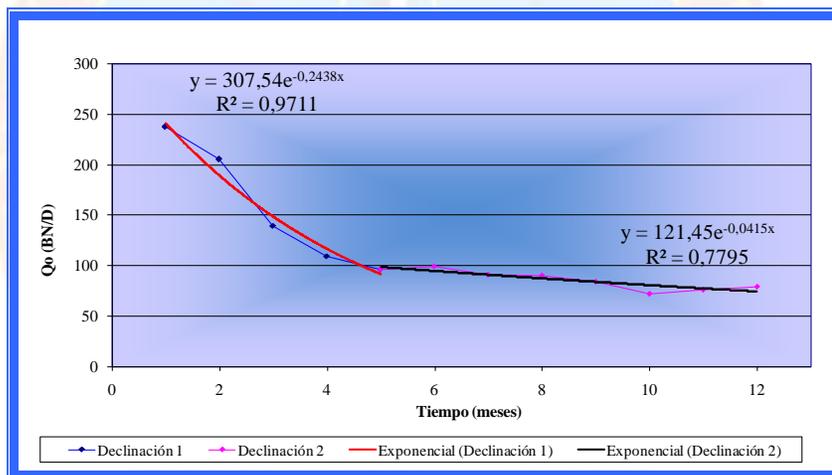
**Gráfico N° D.7. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 7.**



**Gráfico N° D.8. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 8.**



**Gráfico N° D.9. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 9.**



**Gráfico N° D.10. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 10.**