

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA INYECCION ALTERNA DE VAPOR (IAV), COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS (RMH) PARA EL AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO EN UN CAMPO TIPO.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Juan L, Mencia F
Para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA INYECCION ALTERNA DE VAPOR (IAV), COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS (RMH) PARA EL AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO EN UN CAMPO TIPO.

Tutora Académica: Ing. Adriana Zambrano.

Tutor Industrial: Ing. Gabriel Díaz.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Juan L, Mencia F
Para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2018

Caracas, Noviembre de 2018

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Juan Mencia, titulado:

“EVALUACIÓN DE LA INYECCION ALTERNA DE VAPOR (IAV), COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS (RMH) PARA EL AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO EN UN CAMPO TIPO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.

Prof. Sandro Gasbarri

Jurado

Prof. Lisbeth Miranda

Jurado

Prof. Adriana Zambrano

Tutora Académica

Ing. Gabriel Díaz

Tutor Industrial

DEDICATORIA

*A **DIOS TODO PODEROSO** primeramente, por alimentar mi ser de salud, sabiduría y por bendecirme a cada momento.*

*A **MIS PADRES** por darme la vida, y por esos valores que sólo se pueden adquirir con ese amor incondicional y dedicación que sólo ustedes pueden dar, en especial **A MI MADRE** por ser mi fortaleza y el amor de mi vida.*

*A **MIS HERMANAS** por ser mis pilares y ejemplos a seguir, que con esa disciplina y con ese apoyo que siempre me brindan.*

*A **FRANCISCA MARTINEZ CHAVEZ**, por ser mi maestra y mi guía.*

*A la memoria de mi abuelo **Luis E. Flores** por ser mi ángel de la guarda.*

AGRADECIMIENTOS

A Dios primeramente, por haberme guiado siempre a caminos exitosos en donde de las derrotas he podido levantarme con mayor fuerza para seguir persiguiendo mis sueños.

A la Universidad Central de Venezuela que me proporcionó mi formación como profesional, a través del personal docente que me instruyó durante éste proceso.

Al Ministerio Para el Poder Popular del Petróleo, en especial a la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo, por haberme brindado la oportunidad de realizar este trabajo especial de grado. Así como también al personal que labora que dicha dirección quienes siempre me prestaron el apoyo en dicho proceso.

A mi tutora académica Adriana Zambrano, por haberme guiado en este proceso y estar atenta de los mínimos detalles de mi tesis, gracias por las enseñanzas. A mi tutor Industrial Gabriel Díaz, quien mas que un tutor se portó como un amigo y un hermano, apoyándome en todo momento.

A mis Padres, por siempre tener sus apoyos incondicional, en especial a mi Madre que es la mujer que mas amo en esta vida, y no me cansaré de agradecerle tanto amor puro, que ha estado siempre para mi sin importar los sacrificios. Gracias Madre por estar siempre presente y por ser la mejor madre del mundo, Te Amo!.

A mis hermanas, quienes me han cuidado por ser su hermano menor, y quienes me han enseñado que todo esfuerzo y sacrificio valen la pena. Gracias Dios por tener unas hermanas tan ejemplares que han estado para mi cuando las necesito y cuando no también.

A mis grandes amigos que me ha dado la vida, y que han sabido llevar ese rol de buenos amigos y de lealtad; Eliana Goncalves, agradecido por tu valiosa amistad, siempre preocupada por mi y atenta a lo que pueda necesitar de forma incondicional, eres una de mis hermanitas adoptivas. Stefanny Martinez, que no ha sido obstáculo la distancia para

*saber que siempre la amistad perdura a través de los años, y se mantiene mas viva que nunca, tu has sabido estar presente, más allá de los kilómetros que nos separan. **Karla García**, mi amiga de la infancia y aún está la amistad de la buena, gracias por siempre escucharme y siempre atenderme. Estoy orgulloso de tener estas amistades, agradezco a Dios por esta bendición.*

*A personas que han llegado a mi vida para apoyarme como lo son **Berxis Cedeño (Petty)**, **Belkys Mosquera**, **Astrid Palma**, **Yovanny Silva**, **Manuel Yoris**, **Rafael Alvarado**, **Gustavo Martínez**, **Wilxiung García**, **Deisy Perozo**, **Diana Perozo**, **Francisca Martínez**... Gracias por su apoyo incondicional.*

Juan Luis Mencia Flores

Juan L. Mencia F.

EVALUACIÓN DE LA INYECCION ALTERNA DE VAPOR (IAV), COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS (RMH) PARA EL AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO EN UN CAMPO TIPO.

Tutora Académica: Ing. Adriana Zambrano. Tutor Industrial: Ing. Gabriel Díaz. Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2018, n° pags. 187.

Palabras Claves: Faja Petrolífera del Orinoco, Inyección Alterna de Vapor, Hidrocarburos, Recuperación.

RESUMEN: La recuperación térmica se ha convertido en la mejor opción para el desarrollo de yacimientos de crudo pesado y extrapesado, ya que mejora la movilidad del crudo hacia los pozos, generando una mayor recuperación de crudo. En Venezuela, la Faja Petrolífera del Orinoco, representa la mayor reserva de crudos pesados y extrapesados, por lo que se han implementado procesos de recuperación térmica para su desarrollo, uno de ellos es la Inyección Alternada de Vapor (IAV). La IAV consiste en la inyección de vapor en un pozo por un cierto de período de tiempo, un período de remojo, y un periodo de producción en un mismo pozo. El Distrito San Tomé; ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco, en el estudio de tecnologías y métodos para aumentar la producción de crudos extrapesado, utiliza la inyección alterna de vapor como método de estimulación térmica. Este trabajo de grado se enfoca en el impacto que tiene dicha tecnología en el Factor de recobro, para así documentar si la IAV se evidencia como Estimulación o como Recuperación Mejorada de Hidrocarburos. Uno de los retos claves en este esquema de Inyección de Vapor es hacer que el calor inyectado, llegue al yacimiento con mínimas pérdidas de calor, evitando la transferencia de energía a zonas sin interés; jugando un papel relevante el tipo de completación utilizada en la inyección. Habiendo sido evaluadas diferentes completaciones para inyección de vapor, la tubería de inyección convencional con nitrógeno en el anular ha sido la mas usada; de acuerdo al análisis de los datos de campo, este método se ve afectado por variación del volumen y el comportamiento termodinámico del nitrógeno; a altas presiones en el anular, este fluido aumenta la transferencia de calor a zonas sin interés; afectando los parámetros de saturación del vapor.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	11
1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA	14
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
1.2 OBJETIVOS	16
1.2.1 Objetivo General	16
1.2.2 Objetivos Específicos.....	16
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	17
1.4. ALCANCE.....	19
1.5. LIMITACIONES	19
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	20
2.1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA.	20
2.1.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA	21
• Empuje Hidráulico	21
• Empuje por Gas en Solución.....	21
• Expansión de la Roca y de los Fluidos	22
• Empuje por Capa de Gas	22
• Drenaje por Gravedad	23
2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS RMH	23
2.1.2.1 Métodos No térmicos.	24
• Inyección de químicos	24
• Desplazamientos miscibles.	24
2.1.2.2 Métodos Térmicos.	25
• Combustión In Situ.	28
• Inyección de Aire desde la Punta Hasta el Talón (THAI)	29
• Catalizador Asistido. (CAPRI).....	30
• Inyección Continua de Vapor. (ICV)	30
• Inyección de Vapor de Forma Alterna entre Pozos Horizontales. HASD	30
• Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)	31
• Inyección Alterna de Vapor. (IAV)	32
2.2 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR	34

2.3	CONDICIONES PARA REALIZAR EL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR	36
2.4	CRITERIOS DE DISEÑO PARA INYECCIÓN DE VAPOR	37
2.5	CRITERIOS DE SELECCIÓN POZO-YACIMIENTO.....	37
2.6	CRITERIOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO	38
2.8	FACTORES OPERACIONALES EN LA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR	39
	• Tiempo de Remojo	39
	• Cantidad de Vapor Inyectado.....	39
	• Número de Ciclos	40
2.9	CONSIDERACIONES TECNOLÓGICAS INVOLUCRADAS EN LA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR	40
	• Tratamiento del agua de inyección.....	41
	• Generadores de vapor.....	42
2.10	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR	43
2.10.1	Ventajas de la IAV.....	43
2.10.2	Desventajas de la Inyección Alterna de Vapor.....	43
2.11	VARIABLES BÁSICAS DEL YACIMIENTO PARA LA APLICACIÓN DE IAV.....	44
	• Profundidad.....	44
	• Petróleo Original en Sitio	45
	• Porosidad.....	45
	• Saturación del agua	45
	• Segregación Gravitacional.....	45
	• Espesor de la Arena.....	46
	• Movilidad del Petróleo	46
2.12	FACTOR DE RECOBRO.....	47
2.13	TERMINACIÓN DE POZOS TÉRMICOS Y OPERACIÓN.....	47
	• Completación inyector- productor.....	49
	• Completación tubería pre-aislada.....	49
2.14	USO DE NITRÓGENO EN COMPLETACIÓN DE POZOS PARA INYECCIÓN DE VAPOR	50
2.14.1	Procedimiento Operacional Desplazamiento con Nitrógeno	52
2.15	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTO.....	53
2.15.1	Información Requerida para la Simulación	55

2.16 INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	55
• Carpetas de Pozos	55
• SIMDE (Carpeta Digital de Pozos).....	55
• OFM (Oil Field Manager)	56
• Centinela (Base de Datos de PDVSA)	56
2.17 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	56
2.17.1 Tipos de Declinación.....	57
• Declinación Energética	57
• Declinación Mecánica.....	57
• Declinación Total	57
• Declinación Nominal (D).....	57
• Declinación Efectiva (Dt')	57
2.17.2 Curvas de Declinación de Producción. (CIED, 1997)	58
2.18 POZO MODELO ESTADÍSTICO	58
3. DESCRIPCIÓN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO	59
3.1 GENERALIDADES DEL ÁREA EN ESTUDIO	61
3.1.1 Área Ayacucho.....	61
• Campo Bare (Distrito San Tomé).....	63
✓ Estratigrafía del Campo Bare.....	63
3.2 CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA EN ESTUDIO	67
• Límites del Yacimiento	67
• Estructura del Yacimiento	68
• Aspecto Geológico.....	68
• Ambiente de Sedimentación.....	68
• Estratigrafía	68
• Mecanismos de Producción	69
3.3 INFORMACIÓN GENERAL DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO	69
3.4 ANTECEDENTES HISTÓRICOS EN VENEZUELA CON LA TECNOLOGÍA DE IAV	70
• Mene Grande (Zulia)	70
• Experiencias en la Faja Petrolífera del Orinoco.....	70
• Campo Jobo (FPO)	71

• Campo San Diego Norte.....	78
4. MARCO METODOLÓGICO.....	81
4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	81
4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	81
4.3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	82
4.3.1. Análisis de Datos	83
• Clasificación de los pozos sometidos al proceso de Inyección Alterna de Vapor	83
• Sincronización de los Datos de Producción.....	83
• Elaboración de Gráficos Estadísticos.....	84
4.3.2 Evaluación de los Esquemas Operacionales.....	85
• Condiciones óptimas de inyección.....	85
• Evaluación térmica.....	85
4.3.3 Análisis del Impacto en el Factor de Recobro Por IAV	86
5 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	87
5.1. Clasificación De Los Pozos Sometidos Al Proceso De Inyección Alterna de Vapor	87
5.2 SELECCIÓN DE LOS GRUPOS DE POZOS.....	91
5.3 SINCRONIZACIÓN DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN	95
5.4 ELABORACIÓN DE GRÁFICOS ESTADÍSTICOS	98
5.5. APLICACIÓN DE MODELOS ESTADÍSTICOS	98
5.6. ESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR..	100
5.6.1 Pozos Verticales y Desviados, I y II ciclo	100
5.6.1.1. Toneladas de Vapor (ton).....	100
5.6.1.2. Tiempo de Remojo (días)	112
5.6.2. Pozos Horizontales, I y II Ciclo	116
5.6.2.1. Toneladas de Vapor (ton).....	116
5.6.2.2. Tasa de Inyección (ton/día).....	120
5.6.2.3. Tonelaje Inyectado (ton/pie).....	124
5.6.2.4. Tiempo de Remojo (días)	128
5.7 EVALUACIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA.....	131
5.7.1. Estadística de parámetros operacionales	132
5.7.1.1 Temperatura del cabezal y temperatura anular (Nitrógeno).....	132

5.7.1.2 Presión del cabezal y presión del anular (Nitrógeno)	133
5.7.1.3 Elongación del cabezal	134
5.8.2. Variables durante la fase de inyección de vapor	135
5.7 EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO	137
CONCLUSIONES	142
RECOMENDACIONES	144
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	146
APÉNDICES	149

INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos es uno de los procesos que implica la factibilidad que poseen los diferentes yacimientos para ser explotados, por el hecho de que a partir de la misma se explota y se obtiene realmente el hidrocarburo a comercializar, manejando gerencias que permiten organizar y llevar a cabo las buenas técnicas para conseguir el objetivo. Esta se define como el proceso que se concentra en la explotación racional de petróleo y gas natural de los yacimientos, cumpliendo con las leyes, normas ambientales y de seguridad, y fortaleciendo la soberanía tecnológica.

Los yacimientos de crudos pesados y extrapesados constituyen el primer lugar en reservas recuperables a escala mundial, y representan en el corto plazo la fuente energética de combustibles fósiles de mayor importancia para abastecer la creciente demanda de las grandes economías, como Asia (China, India y Japón) y los EEUU. Sin embargo; su explotación no es tarea sencilla, debido principalmente a la alta viscosidad del crudo y a la escasa movilidad bajo las condiciones normales de entrapamiento, lo que se traduce en elevados costos de producción y tratamiento.

Los Campos Petroleros Venezolanos más importantes de crudos pesados y extrapesados se encuentran ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O), ubicada en la cuenca oriental del país, la cual cuenta con 1,3 billones de barriles de petróleo en sitio y reservas recuperables calculadas en 270 millardos de barriles de petróleo. Desde los inicios de su explotación, en la Faja se han aplicado tecnologías a nivel de perforación, levantamiento y estimulaciones térmicas con inyección de vapor en forma alterna (IAV), esta última dando excelentes resultados; siendo un proceso eficiente y rentable. Sin embargo; con la aplicación de estos procesos la cantidad de petróleo recuperado de los yacimientos más importantes no ha superado el 5% del POES. Este bajo factor de recobro se debe entre otras causas a que las tecnologías de recobro mejorado aplicadas en la Faja, han tenido un uso limitado, sin proporcionar un incremento significativo en el factor de recobro de petróleo. (PDVSA, 2013).

La inyección alterna de vapor resulta un proceso eficiente y rentable que consiste, básicamente, en inyectar vapor en pozos productores durante un periodo de tiempo determinado, seguido por un corto periodo de cierre o remojo para luego iniciar la producción del mismo. El efecto principal que se desea obtener con la inyección alterna de vapor es disminuir la viscosidad del crudo y aumentar la producción del mismo. (PDVSA,1999)

Estos procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos han sido aplicados a los campos Cerro Negro del Distrito Morichal, Bare del Distrito San Tomé y San Diego Norte del Distrito San Félix, por lo que se tiene conocimiento práctico de la inyektividad y productividad de las arenas que conforman tales Formaciones. Por tal motivo, el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado permitirá evaluar la Inyección Alterna de Vapor (IAV) como método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) en la FPO a través del análisis del desempeño en un campo tipo. De la misma forma se estudiará la integración de los datos geológicos, petrofísicos, térmicos y la información necesaria de las mencionadas áreas, que permita así crear una analogía que se ajuste de una manera representativa al comportamiento de la producción reportadas por los yacimientos y así como también el impacto en el factor de recobro del yacimiento donde se está y se estará aplicando la IAV.

Es oportuno indicar que para el Ministerio del Poder Popular para Petróleo su misión es regular, formular, administrar, evaluar y controlar las políticas del Ejecutivo Nacional, en las áreas de hidrocarburos, energía en general, petroquímica, carboquímica, similares y conexas, para promover su explotación racional, armónica e integral y garantizar su necesaria contribución al desarrollo económico, social y endógeno sostenible y sustentable de la República Bolivariana de Venezuela. En este sentido este trabajo ofrece realizar un diagnóstico, a fin de evaluar si la IAV en la FPO funciona como RMH, y cuales serían los yacimientos que pueden funcionar con éste método, tomando en cuenta los ciclos de inyección, basándose en los lineamientos del MPPP.

La Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos es una Dirección adscrita al Despacho del Viceministro de Hidrocarburos del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo, está integrada por dos (2) Direcciones de Línea que son: Exploración, Reservas y Tierras, Producción y Conservación de Petróleo; y tienen como funciones

principales evaluar, coordinar y controlar la ejecución de las políticas del Ministerio en materia de exploración, desarrollo, explotación, aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos líquidos y gaseosos de la nación. (PDVSA, 1999).

El trabajo estará compuesto por cinco (5) capítulos. El primero contendrá la justificación y el objetivo del estudio; el segundo contemplará el fundamento teórico relacionado con los procesos de inyección de vapor como métodos de recuperación térmica, el tercero se referirá a la descripción de la Faja Petrolífera del Orinoco; el cuarto estará referido a la metodología empleada en el Trabajo Especial de Grado, y el último capítulo mostrará los resultados y los análisis obtenidos durante el desarrollo del presente, finalizando con las conclusiones y recomendaciones.

CAPITULO I

1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A medida que las fuerzas económicas globales le dan forma al mundo y de manera particular a las relaciones comerciales entre países y bloques comerciales, los gobiernos y las instituciones no gubernamentales deben adaptarse para servir de mecanismo de compensación, de allí que en Venezuela exista la necesidad de desarrollar acciones dirigidas a consolidar dicha adaptación, básicamente por el hecho de representar una nación inmersa en el marco de las relaciones internacionales, sobre todo a nivel de energía y petróleo. En este entorno, las actividades desarrolladas por empresas y particulares representan el punto de partida para el desenvolvimiento de la economía. De allí que las empresas deben formular estrategias que le garanticen su posicionamiento en el mercado, en función del logro de sus metas y objetivos organizacionales.

En este orden de ideas, una de las etapas más importantes de la rama petrolera es la producción del hidrocarburo, el cual, como se manejó anteriormente, permite estudiar y aplicar las distintas herramientas adecuadas para extraer el hidrocarburo que se encuentra en el subsuelo. Por tal motivo, se requiere de estudios que permitan conducir las mejores formas de cómo va a venir ese fluido a la superficie, y con qué capacidades se cuentan para explotar de una forma factible el hidrocarburo deseado del pozo perforado y pueda ser también viable económicamente.

De manera que para poder extraer esos fluidos se necesitan de distintos mecanismos, los cuales pueden variar de acuerdo a la naturaleza y a la fuerza que contenga un pozo determinado. Se pueden observar que existen mecanismos naturales como también artificiales. Para una empresa productora es más factible e importante que estos mecanismos sean naturales, por el solo hecho de que estos no requieren gastos para utilizarlo, solo se necesita que la naturaleza de la formación esté a favor.

Particularmente, las acumulaciones de hidrocarburos presentes en La FPO, deben ser estudiadas para obtener el más alto recobro al final de la vida productiva del yacimiento con los menores costos posibles. Por esta razón es necesario implementar RMH que permita incrementar el factor de recobro y anticipar el comportamiento de producción, lo cual es un reto para el sector petrolero, al identificar, analizar y evaluar estrategias de desarrollo óptimas que permitan incrementar la producción nacional a los niveles planteados como objetivo.

Es preciso efectuar mecanismos para poder desarrollar los diferentes proyectos térmicos comerciales, diseñar primero una prueba piloto, la cual sirve como un medio para estudiar el comportamiento y respuesta general de un yacimiento frente a un proceso de recuperación dado, además de reducir los riesgos técnicos y económicos de una operación comercial futura, que nos permita de tal forma pronosticar el factor de recobro y anticipar el comportamiento de la producción sin la necesidad de haber perforado los pozos en el Área. Esto ayuda a evaluar diferentes esquemas de explotación y la rentabilidad de su aplicación.

Cabe señalar que el uso de simuladores térmicos como STARS, ECLIPSE 300, EXOTHERM, entre otros son las herramientas ideales que permiten pronosticar el comportamiento aproximado al real de los procesos térmicos, también visualizar si el proyecto es realmente factible para su ejecución y cual estrategia de desarrollo del yacimiento o campo sería la más adecuada. En el caso de la FPO se evidencia la necesidad de evaluar la implementación de IAV y evaluar si se logra incrementar el Factor de Recobro, donde para éste ente nacional (MPPP) es identificar si la IAV tiene un impacto en el Factor de Recobro, y su Rentabilidad en esta Área como RMH. La situación objeto de estudio se fundamenta en el hecho que debido a las similares características del fluido de los yacimientos de la FPO donde existen viscosidades entre 500 y 67.500 cP y gravedades API entre 6 y 16 API, los procesos térmicos adquieren importancia por la capacidad de aumentar el Factor de Recobro de los yacimientos, producido por la disminución tanto de la viscosidad del petróleo como de las fuerzas capilares y la expansión del crudo por la

transferencia de calor, razón por lo cual se hace necesario evaluar el uso de la IAV como método de RMH en dicho contexto específico.

Históricamente en la Faja Petrolífera del Orinoco se han realizado pruebas de IAV, las cuales en su mayoría no obtuvieron resultados concluyentes en cuanto al efecto de la tecnología sobre el factor de recobro, bien sea por desarrollo de los materiales y equipos en los años en los cuales se implantó la tecnología ó bien por razones económicas que no permitieron el avance de las pruebas, en éste sentido el presente trabajo plantea un análisis histórico de los resultados de la aplicación de la tecnología en la Faja petrolífera del Orinoco, con especial énfasis en el área de estudio.

Finalmente, se plantea la siguiente interrogante de investigación:

¿Cuál es el impacto en el Factor de Recobro del yacimiento si se emplea una Inyección Alterna de Vapor (IAV) como método RMH en la FPO, a través del análisis del desempeño de un campo tipo?.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

1. Establecer los aspectos técnicos y operativos requeridos para la implementación de un proyecto IAV en un campo de la FPO.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Identificar el Estado de arte de la completación de los pozos en la FPO para que sean sujetos a IAV.
2. Evaluar un proyecto de IAV que ya este masificado en la FPO, y comparar la producción en frío con la producción caliente.
3. En los proyectos de IAV ya masificados, realizar un análisis entre la producción post-mortem con el uso de la tecnología y los pronósticos previos.
4. Medir en el Proyecto de IAV el impacto en el Factor de Recobro al implementarlo en el proyecto piloto.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Venezuela cuenta con grandes recursos naturales, que constituyen una excelente base para el desarrollo económico sustentable y del bienestar social ampliado. Por lo cual el progreso económico y la elevación del nivel de vida, se logra gracias al aumento de la explotación y productividad en todos los sectores de la actividad económica: industria, comercio, servicios, agricultura y cría, etc., mientras que, por el contrario, el deterioro de la productividad produce inevitablemente deterioro económico y pobreza. Constituyendo el petróleo y sus derivados las principales fuentes de sostén económico del país, resulta de gran importancia la innovación de técnicas para mejorar su producción siendo la más factible aquella donde se aminoren al máximo tanto tiempo como costos, de allí que se tome en consideración la importancia de esta investigación.

Todas las reservas de petróleo y gas natural están situadas en el territorio venezolano, son propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, estimadas por PDVSA y oficializadas por el MPPP siguiendo el manual de definiciones y normas de reservas de hidrocarburos establecidas por este ente oficial. Estas normas, no sólo incluyen procedimientos específicos para el cálculo de reservas, sino también aquellos necesarios para el debido control de la información requerida por la Nación. Estos procedimientos son los mismos que se utilizan a escala mundial, de manera que los valores declarados son comparables con diferentes países.

La FPO, fuente de reservas de hidrocarburos líquidos más grande del mundo, comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Este gran reservorio petrolero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo estas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 km² cada uno aproximadamente. Es importante señalar que el Petróleo Original en Sitio (POES) cuantificado en la FPO, alcanza un volumen de 1.360 MMBbls de crudo de los cuales, el país sólo reportaba 40 MMBbls como reservas probadas que representa escasamente 3%. (PDVSA, 2013).

Esta investigación plantea la posibilidad del uso de la IAV como método de recuperación térmica en la FPO, a fin de lograr la máxima recuperación de las reservas probadas de la FPO, las cuales consideran en promedio 20% de Factor de recobro. Por otra parte se ha demostrado a nivel mundial que los proyectos de IAV optimizan la rentabilidad de la explotación de los campos objeto de la aplicación de la tecnología.

Desde los inicios de su explotación, en la Faja se han aplicado tecnologías como la perforación de pozos horizontales, multilaterales y estimulaciones térmicas con inyección de vapor en forma alterna (IAV), esta última dando excelentes resultados; siendo un proceso eficiente y rentable. Sin embargo; con la aplicación de estos procesos la cantidad de petróleo recuperado de los yacimientos más importantes no ha superado el 5% del POES. Este bajo factor de recobro se debe entre otras causas a que las tecnologías de recobro mejorado aplicadas en la Faja, han tenido un uso limitado, sin proporcionar un incremento significativo en el factor de recobro de petróleo. Es importante destacar, que la tecnología de IAV, es convencionalmente aplicada en pozos verticales, sin embargo se ha adaptado con éxito en pozos horizontales (Por ejemplo, en el proyecto de IAV en pozos horizontales del Yacimiento U1,3, MFB-53).

El Ministerio del Poder Popular de Petróleo (MPPP) tiene como misión Regular, formular, administrar, evaluar y controlar las políticas del Ejecutivo Nacional, en las áreas de hidrocarburos, energía en general, petroquímica, similares y conexas, para promover su explotación racional, armónica e integral y garantizar su necesaria contribución al desarrollo económico, social y endógeno sostenible y sustentable de la República Bolivariana de Venezuela.

Para el MPPP es de tal importancia que se logre el 20% promedio en la FPO, ya que por lo tanto es el ente encargado de hacer y evaluar el estudio si con la implementación de la IAV funciona o no como método de Recuperación mejorada de Hidrocarburos (RMH) obteniendo un mejor Factor de Recobro. (PDVSA, 2013).

TOTAL FAJA (sin Áreas Tradicionales)

EXTENSIÓN: 75.100 Km²

PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES): 1.356,6 MMMBN

RESERVAS PROBADAS DE CRUDO: 260,5 MMMBN

Existen algunos autores que justifican el aumento del factor de recobro a través del uso de la tecnología de IAV, mientras que otros asumen que sólo se produce un aumento de la movilidad del crudo alrededor del pozo sin que se alteren las propiedades de los yacimientos, es importante demostrar el impacto de la tecnología en los factores de recobro, pues los planes de explotación que debe aprobar el Ministerio deben incluir la tecnología a aplicar par asegurar la extracción de las reservas durante al menos 25 años.

1.4. ALCANCE

- El estudio se enfocará en el análisis de proyectos de IAV ya implementados a escala de campo y su comparación con un proyecto potencial en la Faja Petrolífera como método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH).
- La metodología propuesta se ajusta a proyectos en fase de Implantación y Operación.

1.5. LIMITACIONES

- Confidencialidad de información de algunos proyectos de recuperación térmica.
- Información incompleta de algunos proyectos, en especial datos del yacimiento y sus propiedades de roca y fluido.
- Falta de acceso a los sistemas que reportan tasas de inyección de vapor y producción, acceso limitado a dicha información.
- El Ministerio no tiene acceso a las bases de datos de las áreas que realizan la operación del campo, los reportes que se solicitan tienen información limitada que restringen el análisis de los históricos de producción.

CAPITULO II

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA.

El desarrollo de un campo incluye el incremento de producción como resultado de la perforación de pozos, un pico de producción y/o un plateau, y la declinación. La recuperación primaria es el resultado de la energía propia del yacimiento, a través de los mecanismos de empuje. La recuperación secundaria se utiliza para adicionar energía a los yacimientos (para mantener su presión), típicamente a través del método de inyección de agua y en algunos casos de inyección de gas. La recuperación terciaria, tradicionalmente utilizado como sinónimo de la recuperación mejorada (RMH), incluye cualquier método utilizado después de la recuperación secundaria. Finalmente, y más recientemente, el término de recuperación cuaternaria se utiliza para referirse a técnicas más avanzadas, pero especulativas, posteriores a la recuperación terciaria. Se muestra en la Figura 1 las etapas tradicionales de los métodos de recuperación.



Figura 1: Etapas tradicionales de recuperación.

La Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH), se define como el conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el hidrocarburo que no puede ser producido por medios convencionales (recuperación primaria y secundaria). Internacionalmente se ha aceptado que se dividan en cuatro grandes

grupos: métodos térmicos, métodos químicos, métodos de inyección miscible de gases y otros (como microbiana, eléctricos, otros).

2.1.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA

La recuperación primaria resulta de la utilización de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. Tales fuentes son: el empuje con agua, el empuje por gas en solución, la expansión de la roca y los fluidos, el empuje por capa de gas y el drenaje por gravedad. (Ferrer, 2001, Rosales, P, 2007)

- **Empuje Hidráulico**

El empuje hidráulico es considerado el mecanismo natural más eficiente de 35 al 65% del petróleo original en sitio en la extracción del petróleo. La presión del yacimiento debe mantenerse constante para evitar la expansión de gas e inducción de la capa de gas. El agua en un acuífero está comprimida pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el contacto agua-petróleo. La energía del yacimiento también aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero. Cuando este es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido con esa agua para que el espacio dejado por el petróleo producido sea ocupado uniformemente por el agua.

- **Empuje por Gas en Solución**

En un yacimiento donde el mecanismo de producción es el empuje por gas en solución, no existe capa de gas inicial o empuje por agua, se considera un yacimiento volumétrico. Deben cumplirse ciertas condiciones para que exista este tipo de empuje, como son: La saturación de agua promedio dentro del volumen poroso está cerca al valor irreducible, la presión inicial del yacimiento es igual o mayor a la presión de burbujeo.

Esta condición hace que el gas permanezca disuelto en el yacimiento, una vez que la presión ha disminuido hasta la presión de burbuja, la producción adicional causará la

perdida de energía del yacimiento; cuando la saturación de gas es mayor a la saturación crítica, este se hace móvil. A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña, al cumplirse esto el gas libre fluirá en el yacimiento y permitirá que se incremente la relación Gas – Petróleo disuelto.

El factor de recobro de este mecanismo está entre el 5 y el 30% del petróleo original en sitio, esto se ve favorecido por la alta gravedad °API del crudo (baja viscosidad), la alta relación gas – petróleo y la homogeneidad de la formación. Este mecanismo solo es posible cuando la presión del yacimiento es menor a la presión de burbujeo, donde se libera el gas que se encuentra disuelto en el petróleo.

- **Expansión de la Roca y de los Fluidos**

La producción de fluidos de un yacimiento, incrementa la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión del poro, lo que origina una reducción del volumen poroso del yacimiento y posiblemente cause subsidencia de la superficie. La recuperación de petróleo mediante el empuje por compactación es significativa sólo si la compresibilidad de la formación es alta. Muchos reservorios que tienen un significativo empuje por compactación son someros y pobremente consolidados.

Mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos; como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extrae los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbuja. Entonces, este mecanismo se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos.

- **Empuje por Capa de Gas**

Un yacimiento con empuje por capa de gas se caracteriza por presentar una capa de gas situada por encima del petróleo el cual posee una presión de yacimiento mayor o igual a la presión de burbuja, debe existir una buena permeabilidad vertical, ser de gran espesor y extensión. Al cumplirse la condición de presiones el gas se va a expandir, chocar con la

parte superior de la estructura lo que dará como resultado un empuje hacia abajo del fluido y este actuará como si fuese un pistón desplazando el petróleo hacia la zona donde se encuentre una zona de menor presión, es decir el fondo del pozo para su producción.

Al existir la capa de gas, el petróleo se mantiene con la máxima cantidad de gas en solución, a medida que la presión del yacimiento disminuye por efecto de la producción del mismo, la capa de gas se expande provocando un desplazamiento inmiscible del petróleo. El factor de recuperación promedio de este tipo de empuje es de aproximadamente 20 a 40% del petróleo original en sitio.

- **Drenaje por Gravedad**

El Mecanismo de Segregación Gravitacional ocurre únicamente cuando la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja. Al liberarse el gas en solución, este tiene dos opciones: moverse hacia el pozo donde hay una menor presión debido a las fuerzas viscosas o moverse al tope de la estructura por la diferencia de densidad gracias a las fuerzas gravitacionales.

Para que ocurra Segregación Gravitacional las fuerzas gravitacionales deben ser mayores a las fuerzas viscosas, para que el flujo de gas tienda a tener facilidad de moverse al tope de la estructura y no hacia el pozo. Cuando existe una cantidad considerable de gas, este actuará como un pistón que desplazará al petróleo hacia la zona de menor presión, es decir hacia el fondo del pozo.

Este mecanismo es el que tiene una mayor eficiencia en cuanto a la producción de hidrocarburos y se incrementa el factor de recobro si el yacimiento tiene un alto buzamiento, una buena permeabilidad vertical y los fluidos posean una baja viscosidad, si ocurre esto la permeabilidad del fluido será mejor.

2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS RMH

Existen diferentes métodos de recobro no convencionales que permiten mejorar los recobros por inyección de agua. Algunos aplican calor y otros no. Los dos grandes grupos son térmicos y no térmicos. Los primeros se usan con preferencia para los crudos pesados. Los métodos no térmicos se utilizan para crudos livianos, aunque algunos pueden ser aplicables a crudos pesados. Pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo. La geología de los yacimientos y las propiedades de los fluidos determinan cual método se debe usar, aún cuando los conocimientos fundamentales pueden descartarlos.

A continuación se discuten los métodos RMH más prácticos, con algunos comentarios relacionados con su aplicabilidad.

2.1.2.1 Métodos No térmicos.

Los métodos no térmicos abarcan los procesos químicos y los miscibles. Los primeros incluyen los polímeros, surfactantes, cáusticos, las invasiones micelar/polímero y combinaciones.

- **Inyección de químicos**

La mayoría de los procesos químicos involucran la inyección de materiales que usualmente no están presentes en los yacimientos. Entre ellos se encuentran polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos. Aun cuando las inyecciones químicas han tenido un éxito limitado, se consideran promisorias para el futuro.

- **Desplazamientos miscibles.**

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. Como resultado, la tensión interfacial entre los dos se reduce a cero (no existe una interface), el numero capilar se hace infinito y el desplazamiento de petróleo se asegura en un 100% en los poros que son barridos por el agente desplazante, si la razón de movilidad es favorable. En condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha (denominada zona de mezcla o zona de transición) que se

expande a medida que se en el medio poroso, y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón.

2.1.2.2 Métodos Térmicos.

Los métodos de recuperación térmica, particularmente la inyección alterna y continua de vapor, han demostrado ser los procesos de recuperación mejorada de mayor éxito en los últimos años. Aproximadamente, el 60% de la producción diaria de RMH en Estados Unidos, Canadá y Venezuela proviene principalmente de procesos de inyección de vapor. El objetivo básico en la aplicación de tales métodos es la reducción de la viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad, por lo cual son especialmente adecuados para petróleos viscosos (5-15° API), aunque también se usan en petróleos hasta de 45° API.

Son procesos en los que se inyecta u origina energía térmica (calor) con el fin de aumentar la recuperación de petróleo. Los procesos de recuperación térmica surgen de la necesidad de reducir la resistencia al flujo en el yacimiento, a través de la reducción de la viscosidad de los fluidos, aumentando su movilidad y facilitando su salida del subsuelo. Los beneficios que se obtienen con los procesos térmicos son:

- ✓ La reducción de la viscosidad
- ✓ Mejoran la eficiencia de desplazamiento o eficiencia areal, por efecto de la mejora en la razón de movilidad.
- ✓ La reducción de la saturación de petróleo residual a consecuencia de la expansión térmica, en las zonas que han sido calentadas, ya que debido a las altas temperaturas generadas se producen procesos de destilación y craqueo en el crudo, reduciendo la tensión superficial y las fuerzas capilares.
- ✓ Estos métodos de recuperación se aplican principalmente a los crudos que poseen una alta viscosidad (petróleo pesado y extra-pesado). Los procesos térmicos pueden ser considerados como Desplazamientos Térmicos o Tratamientos de Estimulación Térmica. En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta en un número de pozos inyectoras, para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos. Por otro lado, en los tratamientos de Estimulación Térmica, solamente se calienta la

parte del yacimiento cercana a los pozos productores. En este tipo de tratamiento la reducción de la resistencia al flujo, también puede resultar en la remoción de sólidos orgánicos o de otro tipo, de los orificios del revestidor o del liner.

En la inyección alterna de vapor, la función del vapor es calentar el crudo en todo el depósito para que sea móvil. En el segundo, el papel del vapor es aumentar la tasa de producción al reducir la resistencia al flujo del pozo cercano al pozo. En ambos casos, el efecto de la inyección de vapor disminuye a medida que la región calentada se enfría, y se vuelve necesario repetir el ciclo de inyección. Además, en ambos casos, los ciclos posteriores se vuelven menos efectivos. En general, para el calentamiento de yacimientos es necesario que los ciclos sucesivos calienten el yacimiento que se encuentra cada vez más alejado del pozo de producción (Roger M. Butler, 1991).

Aunque la idea de calentar yacimientos retrocedió más de 100 años, el proyecto de impulsión a vapor a gran escala comenzó en el campo de petróleo pesado en EE. UU, a principios de 1950 y fluyó por proyecto en Holanda y Venezuela, un pariente de la impulsión de vapor es también llamado inyección de vapor alterno, vapor remojo o resoplido, se descubrió accidentalmente en 1960 durante el proyecto de recuperación de Venezuela. La recuperación de inyección alterna de vapor se usa como pozo único para inyección y producción, el vapor se inyecta en el pozo por varios días o más, el período de remojo, después esto, bien producido y repetido, el vapor calienta la roca y el fluido que rodea el pozo y también proporciona cierta presión de impulsión, por tiempo el vapor condensado y el agua producida (Larry W. Lake 1992). En la Tabla 1, y Gráfico 1 se especifican el objetivo RMH para diferentes Hidrocarburos, según Thomas (2008).

Tabla 1. Objetivo RMH para diferentes Hidrocarburos. (Thomas 2008)

	Petróleo Ligero	Petróleo Pesado	Arenas Bituminosas
Objetivo RMH	45	90	100
Recup. Primaria	25	5	0
Recup. Secundaria	30	5	0

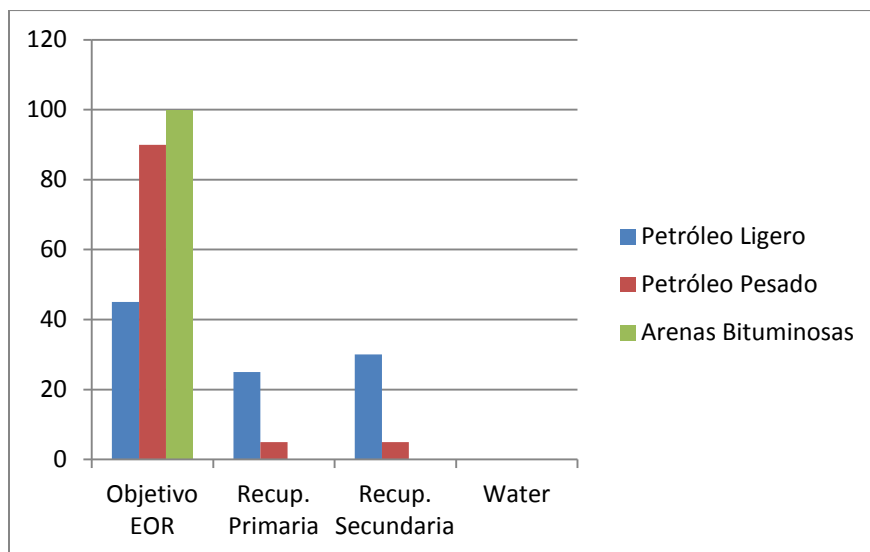


Gráfico 1. Objetivo RMH para diferentes Hidrocarburos. (Thomas 2008)

Muchos métodos RMH se han utilizado en el pasado, con diversos grados de éxito, para la recuperación de crudos ligeros y pesados, así como de arenas bituminosas. Los métodos térmicos están destinados principalmente para petróleos pesados. (Thomas 2008).

Teniendo en cuenta la alta viscosidad del petróleo pesado, los métodos de recuperación térmica parecen ser la solución adecuada para el desarrollo de campos petrolíferos poco profundos Enhanced Oil Recovery (RMH)

Otros beneficios obtenidos con los métodos térmicos son: la reducción de la viscosidad, mejoran la eficiencia de desplazamiento o eficiencia areal, por efecto de la mejora en la razón de movilidad, la reducción de la saturación de petróleo residual a consecuencia de la expansión térmica, en las zonas que han sido calentadas, ya que debido a las altas temperaturas generadas se producen procesos de destilación y craqueo en el crudo, reduciendo la tensión superficial y las fuerzas capilares, y otros.

En general, se clasifican en dos tipos: los que implican la inyección de fluidos en la formación, como la inyección de agua caliente y la inyección de vapor; y los que utilizan la generación del calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como procesos *in situ*, destacándose entre ellos la combustión *in situ*.

Los procesos térmicos pueden ser considerados como Desplazamientos Térmicos o Tratamientos de Estimulación Térmica. En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta en un número de pozos inyectoras, para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos. Por otro lado, en los tratamientos de Estimulación Térmica, solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores. En este tipo de tratamiento la reducción de la resistencia al flujo, también puede resultar en la remoción de sólidos orgánicos o de otro tipo, de los orificios del revestidor o del forro ranurado.

- **Combustión In Situ.**

Consiste en inyectar oxígeno al yacimiento, el crudo se incendia y parte de ese crudo se quema en la formación para generar calor. La inyección de aire es la manera más común de introducir oxígeno en el yacimiento. Con la energía térmica que se genera se dan o se establecen una serie de reacciones químicas tales como la oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización; que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por vapor y vaporización, que hacen que la resistencia del crudo disminuya y así este puede desplazarse mejor desde la zona de combustión hacia los pozos de producción.

Este proceso se puede lograr con la fusión de ciertos factores significativos, el primero es la presencia de combustible, que en este caso son los componentes más pesados del crudo, el segundo, es la presencia de oxígeno y el tercero, es que se deben dar ciertas condiciones de presión y temperatura dentro del yacimiento. En consecuencia, la ignición (inicio de la combustión del petróleo combustible) puede ser de forma espontánea (si el yacimiento aporta la temperatura mínima de combustión) o inducida, es decir a través de métodos de precalentamiento del yacimiento, que se utilizan para obtener la condición de temperatura adecuada para que haya ignición. Luego es calentado los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continúa con la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la Combustión in Situ en un yacimiento, denominadas: Combustión Convencional o Hacia Delante (*Forward Combustion*) y Combustión en Reverso o Contra Corriente (*Reverse Combustion*). En la primera de ellas se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, originándose la denominada Combustión Húmeda la cual a su vez puede subdividirse dependiendo de la relación agua/aire inyectado, en Húmedo Normal Incompleta y Súper húmeda las mismas persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro el yacimiento, reduciendo así los costos.

- **Inyección de Aire desde la Punta Hasta el Talón (THAI)**

El proceso térmico THAI fue creado en el año 1993 cuya patente es de la compañía Canadiense Archon Technologies. Este se desarrolló en un proyecto piloto a nivel de campo, luego de más de 6 años de arranque de este proyecto, no se ha mostrado resultados concluyentes que garantice el éxito del mismo. Sin embargo es una tecnología que han tratado de aplicar muchas empresas petroleras.

La idea de este proceso térmico, es explotar un pozo horizontal, pero con la integración de la tecnología combustión in situ. Consiste en generar calor in situ en vez de inyectarlo desde superficie, es decir, adopta una configuración especial de pozo vertical y horizontal con combustión in sitio. Dicha herramienta busca, básicamente, generar combustión in situ en el yacimiento, para calentarlo y convertirlo en un crudo de mejor calidad, es decir mayor gravedad API.

A diferencia de la combustión in sitio tradicional, además de aplicarse sólo en pozos verticales y de presentar otra serie de problemas, con ésta se puede controlar el movimiento de la cámara de combustión, porque con las herramientas convencionales luego de generar el fuego en el yacimiento, éste se propagaba en cualquier dirección dependiendo de la estructura geológica del yacimiento. Para esto se utiliza un pozo vertical y un pozo horizontal de producción.

- **Catalizador Asistido. (CAPRI)**

En conjunto con esta tecnología se ha planteado una variante de la misma conocida como CAPRI, la cual es simplemente THAI más un catalizador que se agrega al relleno de grava alrededor del pozo de producción. Estos catalizadores similares a los que se usan en refinerías en todo el mundo, al relleno de grava que recubre el pozo horizontal. Cuando el crudo caliente drena a través del catalizador hasta el pozo, donde ocurre la reacción química. Los productos no deseados como azufre, asfaltenos y metales pesados se separan del crudo, obteniendo un crudo mejorado.

- **Inyección Continua de Vapor. (ICV)**

Es un proceso de desplazamiento en el cual se le suministra energía térmica al yacimiento por medio de la inyección de vapor de agua en forma continua a través de una configuración de pozos donde unos actúan como inyectores del vapor y otros como productores del petróleo, análogo a la inyección de agua caliente pero empleando vapor. El calor del vapor inyectado reduce la viscosidad del petróleo mientras lo desplaza del pozo inyector al productor.

Se varía la inyección en los diferentes pozos inyectores de manera tal que se aumente la tasa de producción y la cantidad de petróleo que se recupera de cada pozo. El comportamiento depende básicamente del tamaño del arreglo, ya que las pérdidas de calor hacia las rocas adyacentes pueden consumir gran proporción del calor inyectado.

- **Inyección de Vapor de Forma Alterna entre Pozos Horizontales. HASD**

El Proceso HASD, usa un arreglo de pozos horizontales, donde unos funcionan como pozos inyectores mientras otros actúan como pozos productores y alternan cada cierto período su funcionalidad. A medida que el vapor es inyectado en alguno de los pozos del arreglo, la cámara de vapor que se crea alrededor de los inyectores es lateralmente empujada por los diferenciales de presión creados entre los inyectores y los productores horizontales adyacentes.

El vapor es inyectado continuamente por un período que puede durar de días a meses y luego del cual viene un corto período de descanso (cierre de los pozos inyectoros), durante el cual las presiones dentro del yacimiento tienden a estabilizarse, mientras los pozos se preparan para cambiar sus funciones, cuando un pozo cambia a inyector, su vecino cambia a productor. En el proceso HASD la inyección periódica de vapor aumentará la temperatura y mejorará el contraste de movilidad entre el agua y el petróleo alrededor del pozo productor, pero el yacimiento es sometido a un importante gradiente de presión.

- **Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)**

El método de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD, por sus siglas en Inglés) fue concebido por Butler, McNab y Lo en el año de 1981. Se caracteriza por la utilización de dos pozos horizontales superpuestos perforados en la base de la formación, los cuales pueden estar separados por una distancia vertical de alrededor de cinco metros.

En la fase de precalentamiento, el vapor es inyectado por los dos pozos, permitiendo establecer una comunicación térmica entre ambos. Este precalentamiento puede tomar un tiempo aproximado de dos meses. Luego de esta primera fase y ya existiendo la comunicación térmica, el vapor se sigue inyectando de forma continua por el anular y la tubería de producción del pozo superior, el cual forma una zona de vapor saturado llamada cámara de vapor. La inyección continua de vapor ocasiona que la cámara de vapor crezca verticalmente hasta alcanzar el tope de la formación, seguidamente la expansión de la cámara continua pero de forma lateral. Durante todo el proceso la cámara de vapor mantiene una presión constante.

El vapor inyectado circula por la cámara, se condensa en la interfase cámara de vapor-arena petrolífera y el calor es transmitido, por conducción térmica, hacia el yacimiento que rodea el sistema. El petróleo que rodea la cámara es calentado y es capaz de movilizarse debido a la reducción de la viscosidad. A su vez, el drenaje del petróleo y el agua condensada se debe a la acción de la gravedad, que lleva los fluidos hacia el pozo productor en la parte inferior de la configuración.

- **Inyección Alterna de Vapor. (IAV)**

Surgió accidentalmente en Venezuela en el campo Tía Juana, en el año 1957. Esta tecnología consiste en inyectar vapor por periodos cortos para inducir calor hacia la formación, a una tasa lo suficientemente alta para minimizar las pérdidas de calor y lograr el máximo radio calentado. Existen tres periodos durante este proceso, primero se inyecta el vapor al yacimiento a través del pozo, generalmente durante una a tres semanas, seguidamente se cierra el pozo por un breve período de tiempo, denominado tiempo de remojo, durante unos tres a cinco días con el propósito de permitir que el vapor caliente la formación productora y se disperse el calor en el yacimiento, finalmente, abrir el mismo pozo a producción.

El principal mecanismo para la producción de petróleo durante la inyección alterna de vapor es la reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada cercana al pozo. Esta reducción facilita el flujo pero depende de la energía del yacimiento (gas en solución, acuífero, compactación, entre otros). Mejora el mecanismo de expansión del gas en solución y expansión de los líquidos, además también existe remoción del factor de daño. Otros factores que contribuyen a la recuperación del petróleo son: el efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos, el efecto del calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor, la imbibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad, resultando flujo de petróleo a los estratos permeables y, finalmente, al pozo. El factor de recobro típico para este proceso es de 20 a 35 %.

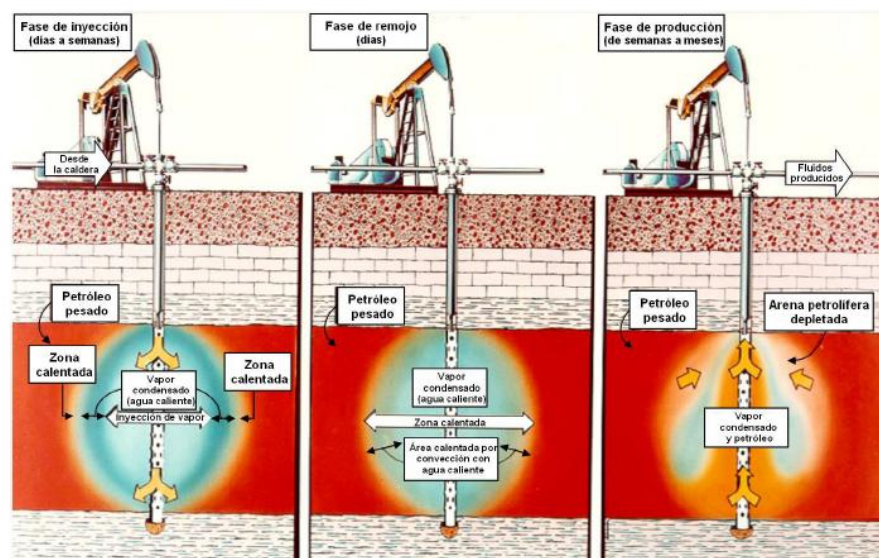


Figura 2. Representación esquemática de un proceso de inyección alterna de vapor (Douglas A, Bánzer S, recuperación térmica de petróleo)

Existe poca duda en cuanto al hecho que la inyección alterna de vapor aumente la tasa de producción, aunque sea por un corto período de tiempo, sin embargo, no está claro si la inyección alterna de vapor conduce un aumento en la recuperación última del yacimiento. Además, se cree que la aplicación intensa de este proceso en un yacimiento, podría hacer imposible o ineficiente el uso futuro de métodos de desplazamiento para la recuperación de petróleo, tales como la inyección continua de vapor, combustión “in situ”, desplazamientos miscibles, entre otros. (Finol, 1978).

Alvarado (2002) dice que una vez que el pozo es puesto en producción, éste producirá a una tasa de producción mayor, y luego declinará a la tasa de producción original. Un segundo ciclo de inyección puede emplearse, y de nuevo la tasa de producción aumentará y luego declinará. Ciclos adicionales pueden realizarse de una manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor como se observa en la Figura 3.

En la literatura se han reportado casos de hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos. La Figura 3 presenta respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección alterna de vapor.

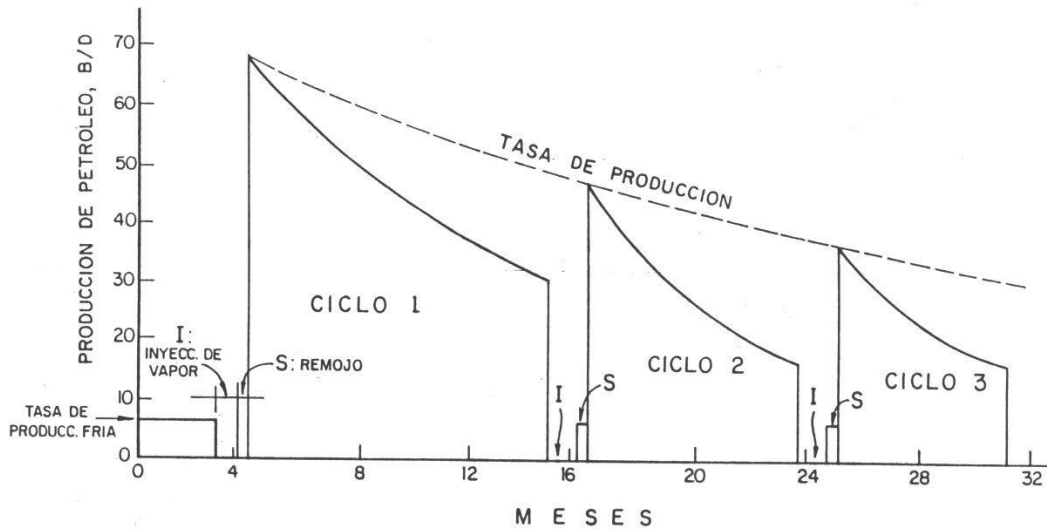


Figura 3. Respuestas típicas de producción en un Proceso de Inyección Alterna de Vapor.

2.2 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

El mecanismo principal que hace el proceso de inyección alterna de vapor efectivo, varía de un yacimiento a otro. En general pueden considerarse dos casos extremos: yacimientos con presión inicial moderadamente alta y yacimientos con presión inicial cercana a cero, como lo es generalmente el caso de yacimientos de crudos pesados y extrapesados, sin embargo, el factor común a todo tipo de yacimiento, en mayor o menor grado, es la mejora en la razón de movilidad agua petróleo, debido a la disminución de la viscosidad del petróleo por efecto del aumento de temperatura. En particular, en el caso de crudos pesados, éste es el mecanismo principal que hace que el petróleo se produzca. (Finol, 1978)

Una vez lograda la mejora en la movilidad, la fuerza expulsiva que hace que el petróleo fluya hacia el hoyo del pozo puede ser una de las siguientes:

- ✓ Presión del yacimiento (en caso que exista).
- ✓ Drenaje por gravedad.

- ✓ Compactación de la roca yacimiento.
- ✓ Vapor no condensado.

Otros factores que contribuyen en menor grado a la recuperación de petróleo en inyección alterna de vapor son: la expansión térmica del petróleo, el efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas, el efecto del calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor, y la compactación de la roca yacimiento, en caso de existir, (Finol, 1978), tal como se ilustra en la Figura 4.

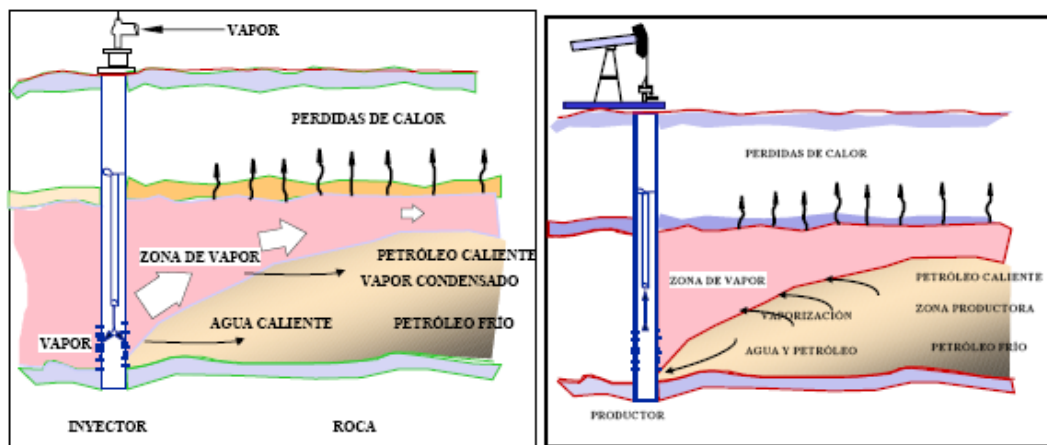


Figura 4. Flujo de Fluidos durante la Inyección y Producción

El flujo es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. En crudos pesados, la viscosidad está en el orden de los miles de cps. Por tanto la movilidad del crudo es baja, lo cual afecta las economías de la recuperación de estos crudos. Por otro lado, el desplazamiento de estos crudos con agua es ineficiente ($M_w \gg M_o$) y, a alta presión de formación, desplazar con vapor no se puede realizar pues éste se condensa. Se requiere, por tanto, de mecanismos que permitan reducir la viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento.

Durante la IAV intervienen los siguientes mecanismos:

- ✓ Agotamiento de Presión.
- ✓ Drenaje Gravitacional.
- ✓ Compactación.

- ✓ Empuje por Gas en Solución.

Debido a:

- ✓ Reducción de la Viscosidad
- ✓ Destilación
- ✓ Expansión
- ✓ Cambio en las Propiedades de la Roca
- ✓ Remoción de Daño.

Este proceso puede ser completamente efectivo, especialmente en los primeros ciclos, aunque, generalmente éste es capaz de recobrar aproximadamente 20% del Petróleo Original en Sitio (POES), comparado a la inyección continua de vapor que han sido reportados recobros sobre el 50% del POES. Por esta razón es completamente común que en pozos a ser producidos bajo la estrategia de inyección alterna de vapor luego de sus ciclos planificados sean objeto de un proyecto de inyección continua de vapor con otros pozos.

2.3 CONDICIONES PARA REALIZAR EL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

Según (Thomas, 2008) consideró los siguientes ítems para realizar el proceso de IAV:

- ✓ Asegurar cumplimiento de parámetros de selección para la inyección alterna de vapor. Es recomendable un POES entre 1200 y 1600 Bls / acre – pie, para obtener índices técnicos y económicos favorables.
- ✓ Preparar el pozo productor como inyector de vapor en forma cíclica, de acuerdo con normas y requerimientos de diseño. (Pozos nuevos y/o existentes). Asegurar una alta calidad del vapor en el fondo del pozo (70 - 80 %, preferentemente).
- ✓ Suministrar suficientes volúmenes de vapor de elevada calidad al área de drenaje del pozo, con la finalidad de inyectar el calor requerido del orden de 10-50 MM BTU/pie de espesor por ciclo en el menor tiempo posible. De tal forma que el calor inyectado supere las pérdidas hacia las formaciones adyacentes, caliente la formación productora y los fluidos contenidos dentro de ella dentro de un radio de

calentamiento apropiado, logre reducir la viscosidad del petróleo pesado altamente viscoso en un amplio margen para que aumenten significativamente la tasa de producción en caliente en comparación con la tasa original del pozo en frío, de tal forma que se genere una tasa de retorno rentable y segura para el accionista, durante un período de tiempo que puede abarcar hasta los 18 meses de producción ó más, dependiendo de la tasa y volúmenes de vapor suministrados y de las pérdidas de calor con los fluidos producidos.

- ✓ Cerrar el pozo inyector durante el período de remojo (entre 3 y 7 días), para asegurar el calentamiento y distribución uniforme del calor, con el máximo aprovechamiento del calor latente del vapor.
- ✓ Abrir el pozo a producción hasta que la tasa de petróleo por la declinación del pozo sea igual ó ligeramente superior a la tasa de producción en frío que tenía el pozo antes de ser estimulado térmicamente con el vapor.
- ✓ Repetir el proceso de inyección de vapor al pozo en forma cíclica, siempre y cuando se cumplan los requerimientos técnicos, económicos y operacionales.

2.4 CRITERIOS DE DISEÑO PARA INYECCIÓN DE VAPOR

La mayoría de los criterios de diseño corrientemente conocidos para proyectos de estimulación con vapor están basados en experiencias ganadas en el campo. Existen pocos casos donde se utilizó la tecnología RMH para diseñar el proyecto. (Finol, 1978)

2.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN POZO-YACIMIENTO

Se cree comúnmente que el petróleo “in situ” debe ser del orden de 1200 Bls/ acre-pie o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso. La permeabilidad debe ser suficientemente alta para permitir una inyección rápida de vapor y una alta tasa de flujo del petróleo hacia el pozo. (Finol, 1978).

Según Farouq Alí, la permeabilidad debe ser mayor a 1000 md, temperaturas óptimas están comprendidas dentro del rango de 300 a 400 °F, presiones de yacimientos mayores de 700 lpc y un corte de agua menor al 20 %(Finol, 1978). El mayor éxito se obtiene cuando la

viscosidad del petróleo es del orden de 4000 cp a condiciones de yacimientos, aunque existen proyectos exitosos donde la viscosidad es baja, del orden de 200 cp. La gravedad del petróleo es conveniente en el rango de 8° a 15° API. La máxima profundidad práctica es de 3000 pies, valores de profundidades menores son deseables, ya que las pérdidas en el pozo son menores y las presiones de inyección requeridas serán también menores. (Finol, 1978)

La tasa de inyección de vapor debe ser tan alta como sea posible, con la finalidad de inyectar el calor requerido (del orden de 10-50 BTU/pie de espesor por ciclo en el menor tiempo posible), de esta forma se disipa menos el calor. (Finol, 1978)

Según Farouq Alí, el espesor de arena neta debe ser mayor o igual a 30 pies y la porosidad debe ser igual o superior al 30%, preferiblemente arenas con bajo contenido de arcillas y yacimiento sin presencia de fracturas. El tiempo de remojo puede ser de 1 a 4 días, aunque se han utilizado períodos mucho más largos.

2.6 CRITERIOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO

En el ámbito mecánico también es importante considerar los siguientes factores:

- ✓ Buena calidad cementación revestidor-formación (ideal 35% de silica flúor y cementado hasta superficie).
- ✓ Sistema de levantamiento artificial diseñado para soportar altas temperaturas.
- ✓ Empacaduras y revestidores capaces de soportar altas temperaturas (térmicos)

En el ámbito de equipos de superficie en términos generales es importante tener disponible lo siguiente:

- ✓ Generación de vapor a través de equipos portátiles.
- ✓ Disposición de agua para generación de vapor.
- ✓ Planta de Tratamiento de Agua.

2.8 FACTORES OPERACIONALES EN LA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

Ya vistas las variables básicas del yacimiento que afectan a los procesos de recuperación térmica. A continuación se presentaran los factores operacionales que influyen en el comportamiento del proceso de inyección alterna de vapor.

Los siguientes factores operacionales influyen en el comportamiento de producción de un pozo inyectado con vapor en forma alternada:

- **Tiempo de Remojo**

En relación con este aspecto, Farouq Ali planteó lo siguiente: “cuando se inyecta vapor en un yacimiento puede darse variaciones de las dos situaciones que se mencionan a continuación:

- ✓ Si las pérdidas de calor son mínimas, se formará una zona de vapor cuya presión será mayor que la del yacimiento, que se expandirá hasta llegar a la presión del yacimiento. En este caso, el vapor aportará la energía para expulsar el petróleo del yacimiento.
- ✓ Si hay pérdidas grandes de calor hacia las formaciones adyacentes, la presión de la zona de vapor continuará declinando a medida que el vapor se condensa sin aumentar de volumen.

- **Cantidad de Vapor Inyectado**

Según Ríos (2005) se ha demostrado teóricamente que el aumento en la tasa de producción después de la inyección, comparada con la tasa previa, la producción acumulada durante un ciclo son directamente proporcionales a las cantidades de vapor inyectado. También se ha demostrado teóricamente que el aumentar la cantidad de vapor inyectado se aumenta la relación petróleo/vapor hasta un valor máximo después del cual ésta disminuye con un aumento de la cantidad de vapor inyectado. Cuando se trata de un pozo dañado o de uno en el cual el vapor se canaliza a través de la formación, la máxima relación petróleo/vapor corresponde a una cantidad de vapor relativamente pequeña, de la formación alrededor del

pozo, y en el segundo caso, la canalización del vapor impide que haya un aumento considerable del radio calentado, con cantidades de vapor inyectado, en una gran fracción del espesor de la arena petrolífera.

Al tratar de determinar la cantidad óptima de vapor inyectado por ciclo en los pozos de un proyecto, Alvarado (2002) menciona que deben tenerse en cuenta todos los otros factores que juegan papel en la respuesta a la inyección de vapor, como son viscosidad del petróleo, espesor de las arenas, distribución vertical del vapor, presión del yacimiento, saturación del petróleo, saturación de agua, etc. Además la cantidad óptima de vapor por ciclo/pozo debe de estar ligada a la optimización en la utilización del vapor disponible para inyectar en varios pozos simultáneamente, de las facilidades de distribución del vapor de los equipos y materiales, etc.

- **Número de Ciclos**

El número de ciclos depende de los factores relacionados con el recobro máximo esperado y el aspecto económico (Ríos, 2005), como son:

- ✓ Recobro máximo esperado según lo indica la teoría de compactación. Comportamiento real observado, el cual se extrapola a la luz del recobro máximo esperado.
- ✓ Características geológicas y de fluidos, las cuales pueden indicar que es necesario hacer inyección selectiva, es decir, ciclos/zonas.
- ✓ Presión del yacimiento.
- ✓ Rentabilidad de nuevos ciclos.

2.9 CONSIDERACIONES TECNOLÓGICAS INVOLUCRADAS EN LA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

La inyección de fluidos calientes involucra un cierto número de consideraciones tecnológicas. El primero de todos ellos es tener el equipo adecuado (generadores) para poder producir el calor requerido para que los fluidos adquieran las propiedades deseadas (presión, temperatura, flujo, calidad de vapor). Estos generadores deben ser alimentados

con agua previamente tratada. El pozo debe ser diseñado para resistir el esfuerzo térmico y finalmente puede haber problemas particulares relacionado al tratamiento de los fluidos producidos. En la tabla 2 se muestran las principales características para que un pozo sea candidato al método de inyección alterna de vapor. (Thomas, 2008)

Tabla 2. Criterios de selección para el método de inyección de vapor

Características	Recomendación
Petróleo	8 a 25° API
Viscosidad [cp]	< 100000
Profundidad ft	>3000
Tiempo de remojo	1 a 4 días
Tiempo de inyección días	14-21 días
No. De ciclos recomendados	3-5
Permeabilidad mD	1000-2000
Espesor de la arena	≥ 30

- **Tratamiento del agua de inyección**

La máxima calidad de vapor húmedo obtenido por generadores en campo es generalmente de 80 a 85 %. Esta propiedad indica el tipo de tratamiento que el agua de alimentación debe sufrir. El tratamiento de agua de alimentación del generador depende de la naturaleza de las fuentes de agua. Se muestra en la tabla 3 las características del agua usada en el generador de vapor.

Tabla 3. Características del agua usada en el generador de vapor

Parámetro	Descripción
Dureza	0
Calcio	0
Magnesio	0
Contenido de hierro	<.1 ppm
Contenido de oxígeno	.1 ppm
Contenido de bióxido de carbono	.1 ppm
Contenido salino	<1000 ppm
Contenido de sólidos	<5 ppm
Contenido de residuos orgánicos	No
Contenido de residuos aceitosos	No
PH del agua	7 -12

- **Generadores de vapor**

Para llevar el agua de alimentación al generador a la presión requerida, en la inyección de fluidos calientes en el pozo se usa una bomba múltiplex a la tasa de flujo constante. Si el generador no trabaja a su capacidad completa, el agua es recirculada dentro del sistema y controlada con un regulador de paso, este regulador envía una señal al sistema del quemador para controlar la tasa de inyección del combustible.

El agua es enviada a la sección convectiva en donde se precalienta en contracorriente por los gases de combustión y luego pasa a la sección de radiación a la cual se transfiere calor al fluido mediante el mecanismo de radiación desde la llama de generador.

Cuando se envía agua fría, directamente a la sección convectiva, los gases de combustión con los óxidos de azufre provocan una severa corrosión en las líneas de agua circulante, por lo que la tubería debe estar protegida contra corrosión.

La eficiencia térmica del generador es función directa de la temperatura de salida de los gases de combustión, razón por la cual, se desea que dentro de la sección convectiva a la temperatura de entrada del agua sea moderada (precalentamiento del agua). El circuito de calentamiento está compuesto de un soplador de aire, en circuito de entrada de combustible, un quemador y varios reguladores y dispositivos de control. La tasa de combustión, el porcentaje aire-combustible y las características de la flama son mantenidas bajo estricto control.

2.10 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

Según Alvarado (2002), nos muestra los siguientes ítems:

2.10.1 Ventajas de la IAV

- ✓ Se obtienen rápidamente elevadas tasas de producción.
- ✓ La rentabilidad del proceso es alta y el tiempo de retorno de la inversión es corto.
- ✓ No es afectado ampliamente por las heterogeneidades del yacimiento.
- ✓ Debido al poco contacto del vapor con el crudo, ocurre menos producción de H₂S que en la Inyección Continua de Vapor.
- ✓ La respuesta del yacimiento es inmediata.

2.10.2 Desventajas de la Inyección Alterna de Vapor.

- ✓ No se obtiene un incremento en la recuperación última del yacimiento. En general se han desarrollado proyectos en yacimientos de crudo pesado, donde se obtiene el 10% del petróleo en sitio con recuperación primaria, y con la estimulación se incrementa hasta un 15-20%. En un proyecto a gran escala llevado a cabo en Venezuela por dos años, se obtuvo un 18% del crudo en sitio con recuperación primaria y 24% con la estimulación.

- ✓ Dificultad o ineficiencia en la aplicación de procesos de desplazamiento. La poca producción del agua inyectada como vapor 30-35%, ocasiona que las cantidades remanentes de agua en el yacimiento, formen zonas de alta saturación en los alrededores del pozo, reduciendo la eficiencia areal de desplazamiento.
- ✓ El efecto de subsidencia causado por la compactación de la roca. Éste efecto puede causar cambios en la estructura y propiedades de la roca, que resultarían desfavorables para la recuperación de petróleo del yacimiento. La aplicación de procesos de inyección de vapor no es recomendable en yacimientos donde se presente hundimiento activo de la tierra, esto puede ser prevenido por medio de la aplicación de métodos de desplazamiento que mantengan la presión.
- ✓ Daño en la permeabilidad del yacimiento. Esto ocurre como consecuencia de la expansión de las arcillas presentes en el yacimiento, al entrar en contacto con el vapor de agua.
- ✓ Es recomendable tomar en cuenta cada uno de los diferentes aspectos que involucra la aplicación de un proceso de inyección alterna de vapor, ya que si bien resulta económicamente atractivo, en algunos casos podría resultar más favorable la aplicación de un proceso de recuperación tipo desplazamiento.

2.11 VARIABLES BÁSICAS DEL YACIMIENTO PARA LA APLICACIÓN DE IAV

- **Profundidad**

De acuerdo a Alvarado (2002), una de las consideraciones primordiales es la profundidad. Ya que a medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida aumenta. En la técnica de inyección alterna de vapor, esto se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad y de mejor calidad del agua de alimentación al pozo. Por otro lado según Ríos (2005), un aumento en la profundidad significa que se pudiera aplicar una mayor caída de presión en el pozo, lo cual resultaría en un aumento en la tasa de producción para un crudo dado en determinada formación. La mayoría de los procesos térmicos existentes se realizan en yacimientos a profundidades menores a 762 metros (Alvarado, 2002). Sin embargo, existen proyectos exitosos a mayores profundidades.

- **Petróleo Original en Sitio**

El petróleo original en sitio o POES, es una de las preguntas más frecuentes para iniciar un proyecto de recuperación térmica. No existe una respuesta sencilla a esta pregunta. Sin embargo, como regla práctica, la cual tienen muchas excepciones, se considera que no es recomendable iniciar un proyecto térmico en una formación que contenga menos de 1.000 bbl/acre-pie de petróleo in situ (Alvarado, 2002).

- **Porosidad**

La porosidad además de tener influencia sobre la cantidad de petróleo in situ, esta tiene un papel importante en la recuperación térmica. A medida que la porosidad aumenta, el volumen de petróleo in situ es mayor y el volumen de roca que se calienta es menor. Es decir, que el calor que cede el fluido inyectado a la roca es menor permitiendo así calentar mayor cantidad de petróleo. (Ríos, 2005)

- **Saturación del agua**

La saturación de agua tiene su efecto en yacimientos donde se haya efectuado una inyección de agua exitosa (recuperación primaria), ya que serían pocas las probabilidades de que un proyecto térmico sea también exitoso. Sin embargo, Alvarado (2002) mencionó que existen muchas excepciones a esta regla especialmente si el precio del petróleo es alto. Se piensa que muchos de los yacimientos agotados por empuje hidráulico natural podrían ser buenos candidatos para recuperación térmica, cuando la viscosidad del petróleo es tan alta que la recuperación primaria es baja. Así por ejemplo, si un yacimiento de petróleo pesado que produce por empuje hidráulico, la recuperación es solo de 7% del petróleo in situ, este se podría considerar como un candidato para la recuperación térmica.

- **Segregación Gravitacional.**

Yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido segregación gravitacional según Alvarado (2002), pueden presentar problemas cuando son sometidos a

procesos térmicos. Así por ejemplo, si a un yacimiento con estas características se le inyecta vapor, el vapor puede canalizarse por el tope de la arena resultando una ruptura temprana del vapor inyectado. Aunque las situaciones de este tipo pueden ser toleradas y en algunos casos se puede sacar ventaja de la misma. Por ejemplo, la inyección de vapor en la zona de gas de un yacimiento segregado puede aprovecharse para calentar y recuperar parte del petróleo existente.

- **Espesor de la Arena**

El espesor de arena es un parámetro importante en todos los procesos de recuperación térmica. Para la inyección de vapor o agua caliente según Ríos (2005), es conveniente tener espesores moderadamente altos, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas.

Para arenas de bajo espesor, las pérdidas verticales de calor pueden dominar los procesos de inyección de vapor y de agua caliente. Por ejemplo Ríos (2005) estima que para una arena con menos de 15,24 metros (50pies) de espesor se considera de poco espesor para la inyección de vapor y el agua caliente. Eso no quiere decir que tales procesos no pueden aplicarse en arenas de menos de 15,24 metros, sino que deben considerarse otros parámetros que pueden ser importantes para el tipo de formación.

- **Movilidad del Petróleo**

Según Alvarado (2002), en algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil acá se introduce otro parámetro que se debe de considerar conocido como movilidad del petróleo.

Araujo (2004) define la relación de movilidad (M), como la movilidad del fluido desplazante (agua) dividida entre la movilidad del fluido desplazado (petróleo).

Araujo (2004) plantea que la eficiencia de los procesos de desplazamiento depende tanto de las características de los yacimientos como de la relación de movilidad. Como se comentó

al inicio si la relación de movilidad es mayor o igual a uno la eficiencia del barrido del petróleo en sitio es ineficiente. Si el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil (la relación de movilidad es menor a uno), es difícil iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma de calentar un área considerable del yacimiento es creando una fractura. El incremento de temperatura resultante hace que el petróleo se haga móvil en otras áreas del yacimiento. En otros yacimientos, el petróleo tiene una movilidad, pero no la suficiente para permitir tasas de producción de la magnitud de las alcanzadas en procesos térmicos. En este caso, los pozos productores requieren de alguna forma de estimulación. (Alvarado, 2002)

2.12 FACTOR DE RECOBRO

Todas las etapas de extracción tienen como objetivo recuperar una fracción del petróleo en sitio. Así como se muestra en la Figura 5, A la razón del volumen recuperado en las diferentes etapas (N_p) entre el volumen original total en sitio (N), ambos a condiciones estándar, se le conoce como Factor de Recuperación (FR):

$$FR = N_p / N$$

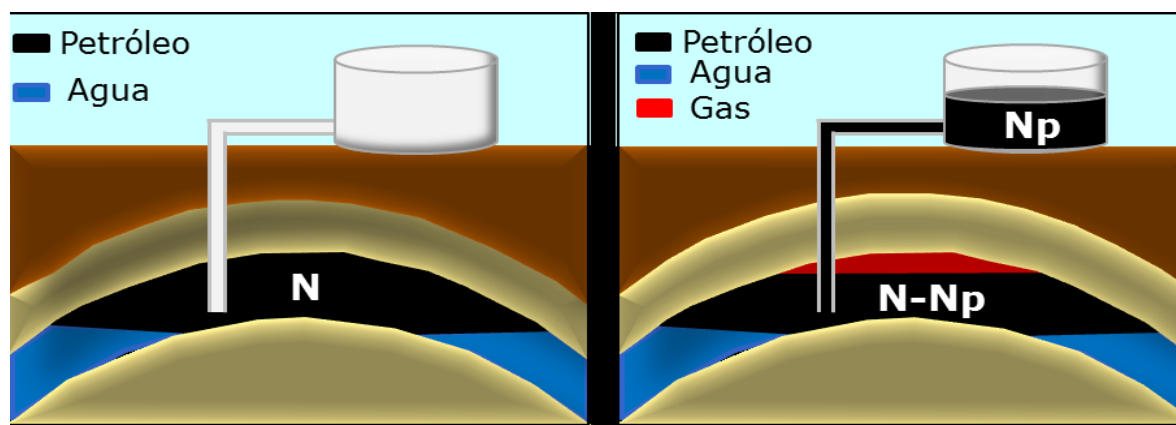


Figura 5. Elementos del factor de recuperación (FR), volumen original en sitio (N) y volumen recuperado en una cierta etapa (N_p).

2.13 TERMINACIÓN DE POZOS TÉRMICOS Y OPERACIÓN

En las operaciones de recuperación térmica, el calor dentro o inmediatamente fuera del tubo motiva a que este falle, al menos que no se consideren las medidas preventivas necesarias.

Tanto en las operaciones de combustión e inyección de vapor es necesario que los pozos puedan producir por años a pesar de las condiciones de corrosivas por calor. El diseño de los métodos de terminación y técnicas de operación para controlar la abrasión y desgaste por las temperaturas elevadas generadas es muy importante para el éxito y larga duración de un pozo térmico. A continuación se describe en general las terminaciones en arenas no consolidadas para procesos de inyección de vapor y combustión más adecuados para soportar los esfuerzos generados por las temperaturas elevadas. En la Tabla 4, se muestra de manera resumida las recomendaciones en la selección del liner ranurado, revestidor intermedio y el cemento, las cuales estarán en contacto con altas temperaturas.

Tabla 4. Recomendaciones de Selección de Liner Ranurado, Revestidor Intermedio y Cemento. (Alvarado,2002).

Método de Recuperación Térmica	Liner Ranurado Y Revestidor Intermedio		Cemento	
	Pozo Iny.	Pozo Prod.	Pozo Iny.	Pozo Prod.
Combustion in-situ	J-55	Acero Inoxidable 316	Cemento con Aluminato de Calcio	Cemento con Aluminato de Calcio
SAGD	P-105/ L-80*	P-105/ L-80*	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone
IAV	P-105/ L-80*	P-105/ L-80*	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone
ICV	P-105/ L-80*	J-55/K-55	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone
IAV/ICV	P-105/ L-80*	P-105/ L-80*	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone

* Más utilizado a nivel mundial

El grado de acero L-80 con rosca Butress o Premium es la configuración más usada a nivel mundial para la terminación de pozos térmicos.

- **Completación inyector- productor**

Este tipo de completación se basa en la utilización de una empacadura térmica de doble función, que durante el proceso de completación a inyector de vapor permite confinar en nitrógeno en el anular de pozo, con el objetivo de reducir las pérdidas de calor. A través de este tipo de completación se realizará la conversión a productor en el menor tiempo posible, garantizando la rápida activación a producción en caliente del pozo. Ver figura 7.

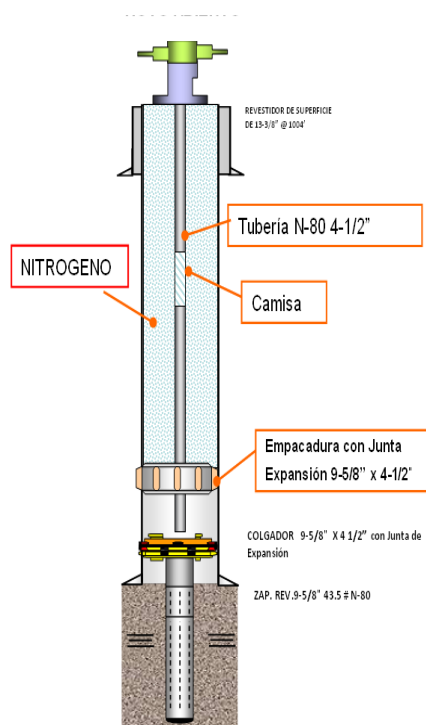


Figura 7. Completación inyector- productor

- **Completación tubería pre-aislada**

Este tipo de completación se basa en la utilización de tubería tipo- preaislada de conductividad térmica 0.002 BTU/hr.pie*°F, la cual presenta excelente comportamiento para reducir las pérdidas de calor del vapor en su recorrido al yacimiento. Los cálculos indican que con la utilización de este tipo de completación se garantiza la obtención de alta calidad de vapor en fondo de pozo, logrando llevar al yacimiento la mayor cantidad de

calor latente, necesario para conseguir la mayor reducción de la viscosidad del crudo. Ver Figura 8.

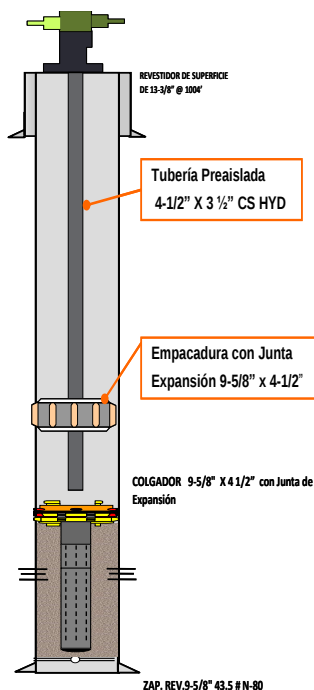


Figura 8. Completación tubería pre-aislada.

2.14 USO DE NITRÓGENO EN COMPLETACIÓN DE POZOS PARA INYECCIÓN DE VAPOR

En las actividades de inyección de Vapor se utiliza el nitrógeno como aislante es el espacio anular es por esto que a continuación se describe las características principales del Nitrógeno.

El nitrógeno es una gas inerte, inoloro e incoloro que conforma aproximadamente un 78% del aire atmosférico. Elemento químico, símbolo N, número atómico 7, peso atómico 14.0067; es un gas en condiciones normales; su uso son variados, ya que puede utilizar en la industria alimenticia, medicinas, electrónica y en la Petrolera en diversos campos, como en completación de pozos, pruebas de producción (Inducción de Pozos), la perforación de tubería con N₂, control de parafinas, pruebas de tuberías y conexiones, estimulaciones de pozos con ácido y fracturamiento, a su vez también como aislantes en el espacio anular del pozo en las actividades de Inyección de Vapor.

El Nitrógeno es utilizado en la industria petrolera por diferentes razones, entre ellas tenemos:

- ✓ Es un elemento inerte, que elimina el peligro de combustión
- ✓ Es poco soluble en agua o aceite
- ✓ Por su baja actividad (no reacciona con otros fluidos y no corroe las tuberías.
- ✓ Su estado gaseoso no daña las formaciones.
- ✓ Mantiene su estado gaseoso a presiones elevadas.
- ✓ Tiene un alto rendimiento de gas por volumen de líquido.

A continuación puedes ver la tabla 5 donde se muestra las principales características que tiene el nitrógeno.

Tabla 5. Características del nitrógeno.

Nitrógeno	
Número Atómico	7
Masa Atómica	14.0067 g.mol⁻¹
Electronegatividad	3.0
Densidad	1.25*10⁻³ g.cm⁻³ at 20°C
Melting point	-210 °C
Boiling point	-195.8 °C
Vanderwaals radius	0.092 nm
Radio Iónico	0.171 nm (-3) ; 0.011 (+5) ; 0.016 (+3)
Isotopes	4
Electronic Shell	[He] 2s22p3
Energía de Primera ionización	1402 kJ.mol⁻¹

El nitrógeno se utiliza en el anular del pozo básicamente como aislamiento térmico, este espacio anular esta conformado entre el diámetro exterior de la tubería de inyección y el diámetro interior del revestidor, resaltando que dicho espacio anular en este tipo de completaciones está saturado de nitrógeno a volumen constante., este se utiliza con el fin de conservar el calor para que no se transmita desde la tubería inyección al revestidor del pozo.

La energía en forma de calor que se trasmite en las operaciones de Inyecciones de vapor debe llegar al yacimiento con pocas pérdidas.

La transferencia de calor es el paso de energía térmica desde un cuerpo de mayor temperatura a otro de menor temperatura. Cuando un cuerpo, por ejemplo, un objeto sólido o un fluido, está a una temperatura diferente de la de su entorno u otro cuerpo, la transferencia de energía térmica, también conocida como transferencia de calor, ocurre de tal manera que el cuerpo y su entorno alcancen equilibrio térmico.

Cuando existe una diferencia de temperatura entre dos objetos en proximidad uno del otro, la transferencia de calor no puede ser detenida; solo puede hacerse más lenta. En el caso de la completación con tubería convencional y nitrógeno en el anular basa su principio en la baja conductividad térmica que se desarrolla en el anular por la presencia del nitrógeno.

2.14.1 Procedimiento Operacional Desplazamiento con Nitrógeno

A continuación se enumeran los aspectos operacionales para la inyección de nitrógeno en el anular:

- 1- Seleccionar el pozo a realizar la inyección de vapor.
- 2- Verificar que el pozo cumpla con los requisitos mínimos a nivel de materiales térmicos en su completación.
- 3- Bajar en el pozo una Empacadura Térmica con junta de expansión y una tubería convencional para la inyección.
- 4- Verificar el asentamiento de la Empacadura y hermeticidad de la tubería se procede a convocar al equipo de inyección del Nitrógeno.
- 5- Calcular el volumen del espacio anular.
- 6- Ubicar equipos de Inyección de N₂ en Locación (Pozo).
- 7- Ubicar equipos en posición de vestida, siguiendo los estándares usados para este tipo de actividad (en dirección contraria al viento, viendo a la salida y alejado en lo posible de motores en trabajo, tanques de almacenamiento y equipos que se encuentren en fase de trabajos de alto riesgo).

- 8- Vestir líneas de bombeo de acuerdo a la instrucción de trabajo correspondiente, indicada en el manual de control de calidad de operaciones.
- 9- Probar Línea para la inyección.
- 10- Abrir pozo, registrar presión de cabezal e iniciar bombeo de N₂ a máxima tasa y presión de diseño indicada; evitando siempre que la formación tome el fluido.
- 11- Verificar constantemente que el fluido de retorno esté llegando al tanque destinado para tal fin.
- 12- Asegurar que el reductor ajustable o manifold del taladro o equipo, siempre sea operado por el responsable del mismo y que éste se mantenga en su sitio.
- 13- Al observar respuesta del pozo ó que se haya alcanzado desplazar el volumen de líquidos en barriles correspondiente, parar el bombeo de nitrógeno.
- 14- Las presiones promedios manejadas están alrededor de 600 a 1200 Psi y el promedio de nitrógeno utilizado para un volumen promedio es de 800 a 2000 Galones.
- 15- Desvestir equipo.
- 16- El Pozo queda listo para conectar las líneas de Inyección de vapor.

2.15 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTO

La simulación de yacimientos ha sido practicada desde el comienzo de la ingeniería de petróleo en los años treinta. Como tal, el término simulación empezó a ser común en los años sesenta como método predictivo dedicado principalmente a problemas de yacimientos de petróleo negro en dos o tres fases. Los procesos simulados estaban limitados a agotamiento natural y mantenimiento de presión; sin embargo, durante los años setenta, el panorama cambió marcadamente pues se inició la simulación de nuevos procesos que se extendieron de los métodos convencionales de agotamiento y mantenimiento de presión a procesos miscibles, inyección de químicos, inyección de CO₂, vapor, agua caliente y combustión en sitio. (MARTINS R, Graciela 2006).

La simulación y los programas de computación correspondientes, son herramientas que ayudan a ahorrar tiempo en las predicciones del comportamiento de yacimientos. Los simuladores de yacimientos no suministran una respuesta exacta de su comportamiento pero si muy aproximada. Cuando estas herramientas son alimentadas con datos que

describen adecuadamente el yacimiento, pueden suministrar una predicción razonable del comportamiento general esperado de éste, bajo las condiciones operacionales y de contorno dadas por el usuario. Estos sofisticados programas de computación presentan amplias ventajas, ya que permiten la solución de un conjunto de ecuaciones diferenciales que describen flujo en varias dimensiones (1-D, 2-D y 3D), transiente y multifásico en un medio poroso heterogéneo. Esta ventaja fue hecha posible por la rápida evolución a gran escala, alta velocidad y desarrollo de métodos numéricos para resolver grandes sistemas de ecuaciones diferenciales. (MARTINS R, Graciela 2006).

La simulación de yacimientos es el proceso de inferir el comportamiento real a partir del comportamiento de un modelo el cual puede ser físico, conceptual o numérico y consiste en describir el yacimiento, hacer el cotejo histórico y predecir el desempeño futuro del yacimiento bajo una variedad de escenarios. La simulación numérica juega un rol importante en los procesos de gerencia de yacimientos, ellos son utilizados para desarrollar el plan de administración, monitorear y evaluar su desempeño. (FERNANDEZ, Rodrigo 2005).

Durante la descripción, el yacimiento es dividido en pequeñas celdas o bloques que toman en cuenta las heterogeneidades del yacimiento y dirección del flujo de fluidos, así como también las localizaciones de los pozos productores e inyectores y sus condiciones de operación. Los cálculos utilizan las ecuaciones de balance de materiales y flujo de fluidos para las fases petróleo, gas y agua, para cada celda a pasos de tiempo discreto, comenzando desde el momento inicial. Las propiedades del yacimiento como permeabilidad y porosidad, y las propiedades de los fluidos tales como presión, temperatura y composición, se asumen uniformes en cada bloque en que se ha dividido el yacimiento, no obstante las propiedades de los fluidos y del yacimiento varían de un bloque al otro y durante el período de simulación.

El modelo de simulación contempla un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales que requieren soluciones numéricas, debido a que las soluciones analíticas son casi imposibles de obtener debido a las heterogeneidades del yacimiento (variación de permeabilidad y

porosidad, y geometría irregular), la no linealidad de los comportamientos de permeabilidad relativa, presión capilar, propiedades PVT de los fluidos, las cuales varían con composición, temperatura y presión.

2.15.1 Información Requerida para la Simulación

Los datos básicos requeridos son:

- Datos del yacimiento: Geometría, tamaño de los bloques, porosidad, permeabilidad, profundidad de cada bloque, espesor de arena, curvas de permeabilidad relativa, presiones capilares y presión de yacimiento.
- Propiedades PVT: Factor volumétrico, relación gas-petróleo en solución y viscosidad.
- Datos y eventos de los pozos, completaciones, índice de productividad e historia de producción y eventos.
- Datos geológicos, petrofísicos y sedimentológicos.

2.16 INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

- **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.

- **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.

- **OFM (Oil Field Manager)**

Es una herramienta desarrollada por Schlumberger (Geoguest) 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.

- **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.

2.17 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.

2.17.1 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 asfaltenos y problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empacaduras, 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.

- **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.

2.17.2 Curvas de Declinación de Producción. (CIED, 1997)

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.

2.18 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. (Cied,1997)

CAPITULO III

3. DESCRIPCIÓN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO)

La Faja Petrolífera del Orinoco ocupa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, y cubre una extensión aproximadamente de 55.314 Km², en las áreas al Sur de los Estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como el Delta Amacuro. Siendo considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extra-pesado que existe en el mundo. (González, 1980)

La plataforma de la FPO no presenta plegamientos importantes, sólo deformaciones de poca importancia que han dado origen a declives menores y está representada por un homoclinal fallado con buzamiento suave hacia el Norte. La columna sedimentaria está representada por tres ciclos: el primer ciclo se depositó discordantemente sobre el Macizo Guayanés y contiene arenas de grano grueso pertenecientes al Paleozoico Superior, el siguiente corresponde a una trasgresión marina ocurrida en el Cretáceo y se caracteriza por areniscas delgadas con intercalaciones de lutitas en ambientes marinos de poca profundidad. El último ciclo se formó después de retirarse el mar dando origen a ambientes fluvio- deltaicos.

El sistema petrolífero de la Cuenca Oriental se caracteriza por la Formación Querecual, como roca madre principal. Formación Oficina y Merecure como roca yacimiento por excelencia y la Formación Freites como la roca sello. La columna estratigráfica aproximada de la FPO se puede observar en la Figura 9.

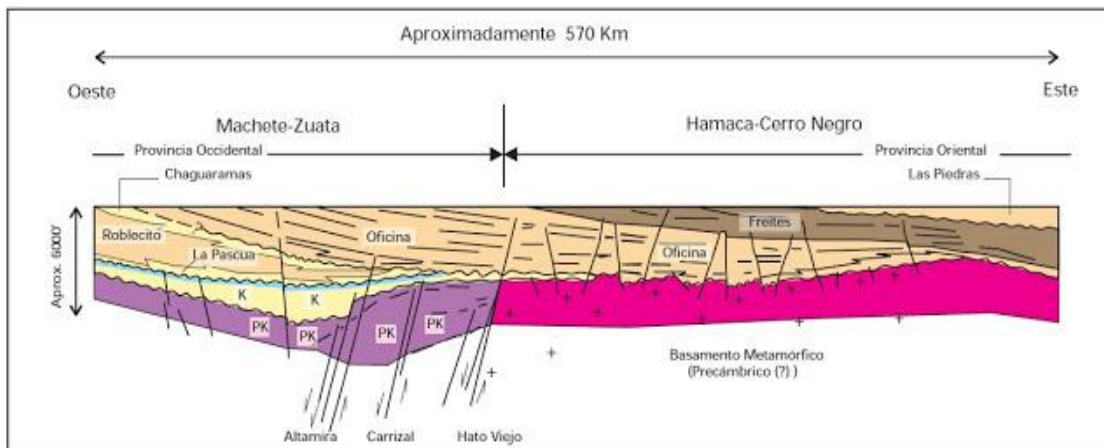


Figura 9. Columna Estratigráfica de la Faja Petrolífera del Orinoco

La FPO se divide en cuatro áreas (Ver Figura 10), Boyacá (Machete), Junín (Zuata), Ayacucho (Hamaca) y Carabobo (Cerro Negro), que a su vez se dividen en 27 bloques. El Petróleo Original en Sitio de la Faja, según PDVSA (2017), alcanzan hasta ahora 1,43 billones de barriles, atrapados estratigráficamente en yacimientos marinos marginales y fluviales de edad Mioceno. Actualmente el área asignada para explotación es la franja norte de la FPO, donde se encuentran las mejores propiedades roca-fluido y abarca 11.593 km², que representa el 21 % del área total de la Faja. En la Tabla 6 se muestran Características principales de cada área de la FPO.

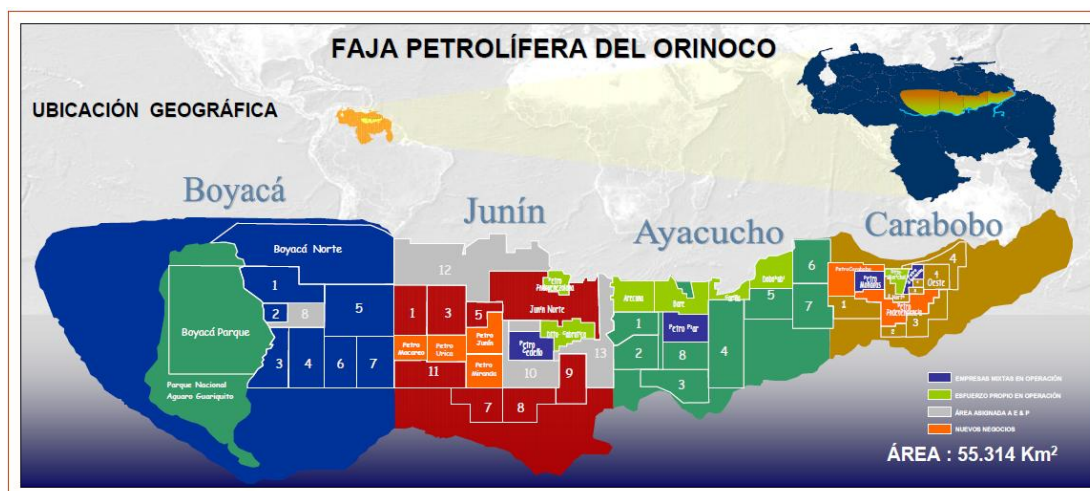


Figura 10. División de la Faja Petrolífera del Orinoco. (PDVSA. Informe de Gestión Anual 2017)

Tabla 6. Características principales de cada área de la FPO. (Zambrano, 2016)

Características	Boyacá	Junín	Ayacucho	Carabobo
Nro de Bloques	10(*)	18(*)	13(*)	10(*)
(Área Aproximada (Km²))	23.610	14.580	11.300	2.311
Ubicación	Guárico	Guárico, Anzoátegui	Anzoátegui, Monagas	Anzoátegui, Monagas
POES Estimado (MMMBls)	489	557	87	227
Presión Inicial Promedio de los yacimientos, Lpc	690 - 1.520	230 - 1.750	530 - 1.500	671 - 1.550
Temperatura, °F	100 - 125	98 - 170	111 - 150	108 - 132
Permeabilidad Absoluta, D	1 - 10	0,8 - 12	1 - 10	6 - 10
Saturación Inicial de Agua, %	30	20	18	18
Saturación Inicial de Petróleo, %	75	75	80	82
Porosidad Promedio, %	30	33	32,5	32
RGP (PCN/BN)	60	58 - 200	30 - 160	66 - 155
Boi (BY/BN)	1,05	1,05	1,056	1,051
Rango de Profundidad, Pies	500 - 14.300	253 - 2.500	500 - 3.000	1.400 - 3.500
Rango de Espesores de Arena, Pies	10 - 259	15 - 350	10 - 250	20 - 200
Rango Gravedad °API	4 - 15	6 - 12	8 - 12	6 - 10
Rango de Viscosidades, cP	500 - 67.500	5.000 - 50.000	10.000 - 8.500	1.700 - 25.000

(*) Considera áreas tradicionales y empresas mixtas

3.1 GENERALIDADES DEL ÁREA EN ESTUDIO

3.1.1 Área Ayacucho

El área Ayacucho forma parte de la faja del Orinoco, ubicada al Centro-Sur del Estado Anzoátegui y ocupa la parte Este- Central del río Orinoco tiene una superficie aproximada de 11.300 Km², limita al Norte con las áreas tradicionales de crudo pesado de PDVSA: Yopales Sur, Melones, Lejos, Merey, Ostra, Oca, Oveja, Adas, Oritupano y Oleos, al Sur con el río Orinoco; por el Este con el área de Carabobo y al Oeste con el área de Junín (Figura 11).

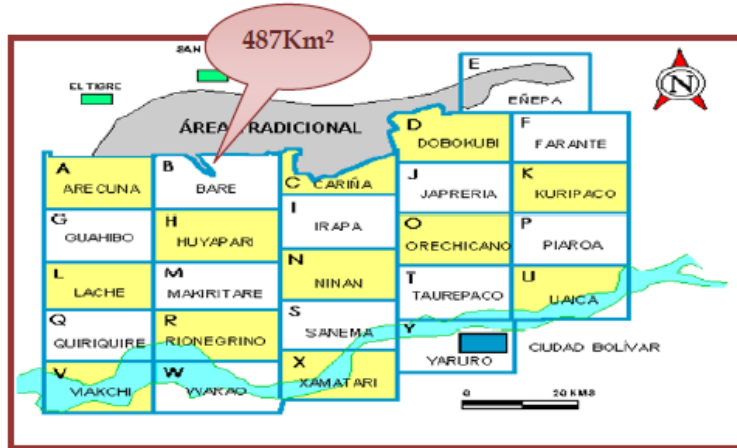


Figura 12. Cuadrángulo del Área Ayacucho

- **Campo Bare (Distrito San Tomé)**

El cuadrángulo Bare está ubicado en el sector nor-occidental del Área Ayacucho, en la Faja del Orinoco. Posee una extensión de 487 Km² que abarca parte de los municipios Miranda y Simón Rodríguez del Estado Anzoátegui. Limita al norte con los Campos Miga y Yopales Sur, al sur con el cuadrángulo Huyapari, al Este con los cuadrángulos Cariña e Irapa y al Oeste con el cuadrángulo Arecuna.

- ✓ **Estratigrafía del Campo Bare**

La estratigrafía del subsuelo del cuadrángulo Bare, presenta una columna conformadas por las formaciones Merecure, Oficina, Freites, Las Piedras y Mesa. La Formación Oficina Superior, presenta el intervalo con las mejores arenas, desde el punto de vista de roca almacén. En la Figura 13 se presenta la columna estratigráfica del Campo Bare.

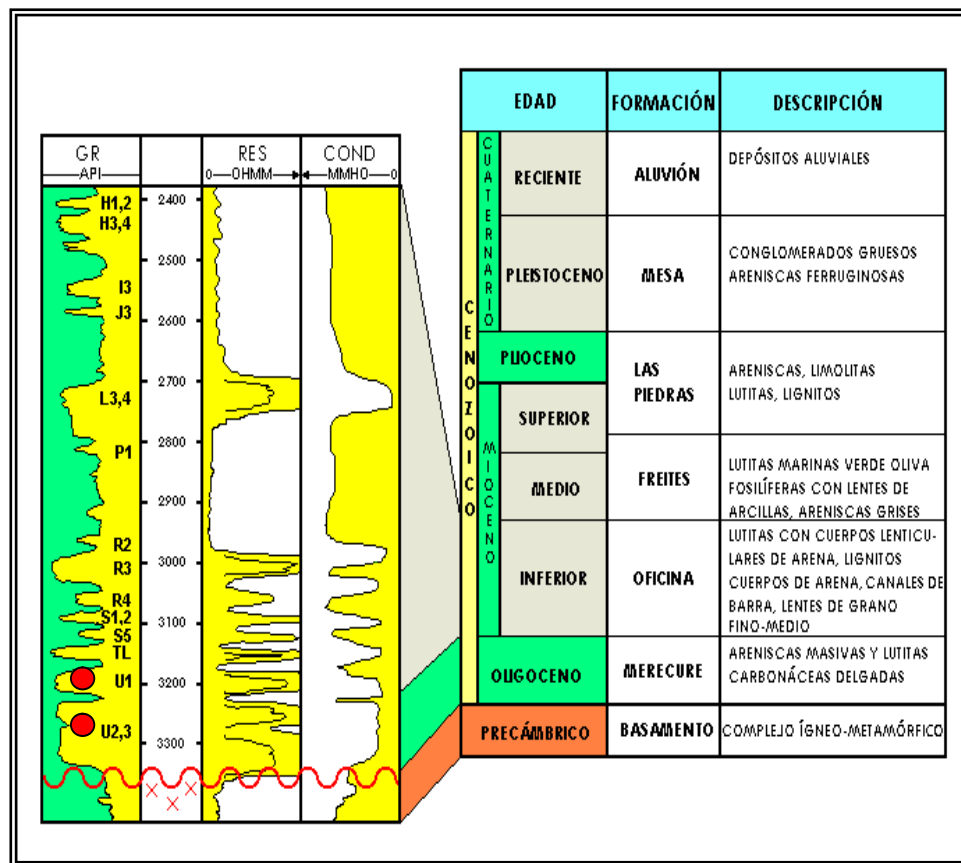


Figura 13. Columna estratigráfica del Campo Bare

➤ **Formación Mesa**

Consiste de estratos horizontales o sub-horizontales de arenas de granos fino a grueso, intercaladas con arcillas y conglomerados ferruginosos de colores rojizos y amarillentos, de ambiente fluvio deltaico.

➤ **Formación Las Piedras**

Se conoce con el nombre Formación Las Piedras al intervalo estratificado suprayacente a la Formación de Freites y la pica e infrayacente a la Formación Mesa. Presenta una extensión geográfica que cubre los Estados Anzoátegui y Monagas, en el subsuelo se extiende hacia Pedernales, territorio Delta Amacuro, y por debajo del Golfo de Paria, Estado Sucre. La litología característica comprende sedimentos finos, mal consolidados que incluyen areniscas y limolitas más o menos carbonáceas, lutitas arcillosas. Los espesores máximos se

encuentran a lo largo de los ejes de la cuenca de Maturín y se adelgazan hacia los flancos. Se deduce un espesor máximo superior a los 5.000 pies.

➤ **Formación Freites**

Con el nombre de Formación Freites de edad Mioceno Medio, se conoce a los sedimentos del subsuelo en el Campo petrolífero de Oficina, Distrito Freites del Estado Anzoátegui. La extensión geográfica comprende el flanco Sur de la Cuenca de Maturín. Litológicamente se caracteriza por una secuencia de lutitas y arcillas gris verdoso, con delgados desarrollos arenosos hacia la parte superior e inferior de la unidad, interlaminadas e interestratificadas con areniscas y limolitas de colores claros. El espesor aumenta hacia el eje de la cuenca y varía entre 275 y 1.000 metros en los campos petrolíferos.

➤ **Formación Oficina**

La Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio se designa a una localidad del área del Tigre, Distritos Freites al Sur del Estado Anzoátegui, descubierta por el pozo Oficina N°1. Los yacimientos de dicha formación son los más ricos en petróleo. Se conoce tres grupos de yacimientos: las áreas Mayor de Anaco, Mayor de Oficina y Mayor de Temblador. La extensión geográfica en el subsuelo se comprende hacia todo el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en los Estados Anzoátegui y Monagas, la litología característica consiste de intercalaciones de lutitas y arenas, lenticulares cuerpos de arena, los cuales son extensos, con espesores que van desde 800 y 900 pies, presentes en el Área de Anaco, hasta 1.200 pies en el Área de Anzoátegui Nor-Oriental. Esta formación puede dividirse en tres intervalos mayores de acuerdo a sus características sedimentológicas:

a) Oficina Superior (Arenas A-G)

Constituye un intervalo fundamentalmente lutítico-limolítico intercaladas con arenas delgadas de poca extensión lateral, donde la revisión y evaluación petrofísica pozo a pozo, no señala la posibilidad de existencia de yacimientos de importancia en el área perforada.

a) Oficina Media (Arenas H-O)

Presenta arenas con espesores que varían entre 2 y 70 pies, intercaladas con lutitas con espesores entre 3 y 80 pies. El espesor promedio del intervalo de 550 pies. Los canales de arena y superficies de inundación, de este intervalo, se asocian a un sistema fluvial de ríos entrelazados.

b) Oficina Inferior (Arenas P-U1)

Corresponde a un intervalo de arenas intercaladas con lutitas de espesor variable, entre 5 y 70 pies las primeras y entre 10 y 60 pies las segundas. El espesor promedio de este intervalo es de 500 pies. Estas arenas son las más atractivas en el área, si se considera que hasta el presente han producido aproximadamente el 83% del petróleo acumulado reportado en los libros de producción.

➤ Formación Merecure

La Formación Merecure es de edad Oligoceno-Medio Inferior del Terciario, con este nombre se designa a las areniscas masivas que infrayacen en la Formación Oficina en los Campos de Anaco. La localidad tipo se encuentra en el Área de Santa Ana de Anaco, de acuerdo a la perforación de pozos en el área. Su extensión geográfica comprende el Área Mayor de Anaco y el Área Mayor del Temblador y los Estados Anzoátegui y Monagas. La litología característica comprende abundantes areniscas de aspecto masivo, de grano fino a grueso, el espesor es variable, llegando a alcanzar hasta 520 metros, en la localidad vista en el pozo Guarío 3, en Anaco.

➤ Grupo Temblador

Está constituido por la Formación Tigre, de ambiente marino que infrayace discordantemente con la Formación Merecure y por la Formación Canoa, de ambiente continental la cual suprayace discordantemente con el basamento ígneo-metamórfico.

El Grupo Temblador representa toda la sedimentación Cretácica conocida en el subsuelo del cuadrángulo. Este intervalo Cretácico se adelgaza en forma de cuña hacia la parte Sur-Este del Cuadrángulo, donde la parte superior ha sido erosionada, por lo que solo parece la Formación Canoa.

➤ Basamento

Está constituido por rocas magmáticas precámbricas del Escudo Ígneo Metamórfico, su litología es muy variada y consiste principalmente de: Granitos, esquistos. Biotita, betas de cuarzo y rocas verdes.

3.2 CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA EN ESTUDIO

El yacimiento MFB-205 arena R3 se bica e la trampa 15 del cuadrángulo Bare, específicamente entre las coordenadas Norte (942116; 948149), Este (376917; 384189). Se muestra en la Figura 14, la Delimitación del Yacimiento MFB-205.

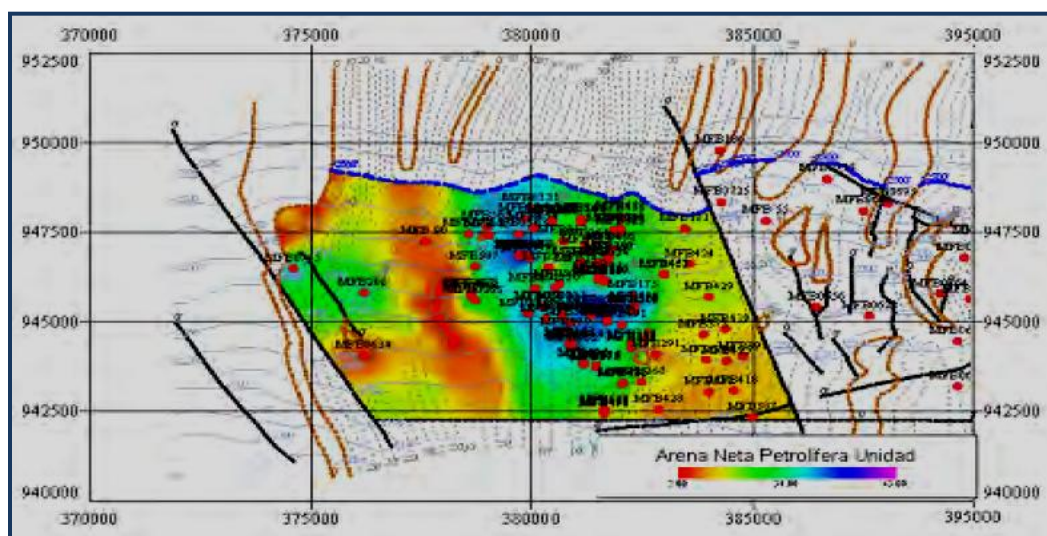


Figura 14 Delimitación del Yacimiento MFB-205. Fuente: Gerencia de RMH de San Tomé, PDVSA.

• 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 +/- 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 +/- 25 pie.

- **Estructura del Yacimiento**

El yacimiento MFB-205 Arena R3 estructuralmente se encuentra enmarcada dentro de un monoclin al de rumbo Noreste-Suroeste y un buzamiento que oscila de 1 a 2° 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.

- **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.

- **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.

- **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 Freitas, 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.

- **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.

3.3 INFORMACIÓN GENERAL DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO

Tabla 7. Información General del Yacimiento R3 MFB-205

Fecha de Descubrimiento	1984
Área (Acres)	12.166
Espesor (pie)	33
Porosidad (%)	32
Permeabilidad (mD)	4180
°API	10°
Mecanismo de Prod	Gas en Solución
Prof. Datum (pie)	2375
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
Np (MMBLS)	28,9
Gp (MMMPCN)	5,5
Wp (MMBLS)	3.3
Factor de Recobro Act.	5,54
Reservas Rem.(MMBLS)	54,5

3.4 ANTECEDENTES HISTÓRICOS EN VENEZUELA CON LA TECNOLOGÍA DE IAV

- **Mene Grande (Zulia)**

En Octubre de 1957, la compañía Shell de Venezuela suspendió una prueba piloto de inyección continua de vapor en las arenas bituminosas de campo Mene Grande, Edo. Zulia. Durante la inyección de vapor, a una profundidad alrededor de 550 pies, la presión de sobrecarga fue excedida. Alrededor de los pozos se produjeron cráteres acompañados por erupciones de vapor, agua y petróleo. Cuando se discontinuó la prueba se decidió aliviar la presión de los inyectores. Sorpresivamente produjeron pequeñas cantidades de vapor y cantidades de petróleo (100 a 200 BNPD) aunque nunca antes habían producido petróleo. Este descubrimiento accidental dio pie al desarrollo de una nueva metodología para ejecutar la inyección de vapor, la inyección alternada de vapor. (MARTINS R, Graciela 2006).

- **Experiencias en la Faja Petrolífera del Orinoco**

Desde los inicios de su explotación, en la Faja se han aplicado tecnologías como la perforación de pozos horizontales, multilaterales y estimulaciones térmicas con inyección de vapor en forma alterna (IAV), esta última dando excelentes resultados; siendo un proceso eficiente y rentable. Sin embargo; con la aplicación de estos procesos la cantidad de petróleo recuperado de los yacimientos más importantes no ha superado el 5% del POES. Este bajo factor de recobro se debe entre otras causas a que las tecnologías de recobro mejorado aplicadas en la Faja, han tenido un uso limitado, sin proporcionar un incremento significativo en el factor de recobro de petróleo.

La inyección alterna de vapor resulta un proceso eficiente y rentable que consiste, básicamente, en inyectar vapor en pozos productores durante un periodo de tiempo determinado, seguido por un corto periodo de cierre o remojo para luego iniciar la producción del mismo. El efecto principal que se desea obtener con la inyección alterna de vapor es disminuir la viscosidad del crudo y aumentar la producción del mismo.

Estos procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos han sido aplicados a los campos Pilón, Jobo, Morichal y Cerro Negro del Distrito Morichal por lo que se tiene conocimiento práctico de la inyectividad y productividad de las arenas que conforman la Formación Oficina, ante la estimulación térmica en pozos de arquitectura vertical y desviados, el comportamiento de las variables de producción y la aplicación del método de levantamiento artificial. Aunado a esto se encuentran las técnicas de estimación y simulación que han sido utilizadas para establecer las condiciones de operación del proceso planteado.

Aunque son pocas las fuentes de información sobre el proyecto de Inyección Alterna de Vapor en los Bloques Experimentales de Producción O-16 y J-20, llevado a cabo entre 1982 y 1997 en el Campo Cerro Negro. Es importante mencionar que este proyecto no es considerado un piloto ya que no se encuentra diseñado para obtener información valedera ni para determinar si es posible su implantación a escala comercial o no. Pues luego de la revisión detallada en cada una de las carpetas de los pozos de este campo se pudo encontrar información tales como: cantidad de vapor inyectado, tiempos de inyección y de remojo así como también las tasas de inyección y otras.

- **Campo Jobo (FPO)**

El yacimiento del campo Jobo pertenece a la formación de oficina, la cual esta dividida en Miembros Jobo, Pilón, Yabo, y Morichal.

La producción comercial no se obtuvo, sin embargo, hasta 1970 cuando las condiciones tecnológicas y precios de crudo hicieron posible el desarrollo del campo. La producción comercial se inicio al terminarse de instalar las facilidades de superficie a mediados de 1970 y después de un periodo inicial de desarrollo del campo llego a su producción tope de 40MBD en febrero de 1972. La producción ha declinado a una tasa aproximada de 12% por año, desde entonces con ligeros aumentos en 1974, 1975, y 1976 causados por programas suplementarios de perforación y de inyección alternada de vapor. (Amoco Venezuela, 1977)

El 23 de agosto de 1973 se inició el Proyecto Piloto de Inyección de Vapor constó de 6 pozos (J-37, J-38, J-40, J-73, J-81 y J-84), los cuales cubren la mayor gama posible de características producción-yacimiento del campo. Esta selección se hizo con el fin de obtener un análisis representativo del área en la cual se efectuó el proyecto. (Amoco Venezuela, 1975).

Este proyecto piloto fué considerado completamente positivo según los resultados obtenidos hasta el año 1975. Para ese año (1975) los logros obtenidos fueron:

- Reducción de la elongación de la tubería de revestimiento por los efectos térmicos a un mínimo a pesar que los pozos tiene una profundidad apreciable para la inyección de vapor.
- Desarrollo de una técnica que permite recuperar el aislante término para ser usado en el pozo siguiente sin perdida aparente de su eficiencia.
- Eliminación de la necesidad de efectuar cambios de equipo de inyección por equipo de producción ya que es prácticamente el mismo.
- Se encuentra en la fase de ensayo el uso de diferentes empacaduras para el tubo ranurado a fin de evitar las fallas del empaque de grava después de la inyección. (Amoco Venezuela, 1975).

La producción de los fluidos se incremento en forma muy apreciable en todos los pozos que fueron sometidos a la inyección de vapor. Los pozos que se encontraban en producción, sobrepasaron las estimaciones hechas con anterioridad sobre la tasa de producción. Se presentaron varias conclusiones muy positivas, de las cuales se vió como obvia la necesidad de ampliar el proyecto Piloto de Inyección Alternada de Vapor para alcanzar las metas finales las cuales fueron entre otras la evaluación del campo Jobo, determinación de las características producción – yacimiento del campo y le mejoramiento de la técnica de inyección de vapor. (Amoco Venezuela, 1975).

Para la ampliación del proyecto piloto, se estimaron la perforación de catorce (14) pozos más, para así llegar a un total de 20 pozos, aproximadamente en 10 cada yacimiento.

En el mes Enero del año 1977 se inicio un proyecto piloto de inyección continua de vapor de agua para el yacimiento Jobo II en el este de Venezuela. Fue llevado en dos fases, de tal

manera que la información obtenida en la Fase I fuese utilizada en el diseño y operación de la segunda. Cabe destacar que el miembro Jobo, fue dividido en dos secciones o submiembros, siendo Jobo I el submiembro superior, y Jobo II el submiembro inferior. (Exxon, 1977).

El arreglo de pozos de la Fase I consistió en cuatro patrones de 7 puntos que cubrieron un área de 10 acres cada uno. El arreglo de la Fase II consistió en siete (7) patrones de 7 puntos. Estos arreglos se presentan en las siguientes imágenes. (Exxon, 1977).

El objetivo primordial del proyecto piloto de inyección continua de vapor en Jobo II fue el de generar la información necesaria para la optima planificación de las operaciones comerciales futuras. De interés fue el comportamiento de la curva de recuperación de crudos pesados bajo inyección continua de vapor. Información adicional que fue obtenida en este proyecto incluyen los siguientes:

- Capacidad de inyección y producción en pozos sometidos a inyección continua
- Capacidades de las instalaciones físicas para inyección y producción
- Descripción detallada del yacimiento. (Exxon, 1977).

Ahora ya para el mes de Marzo del mismo año (1977) se desarrollo un estudio donde se utilizó el modelo matemático de Willman y Asociados mejorado y adaptado para los crudos extra pesados para predecir el comportamiento del área sometida a inyección de vapor. (Amoco Venezuela, 1977).

El método de Willman consiste en la determinación de las posiciones de los frentes de vapor y agua caliente a los niveles de tiempo que se desea evaluar la recuperación correspondiente de las diferentes zonas. La ubicación de los frentes antes mencionados de determina mediante la aplicación de las ecuaciones de Marx-Langenheim y Buckley Leverett modificadas. (Amoco Venezuela, 1977).

El estudio presentado predijo el comportamiento del modelo matemático empleado. Se consideró 8 arreglos de 15,5 acres cada uno para un total de 124 acres sometidos a inyección continua de vapor. El petróleo original en situ en ambos yacimientos suma 58,7 MMB bajo el área en consideración. De estos se espera una recuperación final por

producción primaria de 11,2% es decir, 6,6 MMB. El petróleo a ser producido hasta el inicio del proyecto estimado para Junio de 1978, será de 3,8 MMB y el petróleo producible durante la inyección de vapor se ha calculado en 13,3 MMB para un total producido del área sometida al proyecto de 17,1 MMB, es decir 29,1% del petróleo originalmente in situ. Esto resulta en una recuperación adicional sobre la primaria de 10,5 MMB, es decir 18%. (Amoco Venezuela, 1977).

Ahora en cuanto al diseño del proyecto de inyección continua de Vapor, se tomaron en cuenta varios aspectos muy importantes, que serán mencionados a continuación.

- Escogencia del área y del espaciamiento
- Descripción del equipo e instalaciones
- Descripción del modulo de inyección
- Descripción de la planta de tratamiento del agua
- Completación de los pozos inyectoros y productores
- Sistema de combustible
- Se presentó un cronograma de implementación del proyecto.

Según Amoco Venezuela (1977), llegaron a varias conclusiones y recomendaciones, dentro de las cuales tenemos:

- El área de Jobo, debido a su desarrollo especializado se considera como ideal para la realización de una prueba a gran escala de inyección continua de vapor para su futura aplicación en La Faja Petrolífera del Orinoco.
- Los proyectos pilotos realizados en los últimos años han permitido desarrollar técnicas de inyección aplicables inmediatamente a un proyecto en gran escala.

Tres años después, en el mes de Marzo de 1980 se realizó un informe, con la finalidad de presentar el progreso del proyecto de inyección de Vapor en los Yacimientos Grupo I-1 y Grupo II-1, durante el año 1979. Hasta Diciembre de ese año se habían efectuado un total de 89 estimulaciones con 62 pozos, de los cuales 23 pertenecen al Yacimiento Grupo I-1 y 39 al grupo II-1. De estas estimulaciones 57 son primeros ciclos, 23 segundos ciclos, 4 terceros ciclos y 5 suspendidos.

El petróleo adicional producido hasta Diciembre de 1979, fue de 5908.4 Mbbls, de los cuales 2.426.0 Mbbls fueron producidos por el Grupo-I-1 y 3482.4 Mbbls por el Grupo II-1, lo cual equivale a una relación petróleo vapor de 2.2 Bbls/Bbl y 8.0 Bbls/Bbl respectivamente. Debido al éxito alcanzado en la mayoría de los pozos estimulados y a la confiabilidad de los equipos utilizados en este proyecto, se considera que se debe continuar efectuando ciclos adicionales y extender el proyecto de inyección alternada de vapor a todos los pozos del yacimiento Oficina en el Campo Jobo. (E. Naumko. Marzo 1980)

Se obtuvieron varias conclusiones importantes, de las cuales se pueden mencionar:

- Los Yacimientos Oficina Grupo-I-1 y Grupo-II-1, así como el crudo presente en los mismos, son ideales para la aplicación de la inyección Alternada de Vapor de Agua.
- Es necesario recabar mayor información de presiones de subsuelo, con el objeto de elaborar mapas isobaricos por yacimiento.
- La distribución vertical del vapor de agua en las arenas ha sido aceptablemente uniforme, aunque existen casos en los cuales el vapor tiende a dirigirse hacia la parte superior del paquete de arenas. Es necesario mejorar el sistema de evaluación de este parámetro.
- No se ha observado un efecto significativo de la inyección, sobre la relación gas petróleo, en pozos estimulados con vapor de agua.
- Se ha demostrado que el equipo de inyección utilizado en el presente es confiable cuando se requiere periodos de inyección más prolongados que los realizados normalmente en los proyectos de inyección alternada.
- El uso de petróleo tipo temblador en lugar de gas oil como fluido desplazante del aislante KenPak, ha incrementado apreciablemente la recuperación del KenPak.

Luego para el año 1987 se realizó un proyecto de Estimulación Térmica Continua, en el campo Jobo. Específicamente en la formación Oficina en el lente G del yacimiento Morichal, en donde los crudos se caracterizan por gravedades API de 8.5, viscosidades de 1800cp aproximadamente. Consiste en 17 pozos agrupados en 4 hexágonos con espaciamiento de 300mts.

Este campo es una porción de un gran homoclinal de rumbo este- oeste y buzamiento suave de 2° norte y cortado por una falla normal que buza al sur, los espesores de arena neta fluctúan entre 100mts y 200mts, con porosidades de 30% aproximadamente, permeabilidad promedio de 5 darcies, saturación inicial del petróleo 75%, densidad de grano 2.62gr/cc. Se plantearon 5 ciclos continuos y frecuentes de inyección alternada de vapor para mantener el crudo caliente en el yacimiento y luego producirlo por levantamiento artificial con gas.

Se diseñó una terminación mecánica para realizar todo el trabajo sin cambiarla, es decir, luego de estimular con vapor, las válvulas dummy se reemplazan por válvulas de levantamiento operadas por la presión; esto disminuye esfuerzos de trabajo y costos del proyecto por ciclo. Durante el primer ciclo de estimulación con vapor en los 17 pozos, iniciada en el pozo JOC-453 el 28/04/85 hasta el 24/03/86; 9 pozos presentaron fallas mecánicas en empacaduras térmicas, válvulas ciegas o dummy, entre otras.

La producción acumulada para este ciclo fue 1354MBls lo que representa el 1.68% del POES, la duración de producción de este ciclo fue de 10.2 meses. La producción de agua acumulada fue 1416.6MBls, 347.5Mbbls equivalente al vapor inyectado. De los 17 pozos, 10 (JOC-453,455,457,458,459,460,461,463,467 Y 468), las tasas de producción obtenidas fueron superiores a 650 BNPD, sin embargo por fallas del sistema de levantamiento solo 5 (JOC-458,459,460,461,463) tienen un comportamiento similar al estimado con tasas de producción entre 900 y 220BNPD con un %AyS entre 40 y 60%. De los 12 pozos restantes (JOC-453, 454, 455, 456, 462, 464, 465, 466, 467 y 469) el comportamiento es bastante irregular, con tasas de producción entre 800 y 40BNPD con %AyS entre 18 y 60%.

Durante el desarrollo del proyecto se obtuvieron experiencias para el manejo del periodo de producción en cuanto a la capacidad en el sistema de manejo, sistema de medición de los fluidos, sistema de levantamiento artificial con gas, arenamientos y comunicación a través de la tubería. Cabe destacar que realizaron registros de presión y temperatura para corroborar presión y temperatura originales del yacimiento antes de la estimulación y la distribución de la temperatura en la arena productora posterior a la inyección; además para calcular el funcionamiento del equipo de levantamiento artificial con gas.

Otro factor analizado fue el contenido de H₂S Y CO₂, el cual está entre 38 y 2654ppm en peso y 0.25 a 6.5% de H₂S Y CO₂ respectivamente (valores permisibles); y la cantidad de

emulsión la cual se encuentra entre 2 y 29% los cuales son valores normales en pozos estimulados con vapor.

Luego en el año 1993 se presento la Evaluación Final del Proyecto de Estimulación Térmica Continua del Campo Jobo. El crudo producido allí, viene de la formación Oficina, la cual se divide en 4 miembros: Morichal (conocida como grupo II), Yabo (sección lutítica), Jobo (conocido como grupo I) y Pílon. El miembro Morichal compuesto por: las arenas A, B, C, D, E, F Y G; es el objetivo, y más específicamente en la arena basal G en contacto discordante con el grupo temblador. Los espesores de arena neta van desde los 100mts a 200mts, de origen fluvial con porosidad de 30% aproximadamente, permeabilidad máxima de 8 darcies y saturaciones de petróleo original de 75%.

En el proyecto se empleo un simulador térmico el TRS-3-V4, con la finalidad de definir el efecto del acuífero existente en la base de la arena G. La evaluación de producción del proyecto se realizó en 2 fases una de producción en frío y la otra mediante la inyección la inyección de vapor. Comportamiento de producción en frío que comenzó en agosto de 1985 en 5 pozos (JOC-457, 458, 459, 460 y 461)y finalizó en enero de 1986, siendo su producción 48.4MBls.

Durante la inyección alternada de vapor se han realizado 52 ciclos de los cuales 47 fueron en la arena G; la producción acumulada de petróleo es 3,281,700Bls. En la arena G el primer y segundo ciclo de IAV fueron satisfactorios, mientras el tercero resulto en una caída de producción debido a la baja calidad de vapor usado para el año 86. Mediante el seguimiento del proyecto se obtuvo que presenta una producción promedio de 2500 BNPD de crudo, relación gas petróleo de 450 PCN/BN aproximadamente, un %AyS alrededor del 45% debido al efecto del acuífero existente. Hasta el 31/12/91 se han realizado 47 ciclos, con una calidad de vapor promedio de 70-80% y una cantidad inyectada por pie de arena neta oscila entre 15 y 33 TMVH/PANA.

La presión de yacimiento ha declinado desde 1559lpc al inicio hasta 1289lpc a 3585ft entre agosto de 1985 y agosto de 1991. Debido al incremento de producción de agua proveniente del acuífero se decidió diferir el numero de ciclos programados, por ello se recompletaron algunos pozos en arenas suprayacentes y se cerraron otros para poder de esta manera evaluar en forma satisfactoria y optimizar la técnica de levantamiento artificial por gas en

crudos extrapesados y minimizar costos. En febrero de 1989 se comienza a inyectar diluyente para aligerar la columna de fluidos. Para el año 93, 16 de los 17 pozos están activos, y uno inactivo por problemas operacionales. En el Gráfico 2 se muestra la evaluación del proyecto de ICV del campo Jobo.

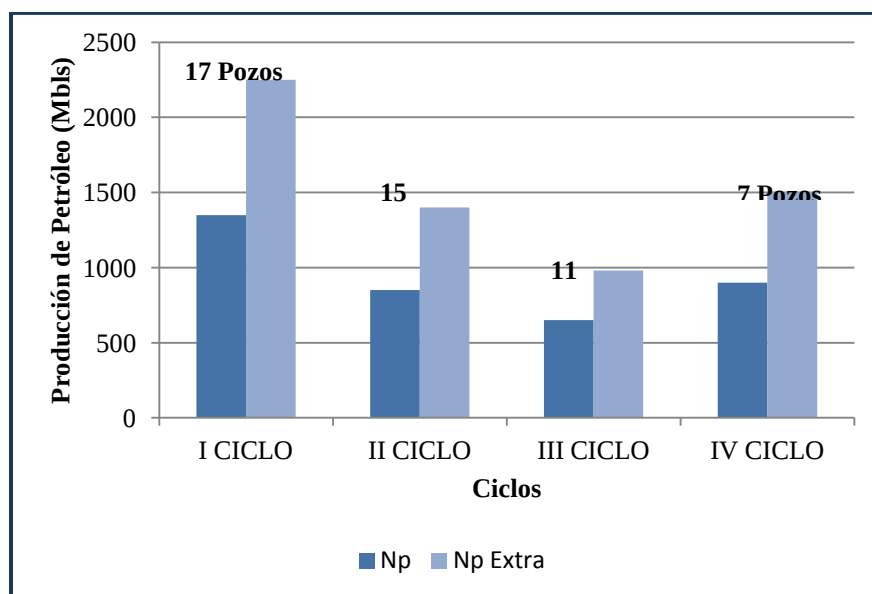


Gráfico 2. Evaluación del proyecto de estimulación térmica continua del Campo Jobo

- **Campo San Diego Norte.**

Entre los años 1979 -1982 Maraven encargada del bloque Zuata (actualmente Junín) realizó un estudio del área asignada, el cual comprendió la perforación de 161 pozos para la adquisición de información y la evaluación del área mediante producción en frío y la aplicación de inyección cíclica de vapor en pozos dispersos en toda el área. Luego de la culminación del estudio de MARAVEN, se definió un área prioritaria Zuata (actualmente Junín), con una extensión de 3500 km² y con un volumen de petróleo estimado en 255 MMBLs con crudos de gravedad API entre 8 y 11 °. Con el fin de minimizar riesgos en el futuro desarrollo de esta área prioritaria, se decidió realizar investigaciones con el objetivo de evaluar los mecanismos de producción del área, así como adquirir experiencias desde el punto de vista de producción/levantamiento. Para Tal fin, MARAVEN sometió antes PDVSA y el MEM en 1982 un proyecto de Inyección Alternada de Vapor (IAV).

PDVSA aprobó en 1983 uno de los proyectos de IAV en el Área de San Diego el cual tiene por nombre Proyecto Piloto San Diego Norte (PPSDN), en esta área se encuentra perforado un cluster de doce (12) pozos de tipo inclinado en arreglo hexagonal, la infraestructura desarrollada fue concebida para llevar a cabo operaciones de Inyección Alterna de Vapor (IAV), el cual tenía como objetivo principal evaluar la potencialidad del campo bajo esquema de producción en caliente. Los resultados de dicha evaluación fueron alentadores desde el punto de vista de producción.

La idea consistió en perforar 14 pozos que incluyen, 7 Pozos Productores inclinados desde un Cluster, y 5 Pozos Observadores con objetivos Arenas B y C de Oficina Inferior. Del arreglo de pozos exterior (hexágono Exterior), se perforaron dos puntos de drenaje como pozos Horizontales, uno en la Arena B y otro en la Arena C, como objetivo para evaluar el desarrollo de la Tecnología.

Para el arranque del Proyecto, solo fue perforado el Hexágono interior, con 7 pozos productores inclinados, 5 pozos observadores (inicialmente), y 2 Pozos Productores horizontales que sustituyeron a 2 pozos productores inclinados del hexágono exterior.

Los Pozos Productores fueron perforados bajo el esquema de Cluster, completados todos a hueco abierto y empaque con grava en los intervalos B y C, e instalados con equipos especiales para inyección de vapor. Los pozos observadores fueron revestidos hasta profundidad total y luego cañoneados en el intervalo a monitorear en cada pozo, mediante sensores de presión y temperatura.

La generación de vapor se hizo desde dos generadores portátiles ubicados en el Área del Proyecto, con una capacidad de producción de 200 Ton/día. El manejo de Crudo se efectuó a través de las facilidades de producción del Campo Budare.

Para la determinación del POES en el área de interés que comprende 14 Km^2 se utilizó la herramienta PETREL y el volumen calculado fue de 352 MMBN de petróleo original en sitio los parámetros utilizados fueron; Saturación de petróleo ($S_o=80\%$), Porosidad ($\theta=32\%$), Factor volumétrico de petróleo ($\beta_o=1.05$). El acumulado total de los pozos existentes para el 3/12/07 es de 9.65 MMBN.

Es importante mencionar que las reservas asociadas al área de San Diego se encuentra en conjunto con el área de Junín Norte y para efecto de contabilización esta producción se esta cargando en el yacimiento (OFINF SDZ-2X), el cual presenta un Petróleo Original en Sitio de 10.4 MMMBN de petróleo y un factor primario de recobro de 12.55%, con unas reservas recuperables de 1.3 MMBN

Tomando en cuenta que El Cluster de San Diego Norte posee infraestructura necesaria para llevar los procesos de recuperación Térmica, así como almacenamiento de crudo con una capacidad de tanque de 40 MBLS. Actualmente se tiene contemplado la reactivación del mismo para la ejecución de proyectos tecnológicos para visualizar el desarrollo de la faja petrolífera del Orinoco por medio de evaluaciones en el área con tecnologías que permitan incrementar el factor recobro.

CAPÍTULO IV

4. MARCO METODOLÓGICO

4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación usado en la realización de este estudio es de tipo documental y de proyecto factible.

4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación según la estrategia a realizar durante el desarrollo de este trabajo es de tipo documental y proyecto factible.

- ✓ Es de tipo documental ya que la información que se suministrara procede de diferentes documentos para su elaboración, como artículos, tesis de grado, documentos, libros y proyectos.
- ✓ Es de tipo proyecto factible porque consiste en el estudio o diagnostico de un proyecto operativo viable, o una solución posible a un problema de tipo práctico, para satisfacer necesidades de una institución. En este caso se trata del estudio de una metodología que evalúe la factibilidad de un proyecto de recuperación térmica de petróleo en la FPO, tomando en cuenta pozos exitosos con la implementación del método, para su utilización en la Dirección de Producción y Conservación del Petróleo del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo.

4.3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para alcanzar los objetivos específicos se diseñaron las técnicas y estrategias metodológicas que se ilustran en la figura 15 las cuales se describen brevemente a continuación, (Pozos Inyectores).

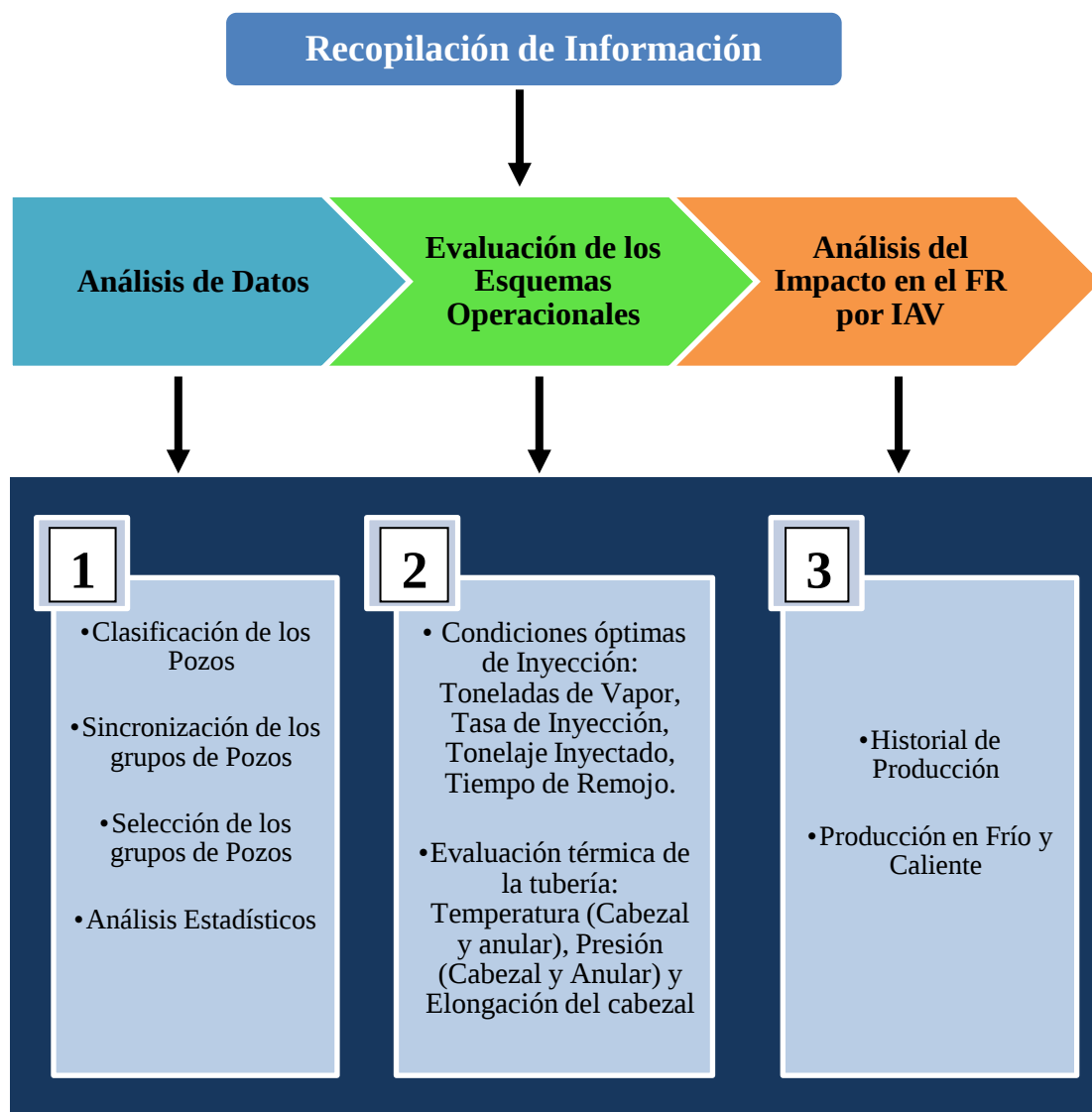


Figura 15. Técnicas y estrategias metodológicas

La metodología consistió en la recopilación, revisión y validación de la información disponible, esto con el fin de verificar el modelo geológico-estructural que se tiene definido

de los pozos, así como también su comportamiento de producción, los ciclos de inyección, la cronología de inyección y las tasas obtenidas aplicando dicha tecnología.

Para el proyecto a desarrollar, la población o universo estuvo representada por los pozos de la arena R3, yacimiento MFB-205. Y la muestra del mismo estuvo comprendida por los pozos con proceso de inyección alternada de vapor.

4.3.1. Análisis de Datos

- **Clasificación de los pozos sometidos al proceso de Inyección Alterna de Vapor**

Para garantizar el éxito de cualquier proyecto se debe tener la 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 ubicaron y se agruparon los pozos que fueron sometidos al proceso de inyección alterna de vapor en el periodo 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 ciclos de inyección, toneladas de vapor inyectadas, tiempo de inyección y tiempo de remojo. Haciendo uso de la información de los reportes diarios de inyección alterna de vapor (SEGUI) suministrada por la Gerencia de RMH del Distrito San Tomé.

- **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 inyectado en el ciclo determinado.

Inicialmente, se procedió a la búsqueda de cada una de las historias de producción a través de OFM, llevando a cada 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 elaboran gráficos de producción de petróleo tasa real (BNPD) contra tiempo (meses) para cada uno de los pozos.

Luego se analizó se analizó cada gráfico en particular y mediante la observación detenida de la curva, se escogió un “periodo representativo” de doce (12) meses a partir de la caída de producción inmediatamente después de la inyección de vapor.

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.

- **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 estadístico 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).

4.3.2 Evaluación de los Esquemas Operacionales

- **Condiciones óptimas de inyección.**

En esta parte, se estudiaron los parámetros como lo son: las toneladas de vapor, tasa de inyección, tonelaje inyectado y el tiempo de remojo. Esto es para identificar los mejores comportamientos de los pozos, evaluando diferentes rangos. Estudiando así los gráficos donde se tuvieron los mejores comportamiento, todo esto en función del tiempo y de las toneladas inyectadas.

- **Evaluación térmica.**

Uno de los retos claves en este esquema de Inyección de Vapor es hacer que el calor inyectado, llegue al yacimiento con mínimas pérdidas de calor, evitando la transferencia de energía a zonas sin interés; jugando un papel relevante el tipo de completación utilizada en la inyección.

El Distrito San Tome, actualmente es el área con mayor inyección de Vapor de la Faja de Orinoco, con data de campo recolectada y analizada. Habiendo sido evaluadas diferentes completaciones para inyección de vapor, la tubería de inyección convencional con nitrógeno en el anular ha sido la mas usada; de acuerdo al análisis de los datos de campo, este método se ve afectado por variación del volumen y el comportamiento termodinámico del nitrógeno; a altas presiones en el anular, este fluido aumenta la transferencia de calor a zonas sin interés; afectando los parámetros de saturación del vapor.

Se analizó el uso de Nitrógeno usado como aislante en el anular durante Inyección Alterna de Vapor. Distrito San Tomé, el aislante utilizado en las operaciones de inyección de vapor juega un papel importante en el resultado, en las operaciones del Distrito San Tomé 90% de las completaciones se realizan con Nitrógeno en el espacio Anular. Para ello, se seleccionaron solamente 11 pozos de los 48 en estudio, evaluando la temperatura tanto del cabezal como del anular, la presión del cabezal y del anular y la elongación del cabezal.

4.3.3 Análisis del Impacto en el Factor de Recobro Por IAV

Se recopiló 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. Se revisaron los reportes diarios de inyección alternada de vapor suministrada por la Gerencia de RMH de San Tomé, con el fin de obtener los valores reales para la inyección en cada uno de los pozos.

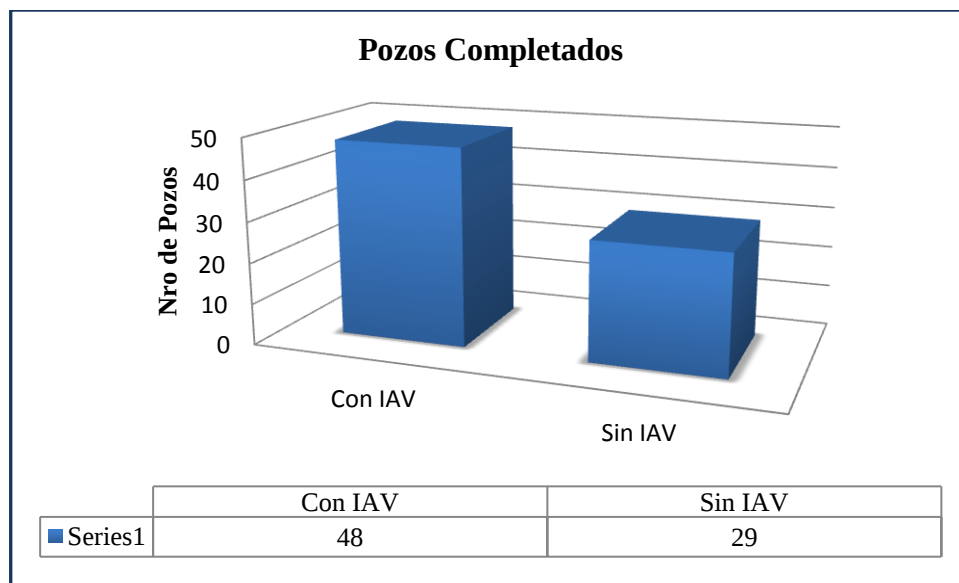
Se estudió el historial del yacimiento, tanto en frío como en caliente. Se calcularon los N_p correspondientes de aquellos pozos que tenían historial en frío y en térmico a fin de realizar la proyección de la producción acumulada en ambos escenarios y determinar el impacto en el recobro a través de curvas de declinación y concluir si ésta tecnología afecta o no dicho factor.

CAPITULO V

5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Clasificación De Los Pozos Sometidos Al Proceso De Inyección Alterna de Vapor

El yacimiento MFB-205 arena R3 posee 77 pozos completados, de los cuales se consideran para el estudio 48 pozos (ver gráfica 3), debido a que son los que han tenido procesos de inyección alternada de vapor durante su vida productiva. En la tabla 8, se muestran los pozos que han sido inyectados con vapor durante el período estudiado.

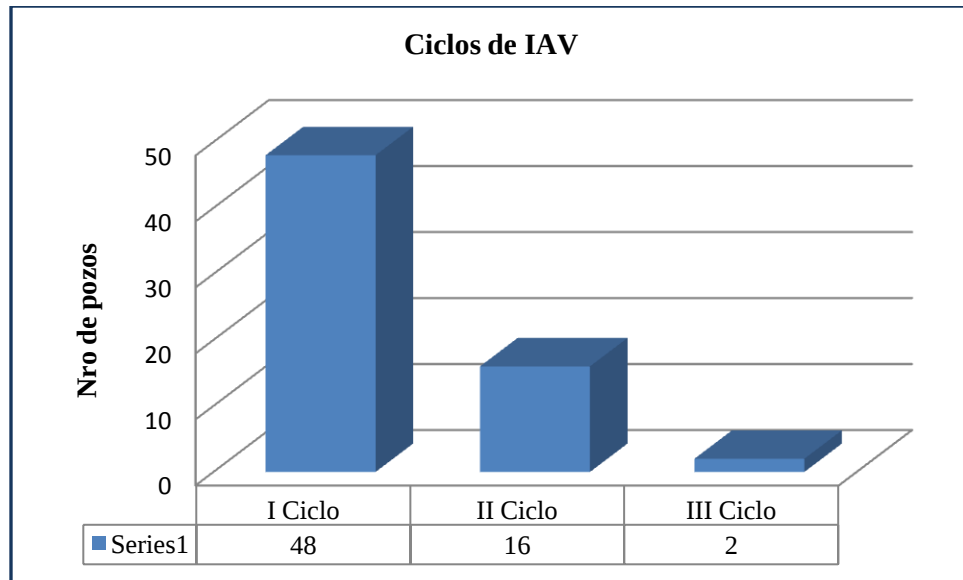


Gráfica 3. Pozos Completados en el Yacimiento MFB-205, Arena R3

Tabla 8. Pozos Inyectados con Vapor Durante el Período 1994-2008.

Año	Pozos Verticales y Tipo J	Pozos Horizontales
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 4 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 4. Ciclos de IAV en los Pozos del Yacimiento MFB-205, Arena R3

Se puede observar en la tabla 9, la cantidad de pozos que fueron sometidos a cada ciclo de inyección alternada de vapor, según su geometría.

Tabla 9. 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 ameritó 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 10 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 10. 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
Espesor promedio	32					

5.2 SELECCIÓN DE LOS GRUPOS DE POZOS

Una vez clasificados los pozos por ciclo y geometría se procedió a la selección de los grupos de pozos con los parámetros como 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. Como se visualiza en la tabla 11.

Tabla 11. Grupos de Pozos por Toneladas Inyectadas

Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo	
Pozo	Toneladas Inyectadas (Ton)
1300-2900	
MFB-205	2530
MFB-332	1328
MFB-313	2572
MFB-360	2550
MFB-365	2887
4100-5000	
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 12 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 12. Grupos de Pozos por Tasa de Inyección

Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo			
Pozo	Tonelada Inyectada (Ton)	Tiempo de Inyección (Días)	Tasa de Inyección (Ton/Día)
150-230 Ton/día			
MFB-332	1328	9	147,56
MFB-334	5004	24	208,50
MFB-360	2550	11	231,82
250-300 Ton/día			
MFB-175	4205	16	262,81
MFB-205	2530	10	253,00
MFB-333	4152	14	296,57
420-580 Ton/día			
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 13. Grupos de Pozos por Tonelaje Inyectado

Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo			
Pozo	Espesor Completado (Pie)	Toneladas Inyectadas (Ton)	Tonelaje Inyectado (Ton/Pie)
65-85			
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
120-170			
MFB-175	35	4205	120,14
MFB-334	30	5004	166,80
MFB-360	20	2550	127,50

Por último, en la tabla 14 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 14. Grupos de Pozos por Tiempo de Remojo

Pozos Verticales y Desviados con I Ciclo	
Pozo	Tiempo de Remojo (días)
7-20	
MFB-205	19
MFB-332	7
MFB-334	9
24-33	
MFB-313	24
MFB-360	33
40-81	
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.

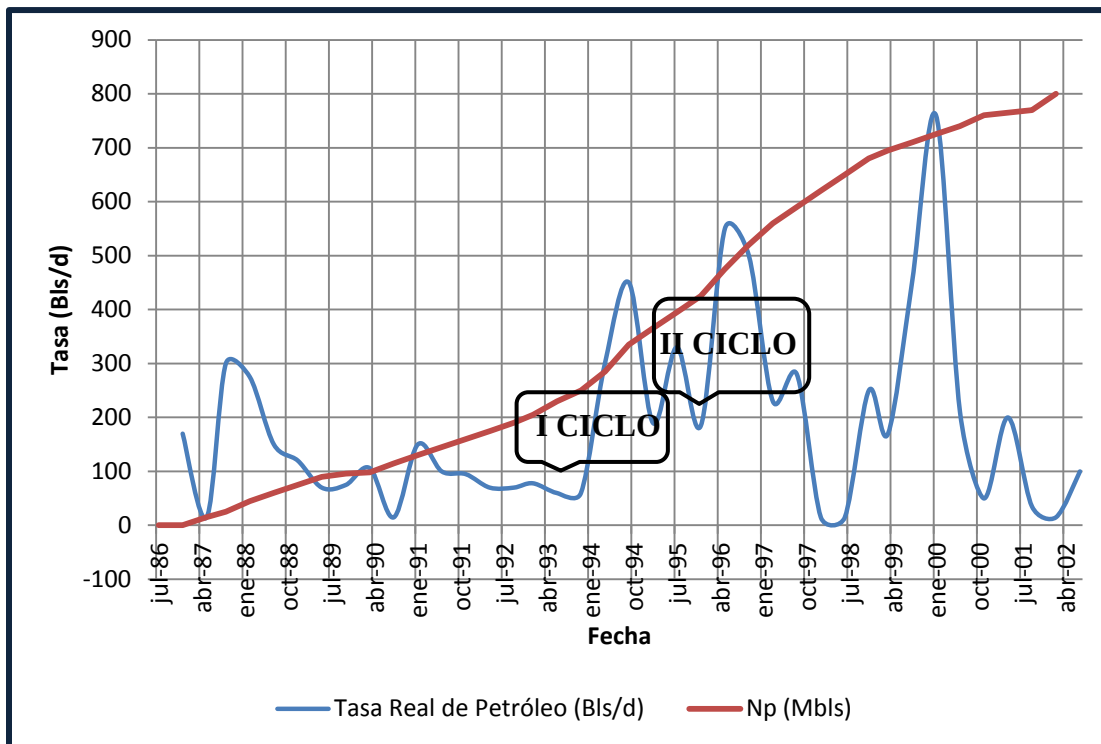
En la tabla 15 se encuentra un resumen de los grupos por parámetro, ciclo y geometría y en el Apéndice B se observa en detalle cuáles pozos conforman cada grupo y la variación del parámetro estudiado. En total se formaron 55 grupos de pozos, de los cuales se generaron 55 pozos modelos y se establecieron 16 pozos óptimos.

Tabla 15. 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

5.3 SINCRONIZACIÓN DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN

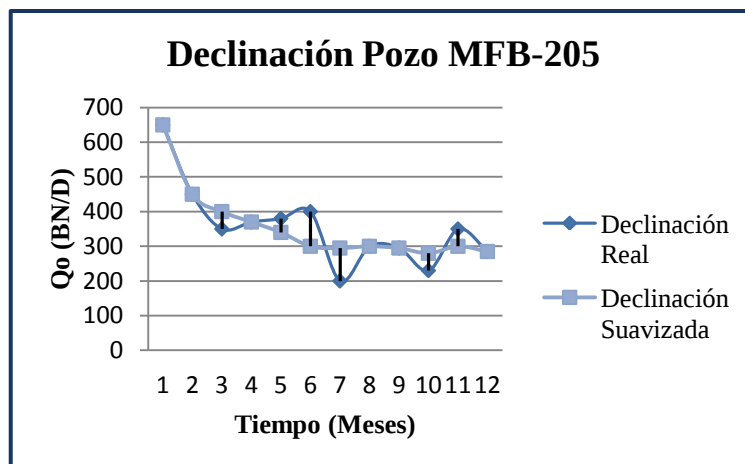
En el siguiente ejemplo (Gráfico 5), se observa el comportamiento ó histórico de producción del pozo MFB-205, al cual se le aplicaron dos ciclos de IAV; para el primer ciclo la declinación comenzó en el cuarto mes de producción y para el segundo ciclo en el tercer mes.



Grafica 5: 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 (Gráfico 6), el período de declinación real y el suavizado para el primer ciclo del pozo MFB-205.



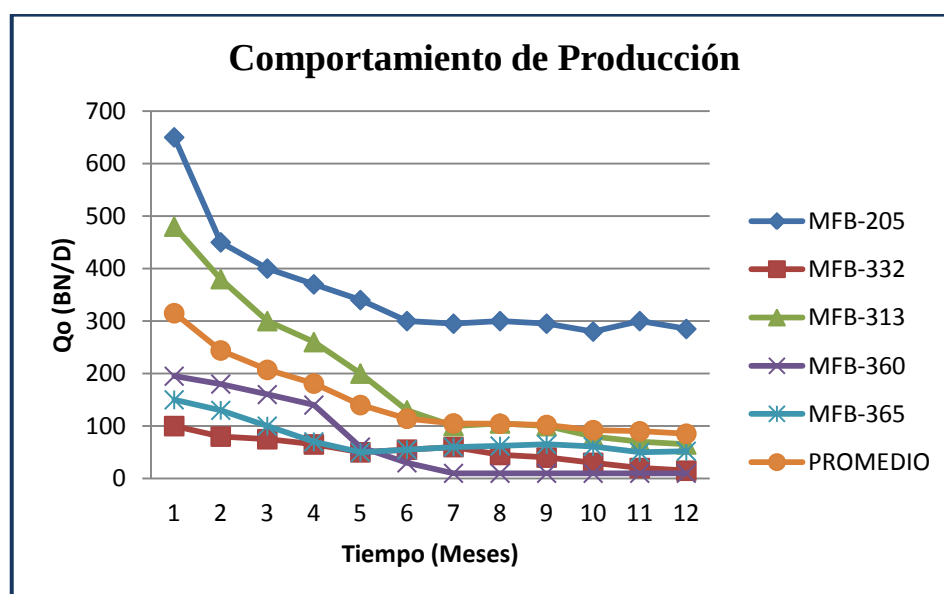
Gráfica 6. Declinación Suavizada del Pozo MFB-205

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

Tabla 16. Data de Producción Sincronizada de Pozos Verticales y Desviados, I Ciclo con Toneladas Inyectadas entre 1300 y 2900Ton (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 (BN/D)	310	243	208	173	139	111	102	104	98	89	92	87

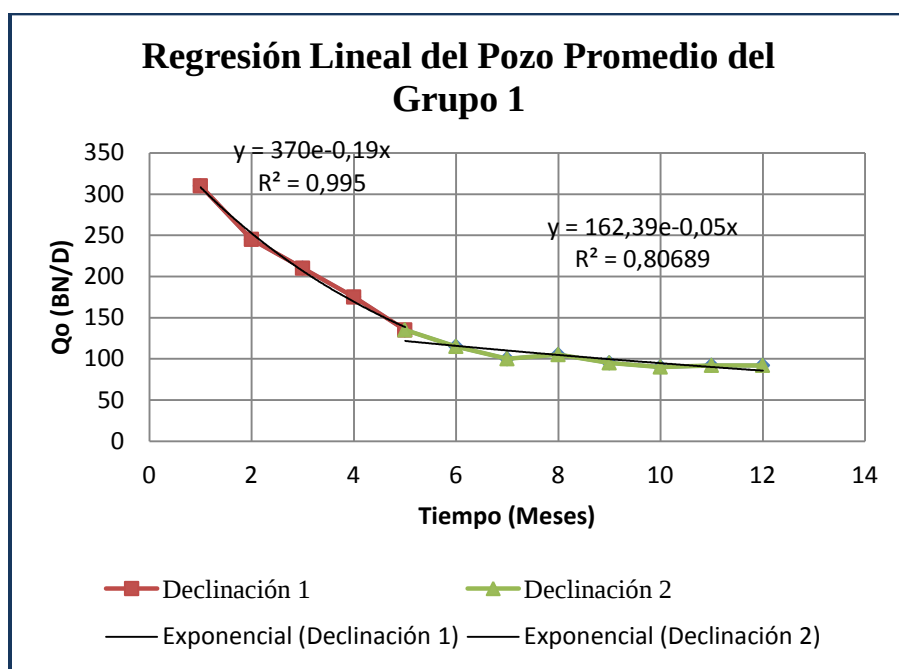
Como se observa en la tabla anterior, la producción mensual de los pozos pertenecientes al primer grupo se promedió, determinando el pozo promedio; este procedimiento se repitió para todos los grupos conformados, obsérvese gráficamente a continuación.



Gráfica 7. Comportamiento de Producción (Q_o vs t) del Período Representativo de los Pozos del Grupo 1.

5.4 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.



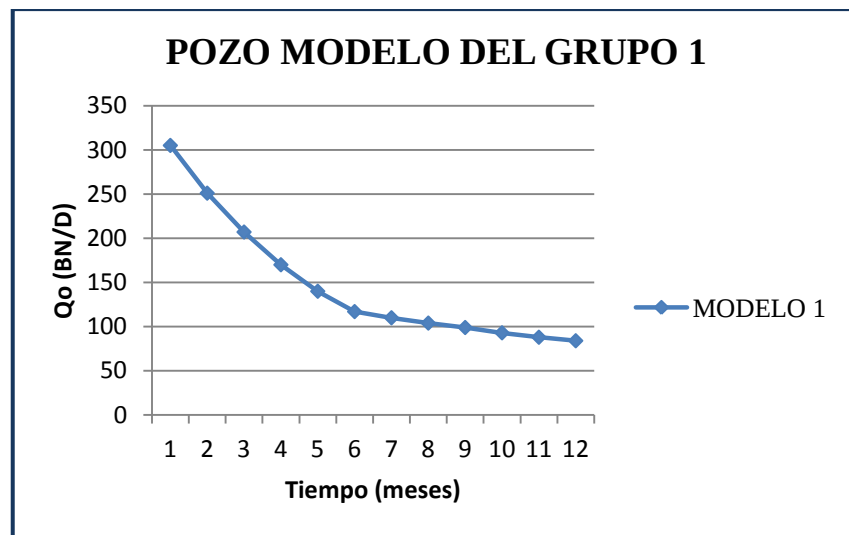
Gráfica 8. Regresión Lineal del Pozo Promedio del Grupo 1

5.5. APLICACIÓN DE MODELOS ESTADÍSTICOS

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 (Tabla 17), 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 17. Resultado del Cálculo del Pozo Modelo 1

	PERÍODO DE PRODUCCIÓN											
Mes	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 9. Pozo Modelo del Grupo 1

Finalmente, se realizó el procedimiento antes descrito para cada grupo, generando así los diferentes pozos modelos. La tabla 18, muestra el 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 18. Resultado del Cálculo de la Declinación Mensual Efectiva

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

5.6. ESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

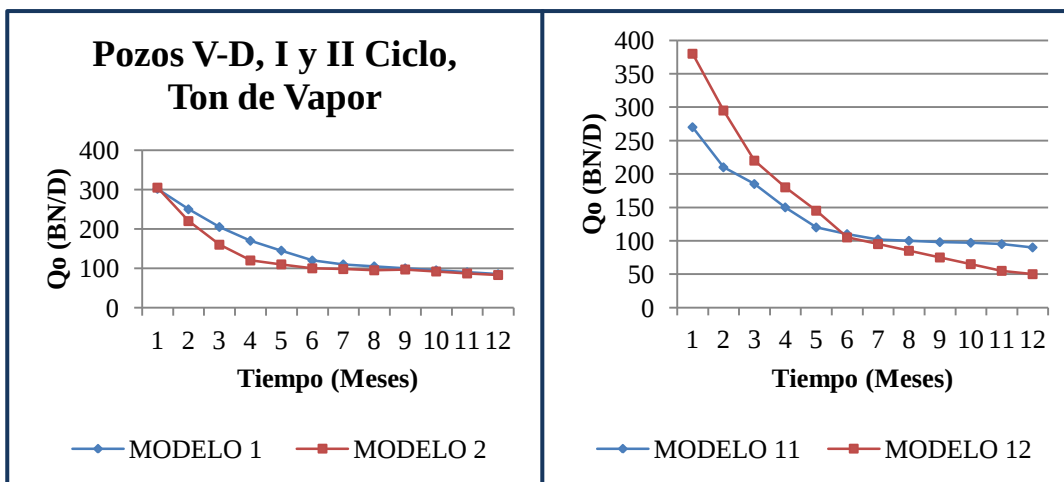
Se establecieron por medio de análisis estadístico los rangos bajo los cuales los pozos inyectados en los años de estudio presentaron mayor efectividad. Los resultados obtenidos de dicho análisis se presentan a continuación:

5.6.1 Pozos Verticales y Desviados, I y II ciclo

5.6.1.1. 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 10) 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.



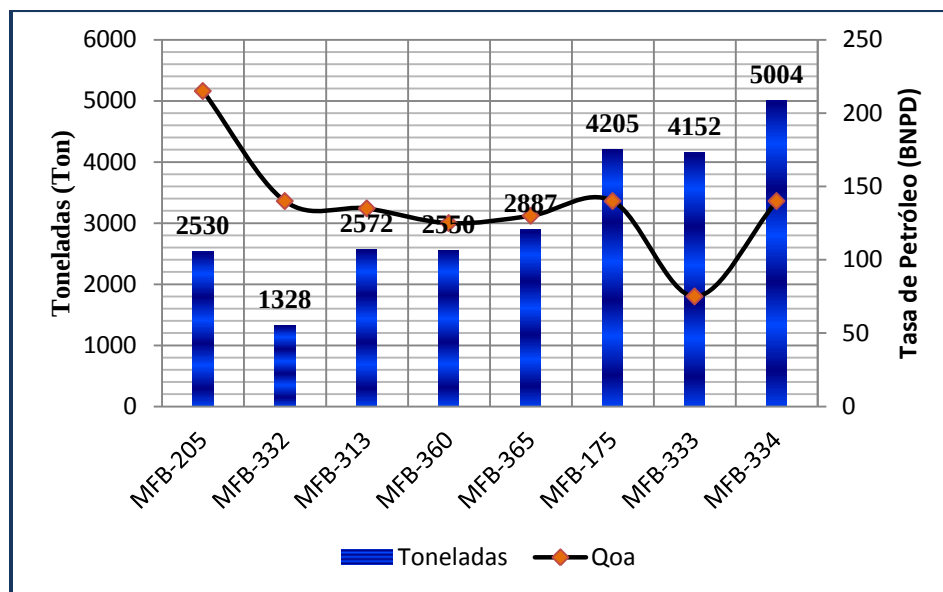
Gráfica 10. Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según las Toneladas de Vapor

En la tabla 19 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 19. Potencial Adicional en Pozos V-D agrupados por Toneladas de Vapor.

I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
MODELO 1 (1300-2900) toneladas			
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	
Promedio	152	3,67	
MODELO 2 (4100-5000) toneladas			
MFB-175	133	5,53	0,72
MFB-333	71	3,13	
MFB-334	139	3,00	
Promedio	114	3,89	
II CICLO			
MODELO 11 (2000-3500) toneladas			
MFB-175	14	3,26	0,62
MFB-313	73	2,93	
MFB-355	127	1,99	
Promedio	71	2,73	
MODELO 12 (4800-5000) toneladas			
MFB-205	579	6,34	0,79
MFB-360	196	2,71	
MFB-365	67	2,00	
Promedio	281	3,68	

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.

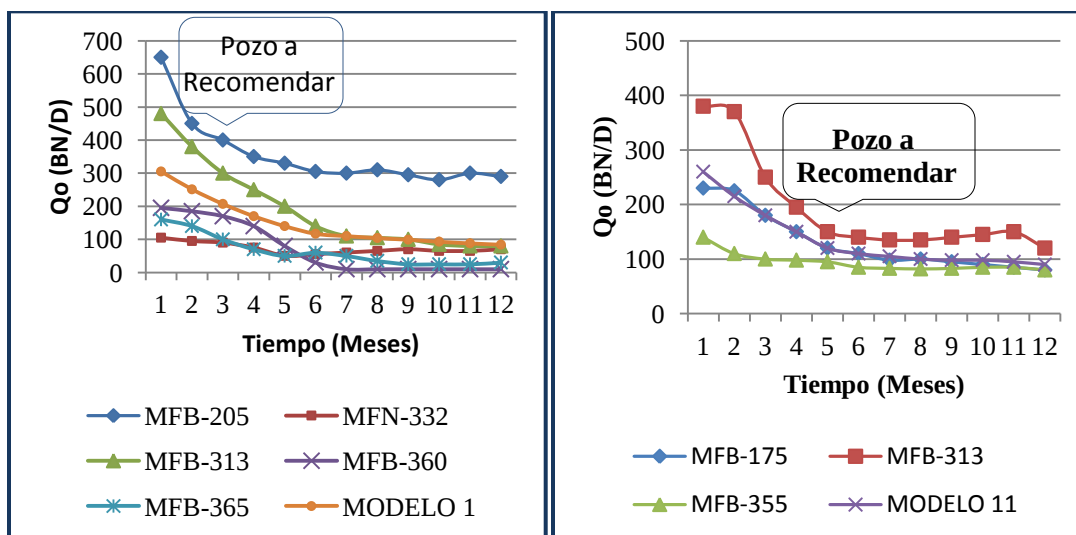


Gráfica 11. Toneladas Inyectadas Vs. Tasa de Petróleo en Caliente (I Ciclo, Pozos Verticales y Desviados)

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.



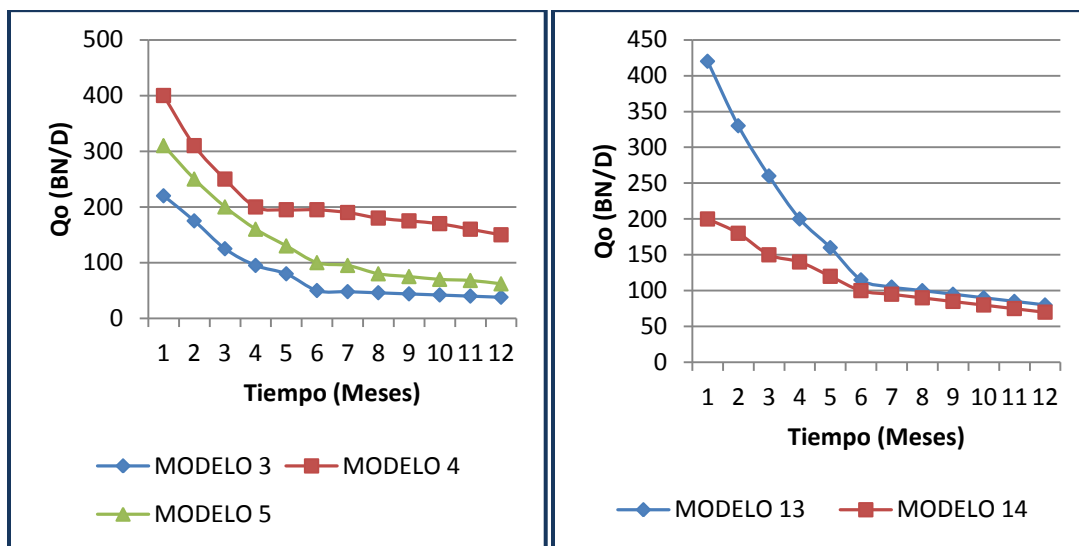
Gráficas 12. Pozos Modelos Óptimos Según las Toneladas de Vapor (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados)

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 12).

- **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 13. Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según la Tasa de Inyección

En el gráfico 13 y en la tabla que se muestra 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 20. Potencial Adicional en Pozos V-D agrupados por tasa de Inyección.

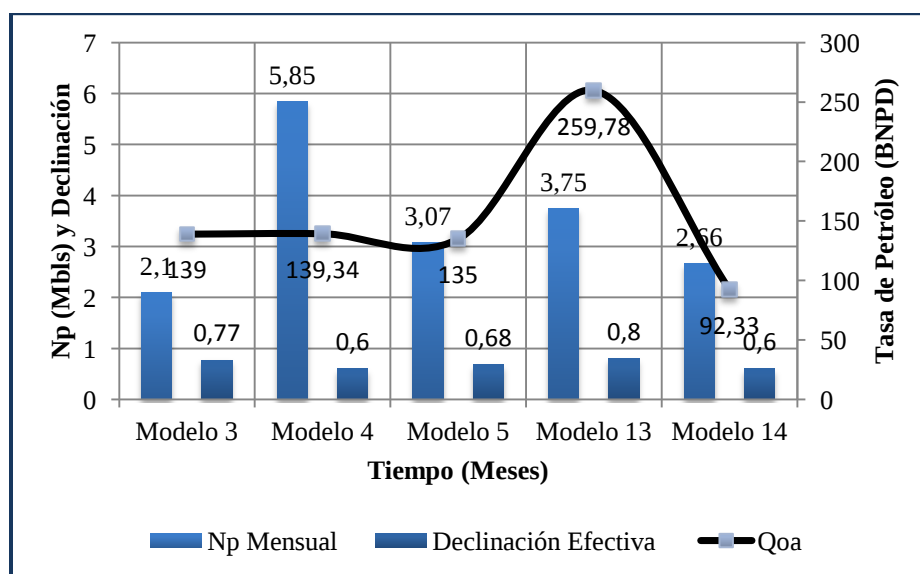
I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
MODELO 3 (150-230) ton/día			
MFB-332	150	1,52	0,77
MFB-334	139	3,00	
MFB-360	128	1,79	
Promedio	139	2,10	
MODELO 4 (250-300) ton/día			
MFB-175	133	5,53	0,68
MFB-205	214	8,89	
MFB-333	71	3,13	
Promedio	139	5,85	
MODELO 5 (420-580) ton/día			
MFB-313	137	4,57	0,66
MFB-365	133	1,57	
Promedio	135	3,07	
II CICLO			
MODELO 13 (200-280) ton/día			
MFB-205	579	6,34	0,80
MFB-313	73	2,93	
MFB-355	127	1,99	
Promedio	260	3,75	
MODELO 14 (300-456) ton/día			
MFB-175	14	3,26	0,60
MFB-360	196	2,71	
MFB-365	67	2,00	
Promedio	92	2,66	

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 MBl, 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.

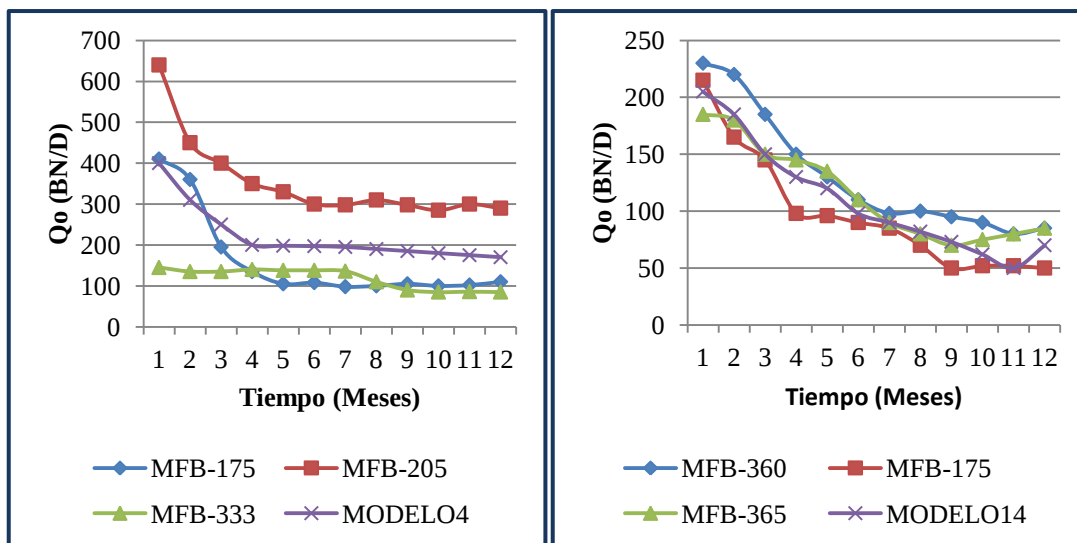
Del mismo modo, para el segundo ciclo se analizaron tanto la tasa adicional promedio de producción en caliente, la declinación efectiva como la producción acumulada de petróleo atribuida a la inyección, observando que el Modelo 13 presenta un aumento considerable en la Qoa y en la Npv en comparación 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 14. 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.

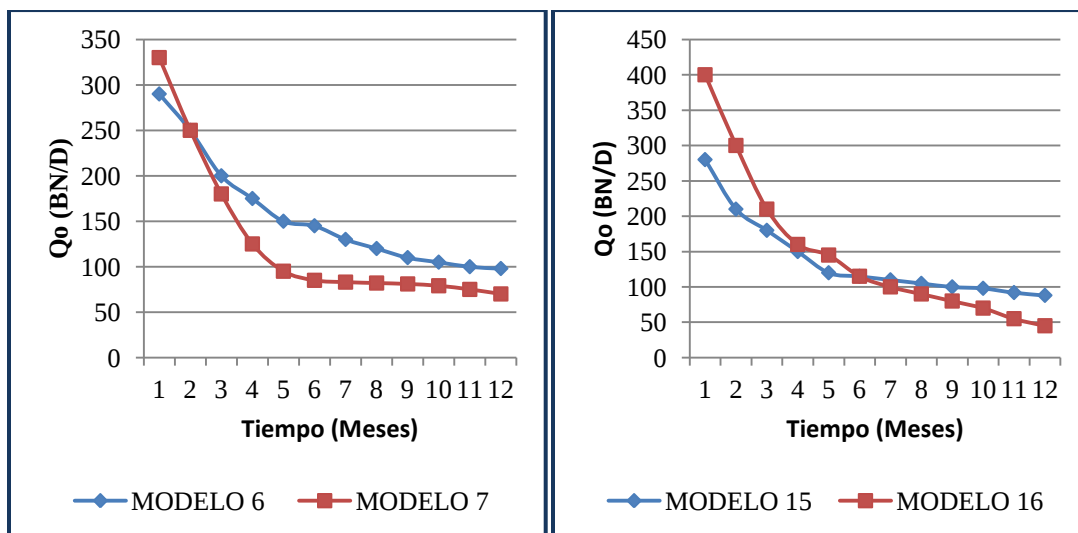


Gráfica 15. Pozos Modelos Óptimos Según la Tasa de Inyección. (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados)

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.

- **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.



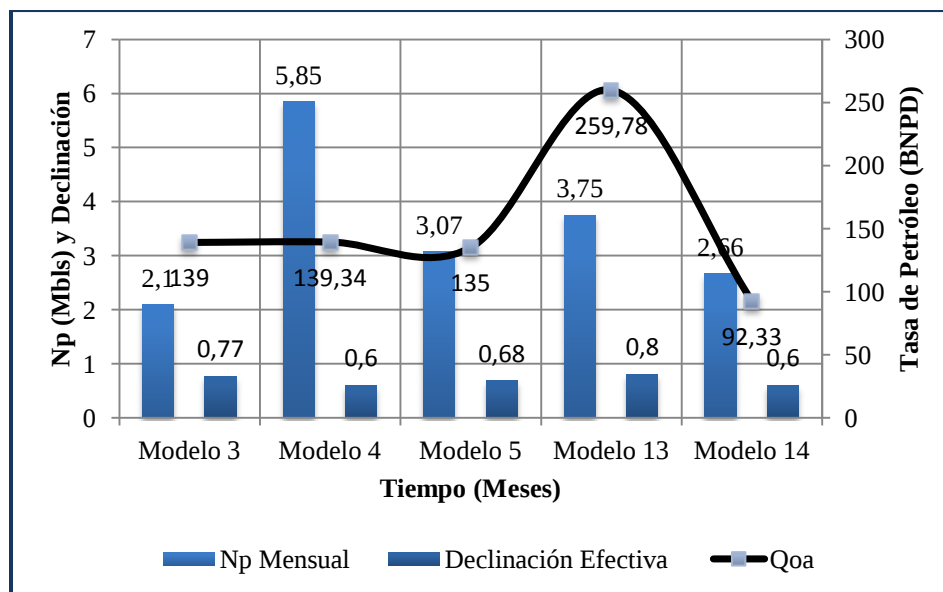
Gráfica 16. Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según el Tonelaje Inyectado.

La Tabla 21, 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 21. Potencial Adicional en Pozos V-D agrupados por Tonelaje Inyectados

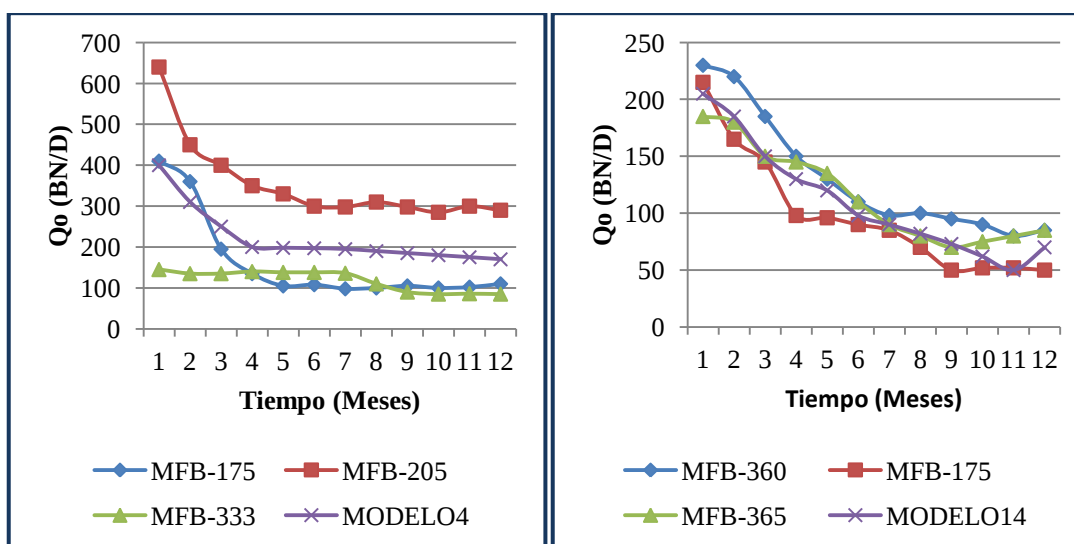
I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
MODELO 6 (65-85) ton/pie			
MFB-205	214	8,89	0,57
MFB-332	150	1,52	
MFB-313	137	4,57	
MFB-333	71	3,13	
MFB-365	133	1,57	
Promedio	141	3,94	
MODELO 7 (120-170) ton/pie			
MFB-175	133	5,53	0,82
MFB-334	139	3,00	
MFB-360	128	1,79	
Promedio	133	3,44	
II CICLO			
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 17. Potencial Adicional Vs Declinación en Modelos según Tonelaje Inyectado (I y II Ciclo de Pozos Verticales y Desviados)

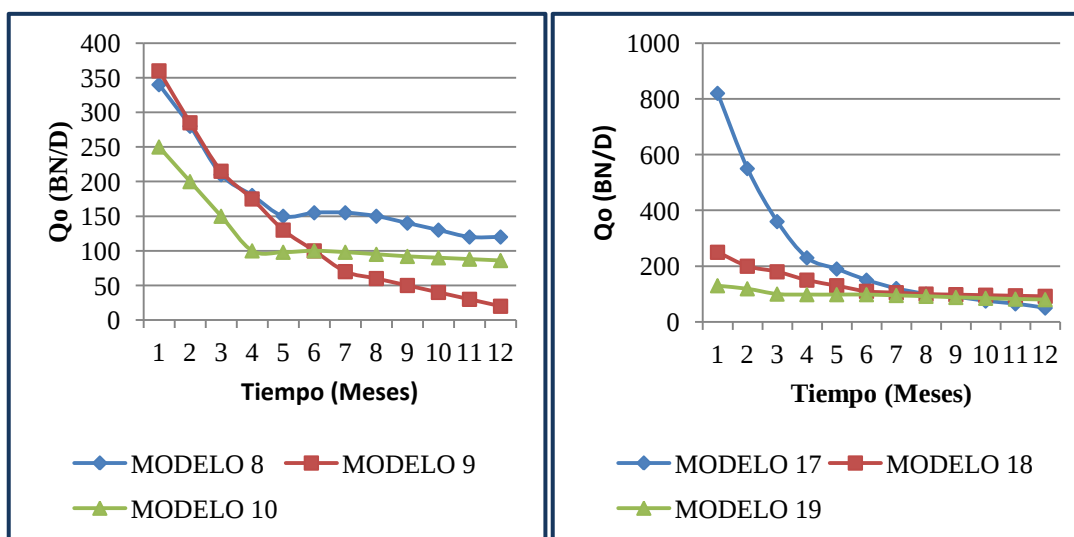
Resumiendo, el tonelaje por pie óptimo según el estudio estadístico es para el primer ciclo de 72 ton/pie y para el segundo ciclo de 63 ton/pie de arena.



Gráfica 18. Pozos Modelos Óptimos Según el Tonelaje Inyectado (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados)

5.6.1.2. 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 19. Pozos Modelos, Vertical y Desviados Según el Tiempo de Remojo. (Pozos V-D, I y II Ciclo, Tonelaje Inyectado)

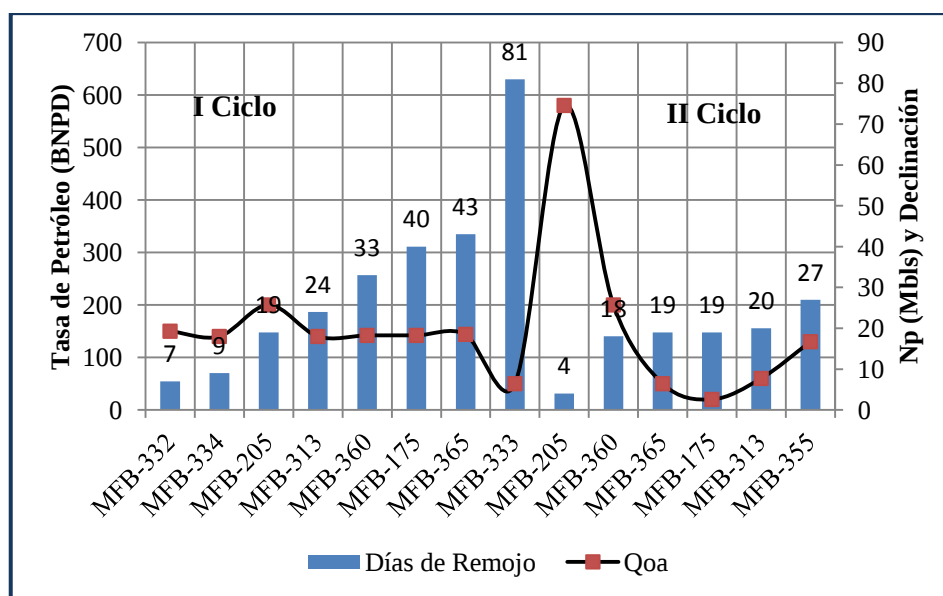
El tiempo de remojo al cual los pozos han respondido con mayor efectividad se encuentra entre 7 y 20 días (Modelo 8), como se observa en la tabla 22 con una declinación efectiva de 0.66 en el período caliente y un aumento en la tasa de producción de aproximadamente 170 BNPD.

Tabla 22. 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	0,67
MFB-313	73	2,93	
MFB-360	196	2,71	
MFB-365	67	2,00	
Promedio	88	2,73	
MODELO 19 (27) días			
MFB-355	127	1,99	0,45
Promedio	127	1,99	

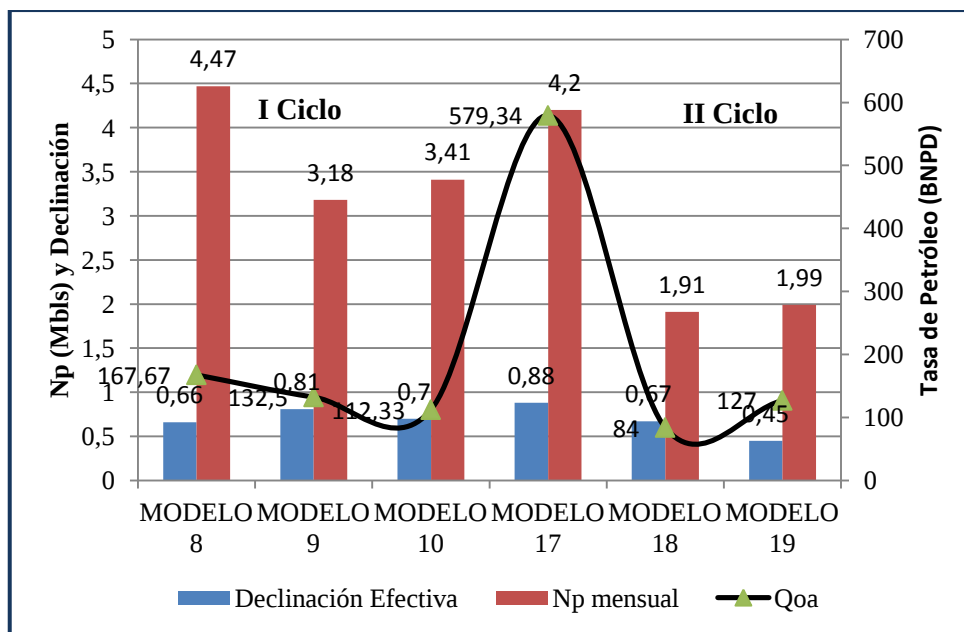
En la gráfica 20, se observa que para el primer ciclo existe cierta tendencia en la cual la tasa adicional aumenta a medida que el tiempo de remojo disminuye; observándose en el caso del pozo MFB-332 un aumento de 150 BNPD con apenas 7 días de remojo. En cambio el pozo MFB-205 incrementó 214 BNPD con 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 pozo.



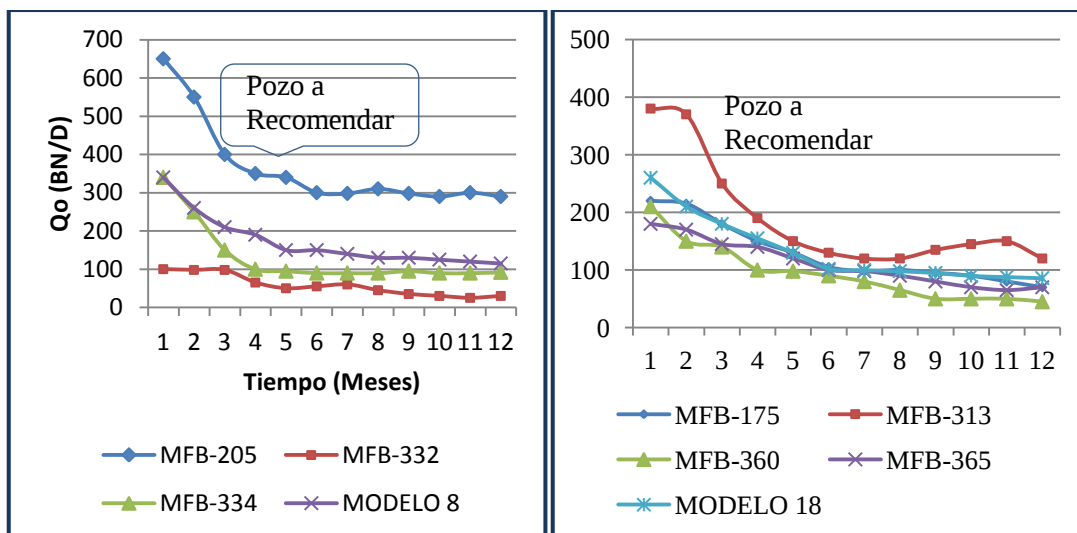
Gráfica 20. Potencial Adicional Vs Días de Remojo. (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados).

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 21. 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 22. Pozos Modelos Óptimos según el tiempo de Remojo (I y II Ciclo, Pozos Verticales y Desviados).

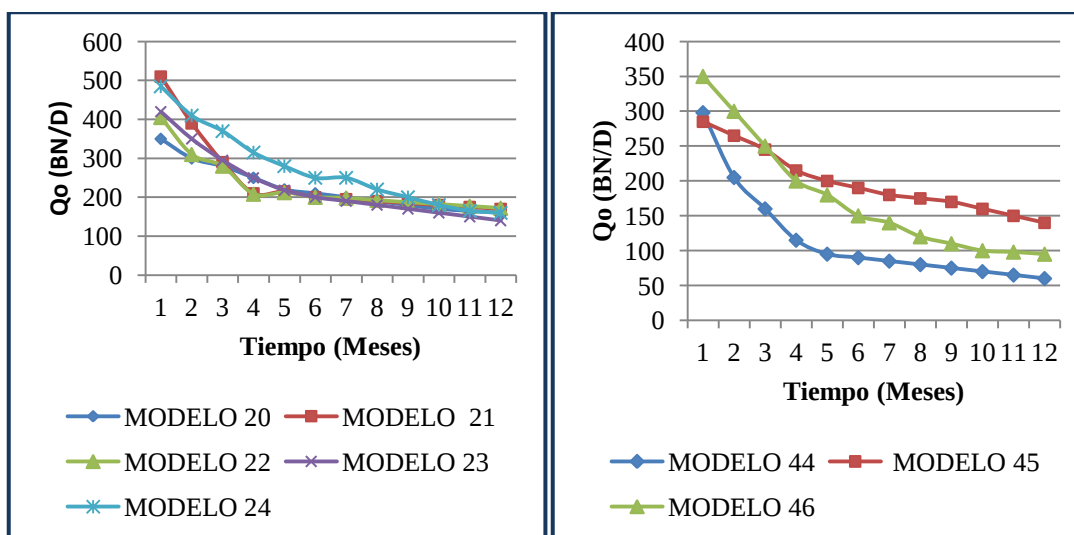
Sin embargo, a pesar que dichos pozos presentaron buena tasa, el tiempo de remojo no será considerado óptimo, puesto que no es recomendable que un pozo se mantenga cerrado por mucho tiempo, debido a razones económicas, es por ello que se recomiendan 7 días de remojo para el primer ciclo (MFB-332) y 4 días para el segundo ciclo (MFB-205), basándose en el potencial adicional de recobro.

5.6.2. Pozos Horizontales, I y II Ciclo

5.6.2.1. Toneladas de Vapor (ton)

En la gráfica 23, 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 23. 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 23, muestra el comportamiento de dicho potencial, la respuesta por pozo y el promedio por modelo.

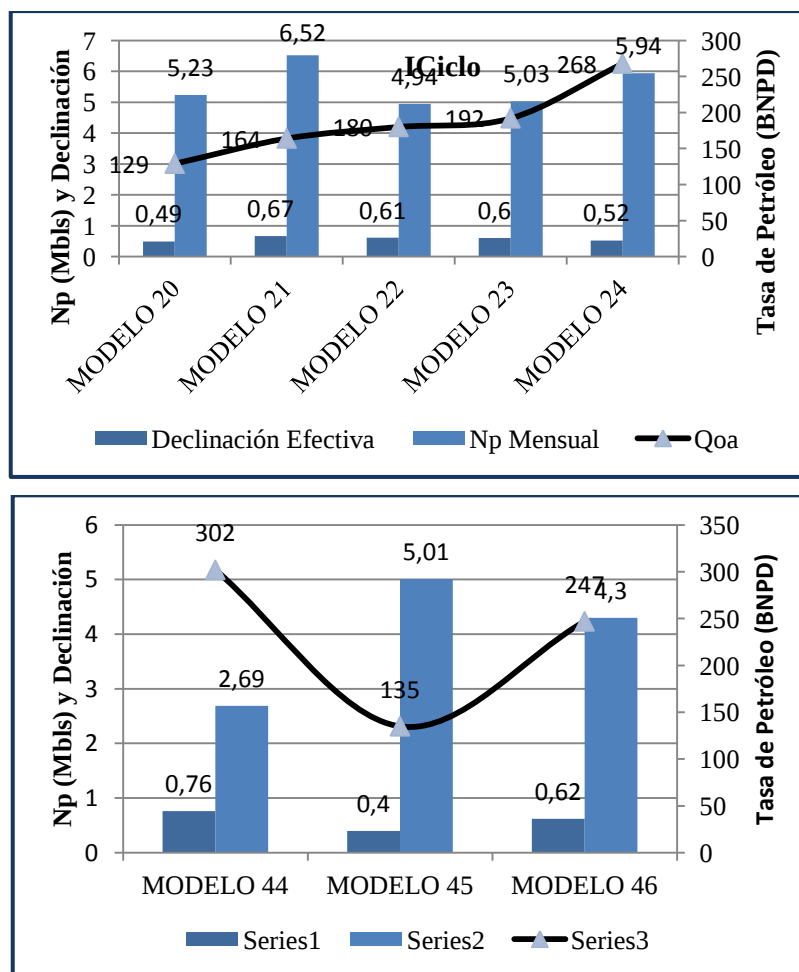
Tabla 23. Potencial Adicional en Pozos Horizontales Agrupados por Toneladas de Vapor.

I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
MODELO 20 (3300-3900) toneladas			
MFB-416	99	2,95	0,49
MFB-485	175	7,63	
MFB-490	113	5,12	
Promedio	129	5,23	
MODELO 21 (4000-4900) toneladas			
MFB-455	86	0,68	0,67
MFB-476	246	8,75	
MFB-481	141	13,12	
MFB-588	182	3,55	
Promedio	164	6,52	
MODELO 22 (5000-5080) toneladas			
MFB-412	387	8,54	
MFB-453	460	3,88	
MFB-456	136	4,86	
MFB-457	163	5,08	

MFB-459	226	4,58	0,61
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	
Promedio	180	4,94	
MODELO 23 (5100-5190) toneladas			
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	
Promedio	192	5,03	
MODELO 24 (5200-6800) toneladas			
MFB-430	36	6,93	0,52
MFB-484	342	6,82	
MFB-491	141	3,04	
MFB-507	552	6,98	
Promedio	268	5,03	
II CICLO			
MODELO 44 (4800) toneladas			
MFB-412	302	2,69	0,76
Promedio	302	2,69	
MODELO 45 (5000-5030) toneladas			
MFB-441	149,09	5,41	0,40
MFB-456	72	7,07	
MFB-499	188	7,31	
MFB-502	141	3,21	
MFB-525	86	2,80	
MFB-526	171	4,26	
Promedio	135	5,01	
MODELO 46 (5100-5180) toneladas			
MFB-453	245	4,07	
MFB-457	296	3,26	

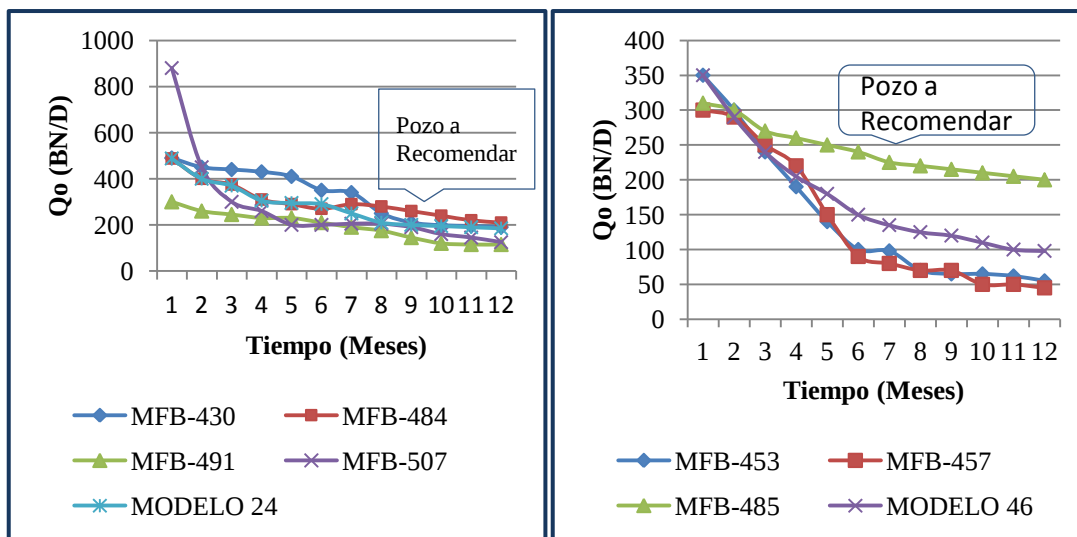
MFB-485	199	5,57	0,62
Promedio	247	4,30	

Para facilidad de análisis, el potencial adicional y la declinación efectiva fueron graficados para cada ciclo (Gráfica 24), 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 24. 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.

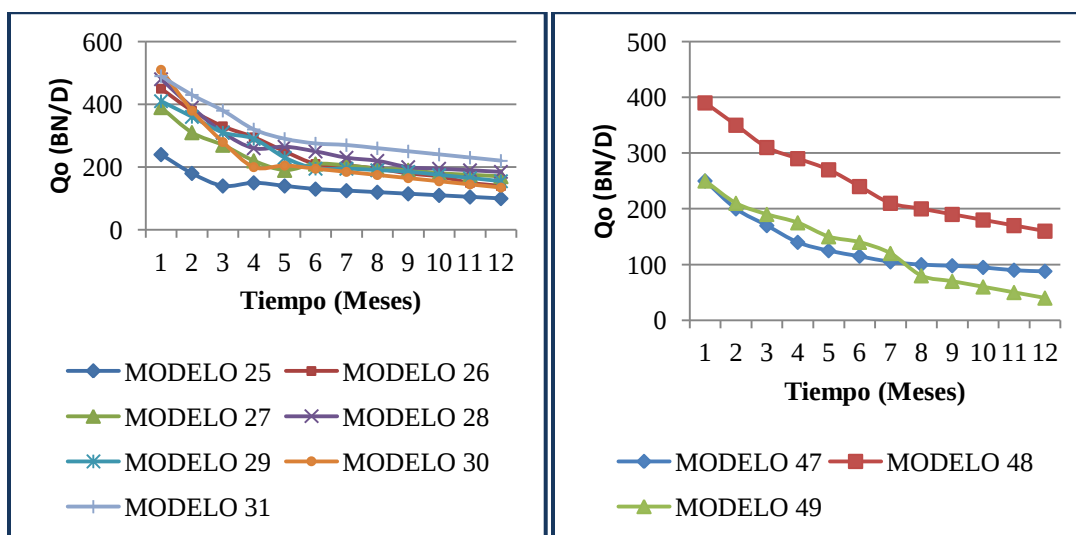


Gráfica 25. Pozos Modelos Óptimos según las Toneladas de Vapor (I y II Ciclo, Pozos Horizontales).

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

5.6.2.2. 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 26. Pozos Modelos Horizontales Según la Tasa de Inyección

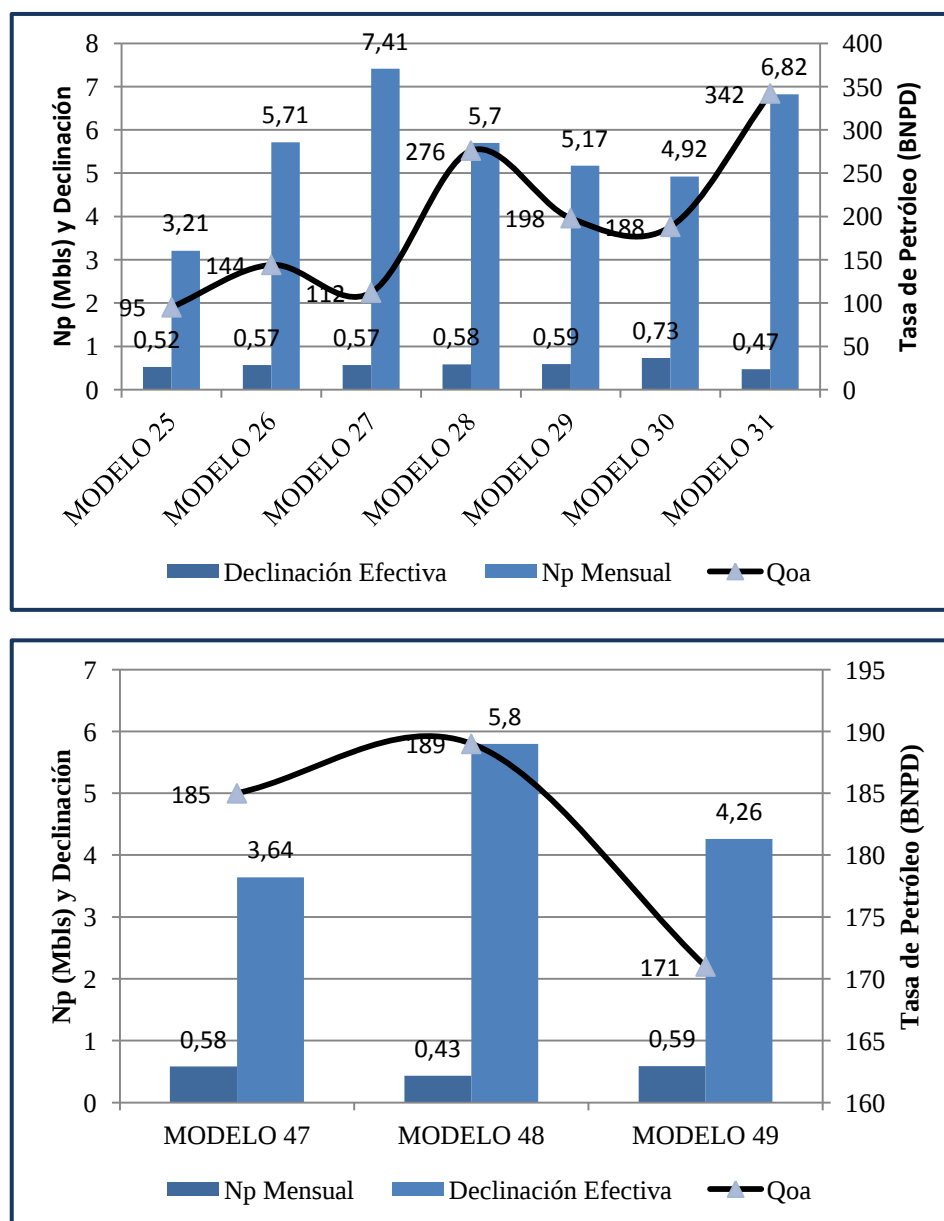
Tabla 24 Potencial Adicional en Pozos Horizontales agrupados por tasa de Inyección

I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
MODELO 25 (200-220) ton/día			
MFB-416	99	2,95	0,52
MFB-455	86	0,68	
MFB-477	62	3,27	
MFB-538	133	5,93	
Promedio	95	3,21	
MODELO 26 (260-280) ton/día			
MFB-430	36	6,93	0,57
MFB-462	242	7,14	
MFB-506	169	5,14	
MFB-563	129	3,64	
Promedio	144	5,71	
MODELO 27 (310-340) ton/día			
MFB-457	163	5,08	0,57
MFB-481	141	13,12	
MFB-565	32	4,05	
Promedio	112	7,41	
MODELO 28 (360-400) ton/día			
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	
Promedio	276	5,70	
MODELO 29 (420-500) ton/día			
MFB-441	135	3,65	0,59
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	
Promedio	198	5,17	
MODELO 30 (500-520) ton/día			
MFB-412	387	8,54	0,73
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	
Promedio	188	4,92	
MODELO 31 (680) ton/día			
MFB-484	342	6,82	0,47
Promedio	342	6,82	
II CICLO			
MODELO 47 (200-250) ton/día			
MFB-412	302	2,69	0,58
MFB-441	149	5,41	
MFB-453	245	4,07	
MFB-502	141	3,21	
MFB-525	86	2,80	
Promedio	185	3,64	
MODELO 48 (260-470) ton/día			
MFB-456	72	7,07	0,43
MFB-457	296	3,26	
MFB-485	199	5,57	
MFB-499	188	7,31	
Promedio	189	5,80	
MODELO 49 (830) ton/día			

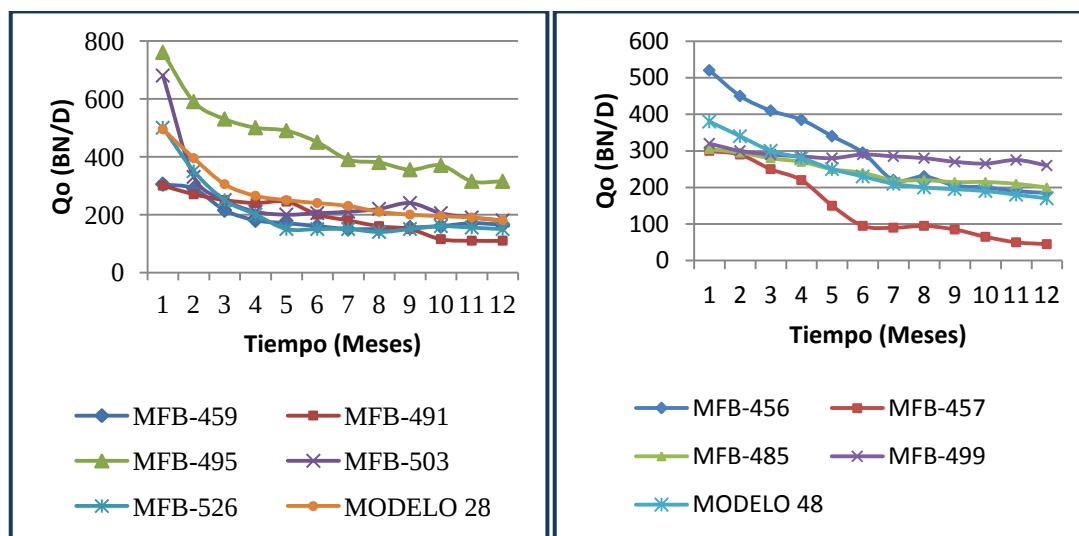
MFB-526	171	4,26	0,59
Promedio	171	4,26	

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 27. 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:



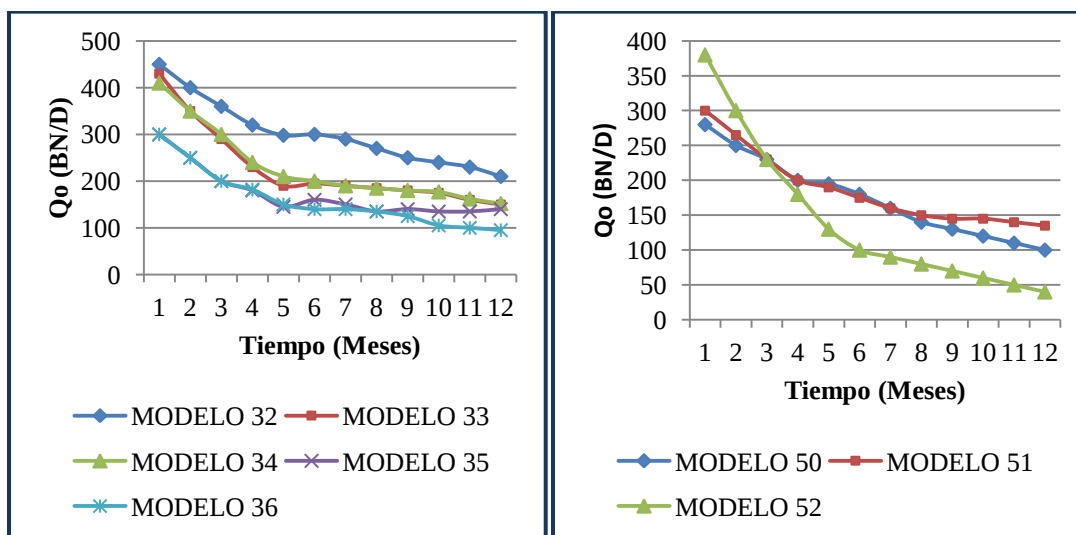
Gráfica 28. Pozos Modelos Óptimos Según la Tasa de Inyección (I y II Ciclo, Pozos Horizontales).

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.

5.6.2.3. 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 29. 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.

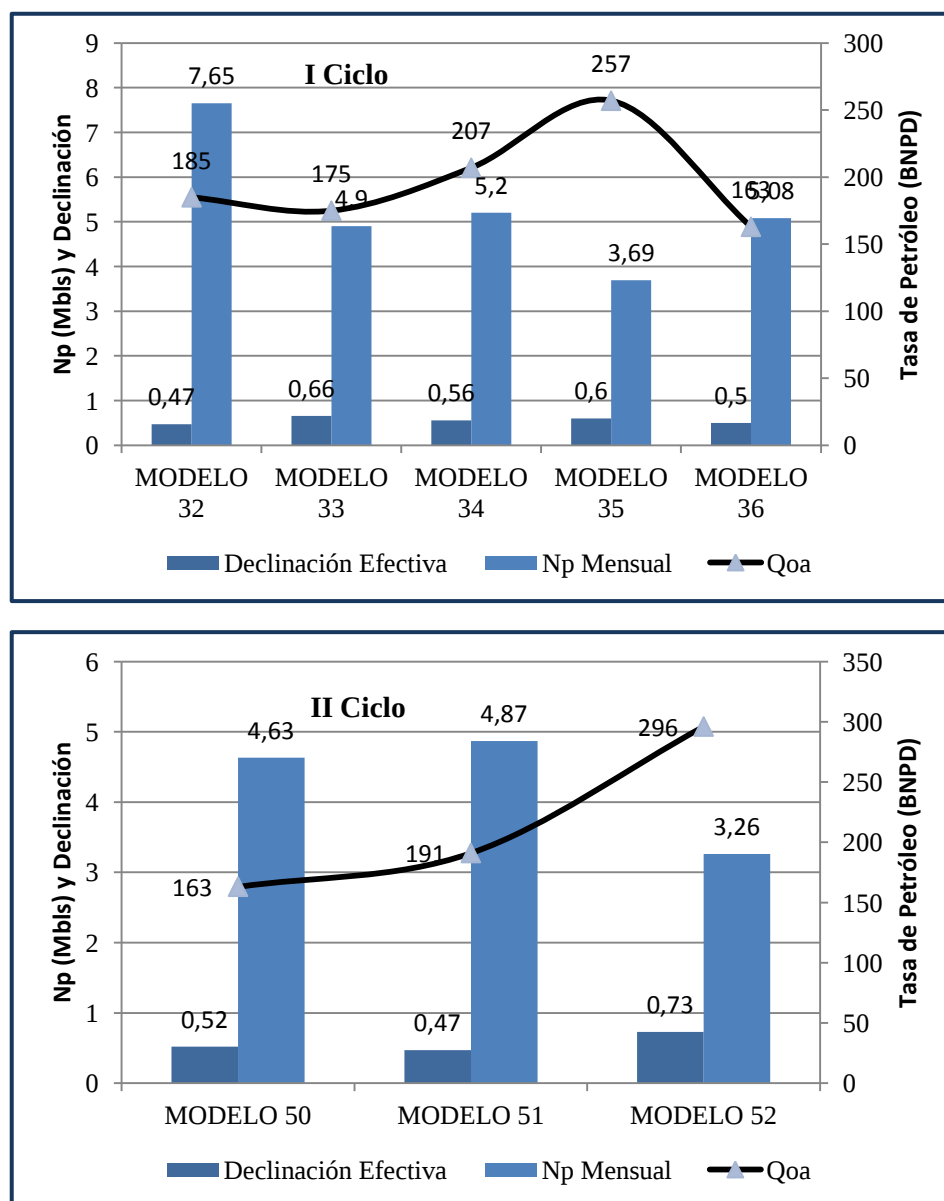
Tabla 25. Potencial Adicional en Pozos Horizontales agrupados por Tonelaje Inyectado

I CICLO			
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva
MODELO 32 (2 - 2,5) ton/pie			
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	
Promedio	185	7,65	
MODELO 33 (2,5 - 3) ton/pie			
MFB-412	387	8,54	
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	0,66
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	
Promedio	175	4,90	
MODELO 34 (3 - 3,5) ton/pie			
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	
Promedio	207	5,20	
MODELO 35 (3,9 - 4,4) ton/pie			
MFB-453	460	3,88	0,60
MFB-563	129	3,64	
MFB-588	182	3,55	
Promedio	257	3,69	
MODELO 36 (56) ton/pie			
MFB-457	163	5,08	0,50
Promedio	168	5,08	
II CICLO			
MODELO 50 (2,7 - 3) ton/pie			
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	
Promedio	163	4,63	
MODELO 51 (3,1 - 4,0) ton/pie			
MFB-453	245	4,07	0,47
MFB-499	188	7,31	
MFB-502	141	3,21	
Promedio	191	4,87	

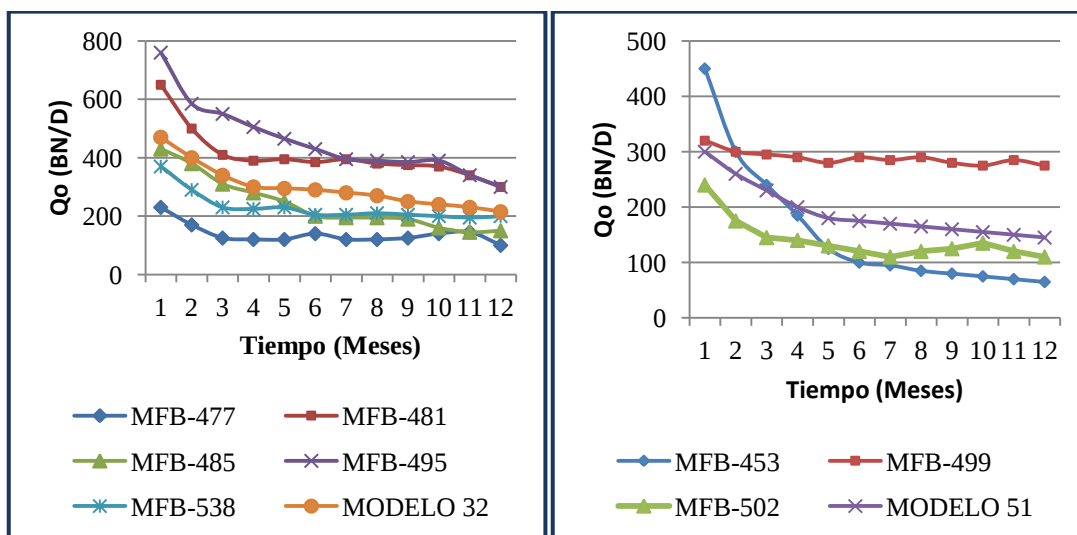
MODELO 52 (57) ton/pie			
MFB-457	296	3,26	0,73
Promedio	296	3,26	

Para el primer ciclo, la condición óptima la representa el Modelo 32, mientras que para el segundo ciclo el Modelo 51 (ver gráfica 29), 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 30. Potencial Adicional Vs Declinación de los Pozos Modelos según el tonelaje inyectado (I y II Ciclo de pozos Horizontales).

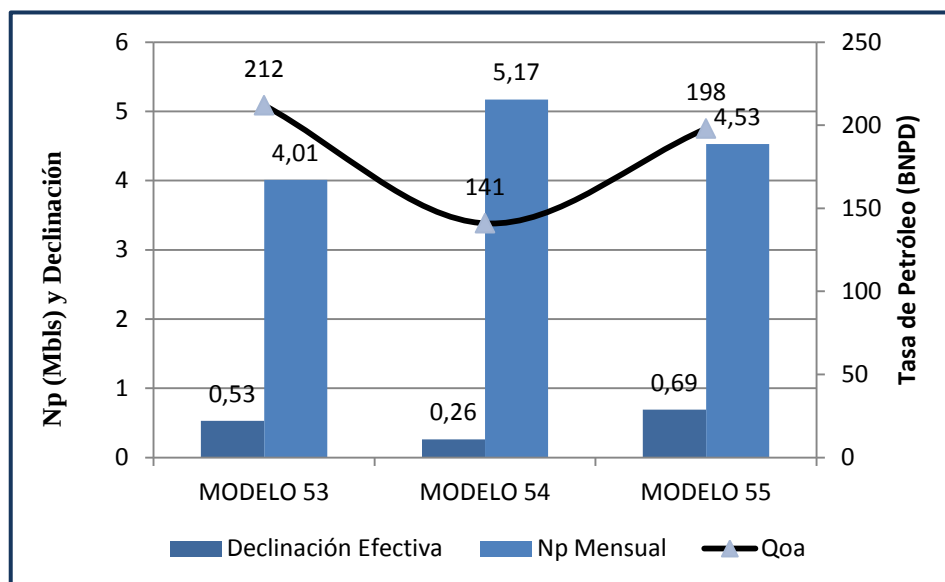
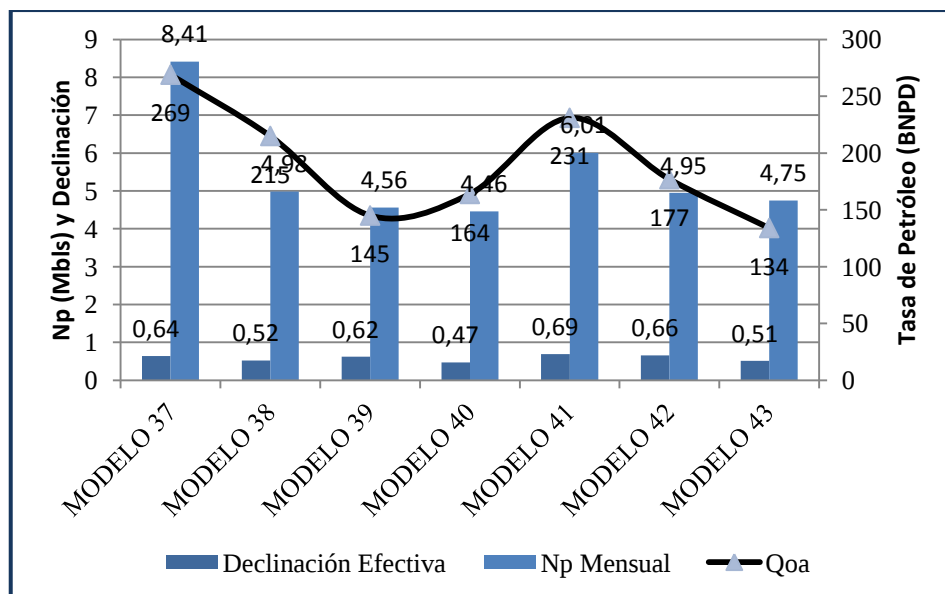
A continuación se demuestra que los pozos que reflejan similitud a los pozos modelos son el MFB-481 para el primer ciclo con 2,01 ton/día y el MFB-499 para el segundo ciclo con 3,15 ton/día.



5.6.2.4. Tiempo de Remojo (días)

El tiempo de remojo es uno de los factores de mayor importancia en el proceso de la Inyección Alterna 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.

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 33. 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 25. Potencial Adicional en Pozos Horizontales agrupados por Tiempo de Remojo

I CICLO				
Pozo	Qoa (BNPD)	Npv (Mbls/mes)	Declinación Efectiva	
MODELO 37 (6 – 12) días				
MFB-481	141	13,12	0,64	
MFB-490	113	5,12		
MFB-507	552	6,98		
Promedio	269	8,41		
MODELO 38 (13 – 18) días				
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		
Promedio	215	4,98		
MODELO 39 (19 – 24) días				
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		
Promedio	145	4,56		
MODELO 40 (27 – 29) días				
MFB-416	99	2,95	0,47	
MFB-502	102	6,05		
MFB-512	292	4,38		
Promedio	164	4,46		
MODELO 41 (31 39) días				
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		
Promedio	231	6,014		
MODELO 42 (41 – 49) días				
MFB-441	135	3,65		

MFB-462	242	7,14	0,66
MFB-503	336	6,11	
MFB-506	169	5,14	
MFB-525	0	4,12	
MFB-588	182	3,55	
Promedio	177	4,95	
MODELO 43 (80 – 93) días			
MFB-430	237	6,93	0,51
MFB-496	54	3,28	
MFB-514	110	4,03	
Promedio	134	4,74	
II CICLO			
MODELO 53 (13 – 20) días			
MFB-457	296	3,26	0,53
MFB-485	199	5,57	
MFB-502	141	3,21	
Promedio	212	4,01	
MODELO 54 (21 – 26) días			
MFB-441	149	5,41	0,26
MFB-499	188	7,31	
MFB-525	86	2,80	
Promedio	141	5,17	
MODELO 55 (32 – 49) días			
MFB-412	302	2,69	0,69
MFB-453	245	4,07	
MFB-456	72	7,07	
MFB-526	171	4,26	
Promedio	198	4,52	

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).

5.7 EVALUACIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA.

Para analizar el comportamiento de las variables operacionales, es importante conocer cuales son las magnitudes promedio (p-50) de las condiciones de inyección, las cuales se detallan en la tabla siguiente:

Tabla 26. Condiciones promedio de inyección

Propiedades	
Cantidad de Vapor de Inyección	240 ton./Day
Tiempo de Inyección de ciclo	25 Days
Tons por ciclo	5000 ton.
Presión de Inyección	880 Psi
Temperatura de Saturación	530 °F
Profundidad	2800 Pies TVD

No estuvo dentro del alcance del presente trabajo evaluar los parámetros operacionales usados en el proceso de estimulación térmica. Solo se limitó a tomar los datos de campo y desarrollar el análisis comparativo para revisar el comportamiento operacional de completaciones con nitrógeno en el anular. Cabe destacar, que para ésta evaluación solamente fueron tomados 11 pozos del yacimiento.

5.7.1. Estadística de parámetros operacionales

Todos los parámetros operacionales a evaluar de los pozos fueron adquiridos en superficie, las lecturas de datos en el cabezal representan las magnitudes de saturación del vapor. Los datos leídos en el revestidor, representan las condiciones del anular, conformado este entre el diámetro exterior de la tubería de inyección y el diámetro interior del revestidor, cuyo espacio estaría saturado de nitrógeno. A continuación se presentan la estadística de datos adquiridos en campo:

5.7.1.1 Temperatura del cabezal y temperatura anular (Nitrógeno)

La temperatura es un factor importante durante las actividades de inyección vapor, esta rige la cantidad de energía que se suministra al yacimiento, jugando un papel relevante en

la transferencia de calor hacia la configuración mecánica del pozo. Se analizaron los datos de temperatura durante el ciclo de inyección térmica de los pozos en estudio, adquiridas en el revestidor y en el cabezal del pozo. A continuación se muestran (Gráfico 35), las magnitudes de temperaturas (P50) con respecto a los días de inyección.

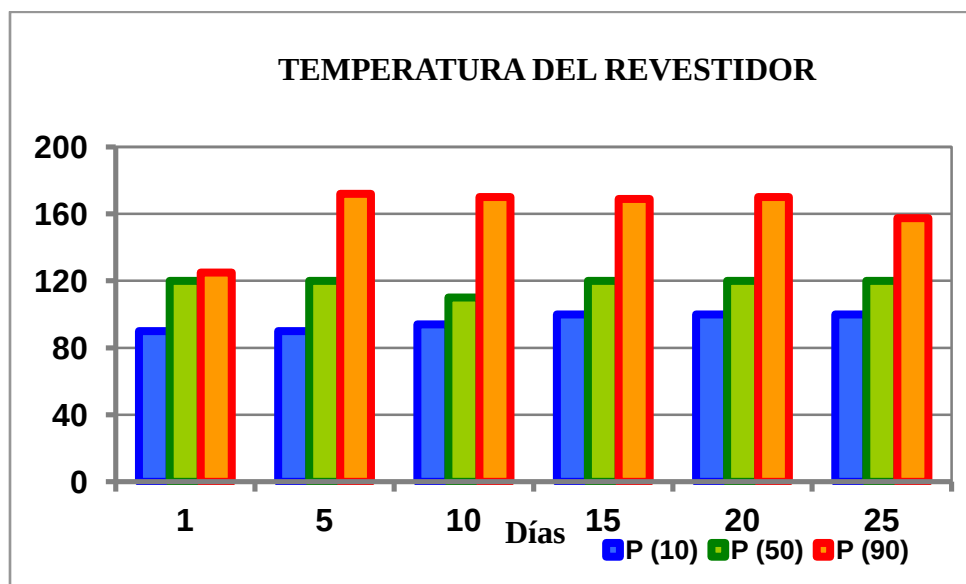


Gráfico 35. Comportamiento de la Temperatura en el anular y cabezal

En el gráfico 35 se observa el comportamiento de la temperatura en promedio durante la fase de inyección de los pozos en estudio, observándose magnitudes de temperatura del revestidor y cabezal por el orden de 120 °F. De acuerdo al modelo completación y el análisis de los datos el casing esta sometido a moderadas temperatura de deformación, debido a que la temperatura al inicio del régimen plástico para un revestidor de acero N80 esta por el orden de 330°F.

5.7.1.2 Presión del cabezal y presión del anular (Nitrógeno)

Otro aspecto estudiado fue la presión en el cabezal y revestidor. Dado que el anular del pozo esta saturado con un gas (nitrógeno), el conocer estos valores es relevante debido a la variación en la energía cinética del fluido con respecto al intercambio calorífico proveniente del vapor.

5.7.1.3 Elongación del cabezal

Unos de los parámetros sensibles a estudiar durante la inyección de vapor es la elongación del cabezal en el pozo, representando el nivel de deformación de los materiales que lo conforman; de no ser controlada esta variable podría ser causante de fallas mecánica. Considerando los cambios de temperatura entre el fluido inyectado y el gradiente geotérmico, el flujo de energía va desde el centro de la tubería de inyección hacia la formación, recorriendo toda la estructura mecánica del pozo, originándose los mecanismos de transferencia de calor.

Al aumentar el nivel de energía en los materiales que conforman el pozo, dentro de un régimen plástico, una vez disminuyan los esfuerzos actuantes estos materiales no retornan a sus condiciones originales siendo afectada su condición mecánica, produciendo fatigas o fallas prematuras. En el gráfico 36 se muestran las magnitudes de elongación promedio en función del tiempo de inyección, utilizando una completación con tubería convencional con nitrógeno en el anular:

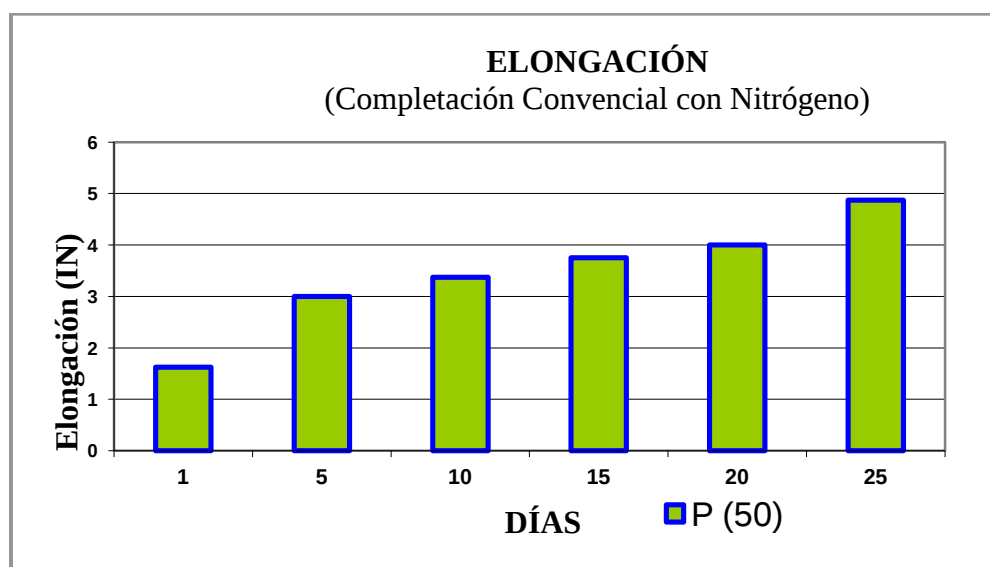


Gráfico 36. Comportamiento de la elongación percentil 50 en completaciones convencionales

La elongación del cabezal es un dato importante, el cual puede ser monitoreado fácilmente en superficie, otorgando esta magnitud un estimado de las condiciones de pozo debido a la implementación de la inyección de vapor.

En el gráfico 36, se puede apreciar que las elongaciones registradas durante las actividades de IAV con este tipo de completaciones está por el orden de 5 pulgadas (tiempo final). La estadística de falla mecánica en los pozos sometidos a inyección alterna de vapor es baja, manteniéndose la operatividad de los mismos una vez concluido el proceso de inyección.

5.8.2. Variables durante la fase de inyección de vapor

El término variable se define como toda aquella característica o cualidad que identifica a una realidad y que se puede medir, controlar y estudiar mediante un proceso de investigación. La evaluación de variables en el uso del nitrógeno como aislante en el anular permitió realizar análisis de los parámetros operacionales, logrando identificar escenarios con el fin de desarrollar modelos analíticos.

Se realizaron gráficos incorporando los parámetros operacionales obtenidos de los pozos en estudio, identificando el comportamiento de las variables y visualizando las tendencias que se presentaban. Siguiendo, se presenta el comportamiento de uno de los pozos, visualizándose los cambios reales y tendencias durante la de inyección de vapor.

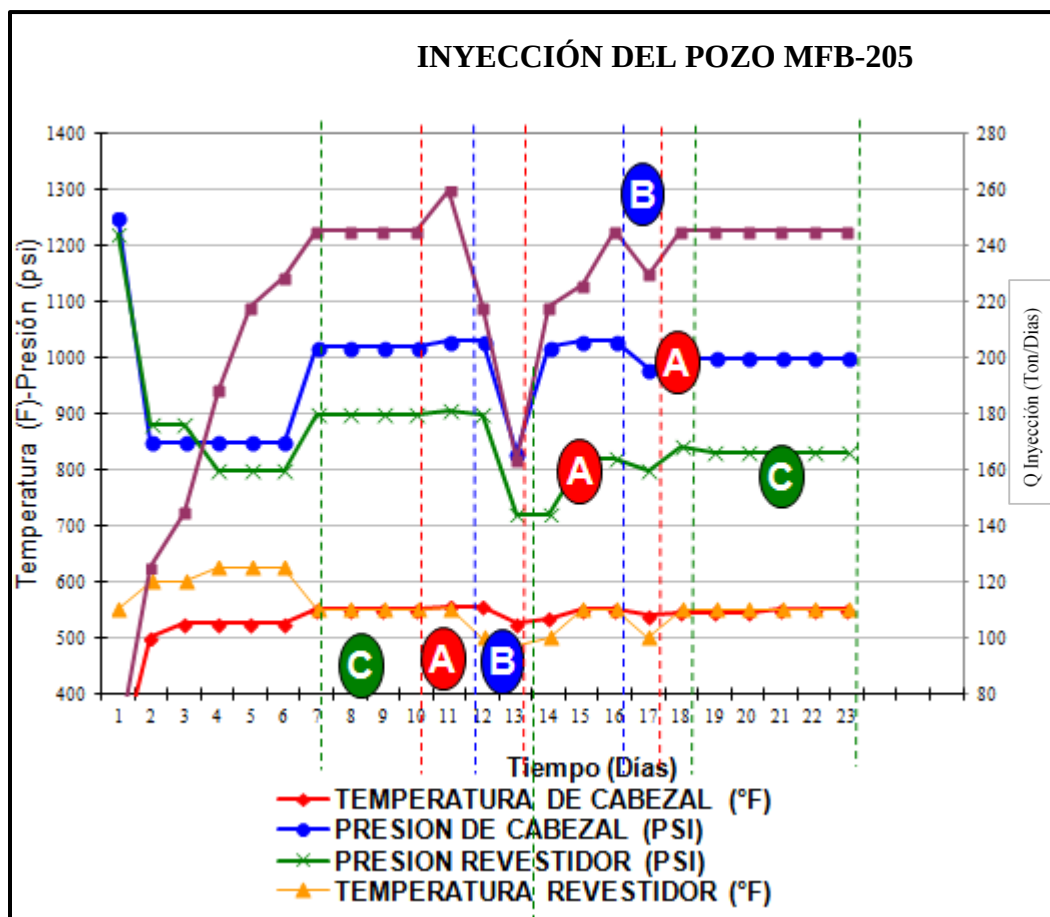


Gráfico 37. Evaluación de Variables durante la fase de inyección de vapor

Si analizamos el gráfico 37, se podría definir la tasa de inyección como una variable independiente, dado que tiene la capacidad para influir o afectar las otras variables en el sistema. De acuerdo a esto, podemos precisar como las magnitudes de temperaturas y presiones en el cabezal y el casing varían con respecto al aumento, disminución o mantenimiento de la tasa de inyección. De esta evaluación, se logró constituir un escenario el cual fue repetitivo en cada uno de los pozos estudiados, utilizando como variable independiente la tasa de inyección de vapor, este escenario servirá de soporte en las actividades de monitoreo y control de la inyección en las áreas operacionales. A continuación se presentan la tabla con el comportamiento observado:

ESCENARIO		DATA
A	Q INJ ↑	↑ PRESIÓN
		↑ TEMPERATURA CABEZAL
		↑ TEMPERATURA REVESTIDOR
B	Q INJ ↓	↓ PRESIÓN
		↓ TEMPERATURA CABEZAL
		↓ TEMPERATURA REVESTIDOR
C	Q INJ (CTTE) =	PRESIÓN (CTTE) =
		TEMPERATURA CABEZAL (CTTE) =
		TEMPERATURA REVESTIDOR (CTTE) =

De acuerdo a los 11 pozos analizados empleando completación con tubería convencional y nitrógeno en el anular, se realizó un análisis de correlación de variables considerando un cambio sistemático entre las mismas cuando los valores de una de ellas con respecto a los valores homónimos de la otra varían, y así observar la relación de una variable sobre otra.

5.7 EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO

Hoy por hoy, al igual que desde su génesis, muchos especialistas debaten y argumentan sobre si la IAV es un método de recuperación mejorada o simplemente acelera la producción, es decir, un proceso de estimulación.

Cuando hablamos de un método de recuperación mejorada, los mecanismos que predominan en el aumento del factor de recobro son: la eficiencia volumétrica de desplazamiento y la eficiencia microscópica de desplazamiento.

Se ha determinado en proyectos con aplicación de IAV, que la tecnología logra incrementar la producción de petróleo en más de 300% y en algunos casos hasta el 500% en relación a la producción del pozo en frío. Ahora bien, la diatriba o crítica radica en que muchos especialistas indican que este proceso lo que hace es acelerar la producción, ya que si no se inyectara vapor eventualmente se acumularía la misma capacidad y efecto de producir, pero en más tiempo.

Dichas aseveraciones se fundamentan en dos aspectos: el primero, que el proceso se efectúa a nivel de pozo y no por arreglo; y el segundo, es el desconocimiento de la magnitud del radio de calentamiento si el volumen inyectado, que está por el orden de 4000 a 6000 toneladas, 24000 a 36000 barriles equivalentes de agua; y, en consecuencia, es poco en comparación con el petróleo que circunda en la vecindad del pozo con su respectivo radio de drenaje.

Al hacer la inyección en un solo pozo del yacimiento, resulta evidente que el efecto será insignificante por la relación del área calentada entre el área total del yacimiento; sin embargo, si el proceso se requiere aplicar en gran parte del yacimiento, esta razón pierde fuerza, porque el área calentada se incrementaría en función de la incorporación de pozos para la inyección.

Por su parte, en referencia al radio calentado la relación de movilidad del vapor es mucho más alta en comparación con el petróleo, y por experiencia de campo se ha visto afectado en forma positiva de pozos vecinos al inyector con incremento de temperatura y a su vez de producción, con lo cual se demuestra que dicho radio de calentamiento puede ser inclusive mayor que el radio de drenaje del pozo; aspecto que no necesariamente es beneficioso, ya que no se quiere que al abusar de una alta tasa de inyección, el vapor del mismo deje petróleo atrás sin calentar y mucho menos sobrepasar la presión de fractura del yacimiento.

Considerando entre los aspectos que son afectados con la IAV tenemos: el incremento de la temperatura, lo cual conlleva una disminución de la viscosidad del petróleo, mejorando de esta manera su relación de movilidad; la disminución de la tensión entre las fases señaladas, produce una reducción del número capilar, aumentando así la movilidad del crudo; la disminución de la saturación de petróleo residual, por efecto de la disminución de la tensión superficial. Estos dos últimos, mejoran la permeabilidad relativa del petróleo porque dictamina cómo se moverá, mejorando dicha relación de movilidad; la dilatación de la matriz y expansión de los fluidos por el efecto de la temperatura, ayudando esto al mecanismo de expansión de la roca y los fluidos que es el mecanismo predominante en estos tipos de yacimientos. Todos los factores anteriormente señalados aportan al

incremento del factor de recobro, mediante el aumento de la eficiencia microscópica de desplazamiento.

Ahora bien, si se realiza la IAV en forma ordenada y progresiva, además de que el número de pozos a inyectar será considerable, podemos hablar de que efectivamente, fundamentado en los procesos físicos es un método de recuperación mejorada, ya que mediante la simulación numérica de yacimientos y la experiencia de campo, se ha demostrado que el incremento del factor de recobro está por el orden del 3% al 5%, el cual pudiese ser bajo en comparación con otros métodos, pero sustancial para considerarlo como plan de explotación.

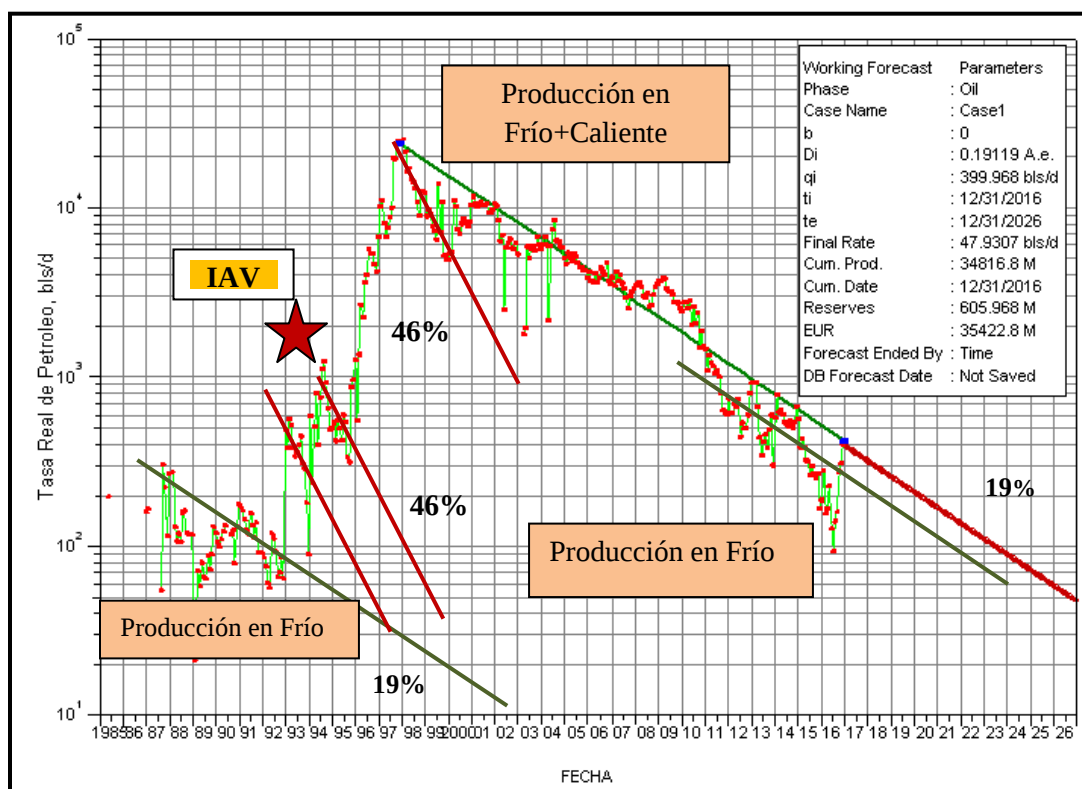
De esta manera, el método de recuperación mejorada si impacta positivamente en el factor de recobro, incluso muchos yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) sin inyección alternada de vapor, tendría factores de recobro bien bajos debido a la irrupción temprana de agua (algo que luego hace prácticamente imposible inyectar vapor de manera efectiva), por el contrario si desde sus inicios se le realizan ciclos de inyección, se obtendría una recuperación mucho mayor.

Con el objeto de analizar el impacto en el recobro en el yacimiento en estudio se seleccionó los pozos que en la etapa inicial de explotación del mismo producían en frío. Como se observa en la gráfica, en la etapa inicial del yacimiento la producción promedio se encontraba en el orden de los pozos verticales y desviados fue de 138 BNPD en el primer ciclo y 176 BNPD en el segundo ciclo y la tasa adicional promedio de los pozos horizontales fue de 186 BNPD en el primer ciclo y 185 BNPD en el segundo ciclo, lo que genera un incremento de aproximadamente 350% si se compara con los cálculos realizados de los pozos que aportaron en frío en la etapa previa a la inyección, posteriormente se incrementa la inyección alterna de vapor hasta alcanzar el pico en el año 1998, en éste año se realiza simultáneamente una campaña de perforación de pozos en frío los cuales inician la producción en el año 2001, lo que en consecuencia afecta el desempeño de la declinación del yacimiento.

Se observa que en los períodos en los que sólo se produce a través de IAV, la declinación del yacimiento aumenta a 46% en relación con la declinación en frío que se mantiene cerca

de 19%, la cual coincide con la etapa final del análisis de la historia de producción en la cual se suspenden los ciclos de inyección a partir del año 2011, (Gráfico 38), esto determina.

Además del análisis anterior se determinó que el arreglo de los pozos no era el óptimo, es decir no se perforaron asegurando una configuración de arreglos que determine la influencia de la inyección de vapor en el yacimiento sino impacto en el área de drenaje del pozo, de acuerdo a las experiencias mundiales de IAV, se presume que arreglos óptimos de IAV en combinación con otros métodos pudiera incrementar el factor de recobro, sin embargo no es concluyente, por lo que no pudiera extrapolarse la conclusión en éste tipo de yacimiento.



Gráfica 38: Historial de Producción del Yacimiento MFB-205, con curvas de declinación

En cuanto a Medir en el Proyecto de IAV el impacto en el Factor de Recobro al implementarlo en un proyecto piloto, no ha tenido buenos resultados en la Faja Petrolífera

del Orinoco, debido a que dicha área no tiene un arreglo de pozos que favorezca el barrido del mismo. Sin embargo, en el Campo Jobo, donde la producción de los fluidos se incrementó en forma muy apreciable en todos los pozos que fueron sometidos a la inyección de vapor. Los pozos que se encontraban en producción, sobrepasaron las estimaciones hechas con anterioridad sobre la tasa de producción y la distribución vertical del vapor de agua en las arenas ha sido aceptablemente uniforme, obteniendo hasta un 2% de Factor de Recobro del POES con la implementación de un ciclo.

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 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.
- ✓ Cuando la presión del anular aumenta por efecto de la expansión térmica del nitrógeno, se incrementan las pérdidas de calor dado el aumento del coeficiente de transferencia de calor por convección.

- ✓ La elongaciones registradas durante el proceso de estimulación térmica con completación convencional y nitrógeno en el anular estuvieron por el orden de 5 pulgadas. La estadística de fallas mecánica en los 11 pozos evaluados fue despreciable, manteniéndose la operatividad de los mismos.
- ✓ La tasa de inyección de vapor es una variable independiente en el proceso de estimulación térmica, debido a que tiene la capacidad de influir o afectar las otras variables del sistema.
- ✓ A mayores tiempos de inyección la temperatura en el revestidor aumenta, debido al tiempo prolongado de la exposición al calor de la completación del pozo.
- ✓ El éxito volumétrico de los pozos evaluados fue positivo, teniendo un ganancial de producción total por encima del 100%.
- ✓ La industria internacional ha demostrado que los métodos de RMH son reales, tangibles, y han contribuido con grandes volúmenes a las reservas y producción internacional.

RECOMENDACIONES

✓ 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.

✓ 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.

✓ Realizar programas de control y monitoreo antes y después de la inyección.

✓ Profundizar en otros yacimientos donde esté implementado la tecnología de IAV y estudiar el impacto del FR.

✓ 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 e incluir seguimiento a los proyectos

✓ Realizar estudios de investigación a nivel de laboratorio, para tener una mayor certeza de cuales son los yacimientos que ésta tecnología afecta el Factor de Recobro.

✓ Realizar un estado del arte en proyectos de IAV realizados a nivel mundial y que dispongan de una historia de producción considerable a fin de inferir el impacto de la tecnología en el factor de recobro

✓ El Ministerio debe Robustecer el seguimiento a los proyectos tecnológicos a través del fortalecimiento de una gerencia de tecnología

✓ Realizar análisis post mortem a proyectos tecnológicos que incluyan un análisis económico que determine el la viabilidad de los proyectos

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. DÍAZ, M. 2002. **“Estadística multivariada: inferencia y métodos”**. Primera Edición. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias.- Departamento de Estadística. Bogotá, Colombia.
2. ALVARADO, D. 1989. **“Recuperación Térmica de Petróleo”**, Manual de Curso, Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras, Maracaibo-Venezuela.
3. CIED. 1997. **“Recuperación Térmica”**, Manual de Curso, Tomo I y II, Maracaibo-Venezuela.
4. ARIAS, F. 2004. **“Introducción a la metodología científica”**, Cuarta Edición, Episteme, Caracas-Venezuela.
5. Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán. (s.f.). **Obtención Industrial del Nitrógeno**. Recuperado el 26 de Mayo de 2011, de <http://es.scribd.com/doc/32484890/obtencion-industrial-del-nitrogeno>.
6. PDVSA. (s.f.). **Faja Petrolífera del Orinoco**. Informe Técnico.
7. Marcano C., Franklin (2009). **Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento Jobo 0, campo Jobo 02, a través de la simulación numérica**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente.
8. Ramos G, Daniel (2003). **Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando**

un ciclo de inyección. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

9. Colonomos P., Rodríguez H., Villalba M. y Zerpa L. (1994). **Numerical Simulation Study of Cyclical Processes of In –Situ Combustion and Steam Injection.** SPE Advanced Technology Series. Vol.2. No.1. Society of Petroleum Engineers.
10. Zambrano, Adriana. **Generalidades de la Faja Petrolífera del Orinoco.** Caracas: s.n., 2013. Presentación. Clases de Crudos Pesados.
11. Perez-Perez, Alfredo, y otros. **Benchmarking of Steamflood Field Projects in Light/Medium Crude Oils.** s.l. : Society of Petroleum Engineeris Inc., 2001. pág. 7, Paper. SPE 72137.
12. PDVSA. **Informe de Gestión Anual 2013.** Caracas : s.n., 2013. pág. 53.
13. Gonzalez De Juana, Clemente. **Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas.** Caracas : s.n., 1980, págs. 908 - 974.
14. Farouq Ali, S M. **The Unfulfilled Promise of Enhanced Oil Recovery.** 2004
15. Canadian Petroleum Associaton. **Thermal Well Casing Failure Risk and Assessment.** 1992.
16. Magdalena, P.de Ferrer. (2001). **Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos (segunda ed.).** Maracaibo, Venezuela: Astro Data.

17. MENPET. (2005). **Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos. Ministerio de Energía y Petróleo.**
18. Molina, M., y Rosales, P. (2007). **Evaluación del comportamiento histórico de producción de los proyectos de Recuperación Secundaria en el occidente de Venezuela. Tesis. Para optar por el título de ingeniero de petróleo.** Caracas.

APÉNDICES

APÉNDICE A.

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

Tabla Nro A.1. Base de Datos R3 MFB-205

										Prueba antes de la inyección																					
Programa de Inyección																				Producción acumulada											
Pozo	Arena Actual	Fecha de perfor.	TOPE TVD (ft)	BASE	AN	ANP	Tipo	Solicitud de IAV	Ciclo	Vol V. iny. (ton)	Ton/pie	Tiempo iny. (día)	Tiempo remejo (días)	Inicio iny.	Dur. Ciclo (mes)	EDO	Fecha	Días de prod.	BFPD	BPPD	*API	PRES	% AYS	petróleo	Agua	gas	Grado de Rev.	Conv. A iny.	Conv. A prod.		
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	20690	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	N-80	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																				N-80			
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	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	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	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	31961	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	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		26/09/2007	25/12/2007	
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	68234	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		12/06/2007	02/09/2007	
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	36/100	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	451039	27629	13037	N-80	25/09/2000	29/11/2000
									36/04/2004	II	1705	55	4	7	May-04	12	PEB	38/047	31	42	42	10	60	3,4	30352	860	18999	N-80	19/07/2004	07/09/2004	
19	MFB-367	Inactivo en eval	Mar-08	2866	2908	38'	38'	D-J																				N-80			
20	MFB-377		Ene-08	2854	2890	32'	32'	D-J																				N-80			
									SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD		24/04/2000	05/06/2000	
21	MFB-412	R0, MFB-205	Oct-05	2880	NP	38'+NP	38'+NP	H	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	
22	MFB-416	M1,3 MFB-15	Feb-96	2870	NP	10'+38'+NP	10'+38'	H	30/09/2002	I	4184	3	8	10	Oct-02	12	PEB	Sep-02	30	208	182	10	60	12,5	972665	29072	72840	N-80	27/08/2003	20/10/2003	
23	MFB-418		May-08	2850	2870	15'	15'	H																				N-80			
24	MFB-419		Jul-07	2940	2978	24'2"	24'2"	H																				N-80			
25	MFB-424		Abr-08	2984	3012	17'	17'	H																				N-80			
26	MFB-425			2862	2902	16'	16'	H																				N-80			
27	MFB-429		Ago-08	2980	3010	20'	20'	H																				N-80			
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 Nro A.1 Continuación.

									Prueba antes de la inyección																					
									Programa de Inyección																Producción acumulada					
Pozo	Arena Actual	Fecha de perfor.	TOPE TVD (ft)	BASE	AN	ANP	Tipo	Solicitud de IAV	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	Grado de Rev.	Conv. A iny.	Conv. A prod.	
29	MFB-431	May-96	2852	NP	33'+NP	33'+NP	H																							
30	MFB-440	Jun-96	2953	NP	33'+2'+16'+NP	33'+2'+16'+NP	H																							
31	MFB-441	Jun-96	2815	NP	33'+NP	33'+NP	H	18/07/2000	I	4205	2,5	9	10	Ago-00	12	CYB	Nov-98	30	224	216	10	60	3,6	452863	2706	9800	N-80	30/11/1998	10/10/2000	
32	MFB-450	R2, MFB-446	Oct-96	2878	NP	8'+18'+NP	8'+18'+NP	H																			N-80		19/12/2007	
33	MFB-452	Aband	Nov-96	2992	NP	25'+NP	25'+NP	H																						
34	MFB-453		Nov-96	2860	NP	50'+NP	50'+NP	H	01/01/1999	I	6300	5	13	3	Ene-99	12	PRB	Nov-98	30	174	169	10	0	2,7	179813	1466	5698		29/03/2000	11/05/2000
									08/12/2003	II	3879	3	8	7	Feb-04	12	DT	Oct-02	31	70	61	10	60	12,2	299183	5774	72548	N-80	18/02/2004	06/04/2004
									13/12/2005	III	4000	3,09	20	0	Ene-06	4	PEB	Nov-05	30	54	57	7	60	5,3	409310	111113	38631			
35	MFB-454		Ago-96	3058	3083	25'	25'	H																						
36	MFB-455	Abandonado	Nov-96	2994	NP	21'+NP	21'+NP	H	SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	22/07/1997	06/09/1997
37	MFB-456		Nov-96	2876	NP	25'+NP	25'+NP	H	SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	24/03/2000	06/05/2000
									27/09/2005	II	5415	3	13	7	Mar-06	12	PEB	May-05	31	81	81	10	60	0	906671	51910	109393	SD	SD	04/02/2006
38	MFB-457		Feb-97	2930	2971	47'	47'	H	13/03/2003	I	4950	55	10	7	Abr-03	12	EMB	Dic-02	7	132	30	10	60	0,8	264650	3130	30250	N-80	20/07/2003	25/08/2003
									14/02/2005	II	4950	55	12	7	Jul-05	12	PEB	Ene-05	31	227	224	10	60	1,3	331013	4031	47235	SD	SD	SD
39	MFB-459		Dic-96	2870	NP	19'+NP	19'+NP	H	13/03/2003	I	4944	3	10	7	Abr-03	12	EMB	Dic-02	7	59	8	10	60	35	812184	44206	93808	N-80	31/05/2003	04/07/2003
									SD	no	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD
40	MFB-462	Aband	Ene-97	2920	NP	28'+NP	28'	H	28/01/2000	I	4000	2,5	8	10	Feb-00	12	PCB	Dic-99	31	251	249	10	60	0,6	316791	11051	6256	N-80	09/04/2000	25/06/2000
41	MFB-473		Mar-97	2960	NP	20'+NP	20'+NP	H																						
42	MFB-475																													
43	MFB-476		Abr-97	2955	2990	31'	31'	H	01/06/1998	I	4596	3	9	3	Jun-98	12	PEB	Mar-98	30	432	432	10	120	0	192819	167	2986	N-80	19/06/1998	22/07/1998
44	MFB-477		Abr-97	2926	NP	34'+NP	34'+NP	H	SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	12/09/2007	10/11/2007
45	MFB-481		Abr-97	2930	NP	16'+23'+NP	16'+23'+NP	H	01/06/1998	I	4052	2	8	3	Jun-98	SD	PCB	May-98	31	360	358	10	-	0,6	123815	241	3014	N-80	02/07/1998	23/07/1998
46	MFB-484		May-97	2910	NP	10'+NP	10'+NP	H	01/06/1998	I	6192	3	12	10	Jul-98	SD	PRB	May-98	28	428	376	10	-	12,1	188860	1323	3630	N-80	08/10/1998	07/11/1998
									01/11/1998	I	3768	2	7,5	3	Nov-98	12	PRB	Sep-98	30	227	225	9,9	60	0,8	167197	514	3838		09/11/1998	09/12/1998
47	MFB-485		May-97	2860	NP	18'+NP	18'+NP	H	19/06/2001	II	5652	3	12	10	Jun-01	12	PD	May-01	24	119	112	10	60	6	356350	39676	23431	N-80	11/06/2001	26/07/2001
									14/03/2003	III	6237	3,5	13	7	Mar-03	12	EMB	Dic-02	7	231	47	10	60	10,9	451644	30614	64287		28/03/2003	19/05/2003
									SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD
48	MFB-490		Jun-97	2782	NP	23'+NP	23'+NP	H	16/03/2005	II	4764	3	10	7	Abr-05	12	PEB	Feb-05	28	106	102	10	60	3,8	569855	24241	124556	N-80	SD	SD
49	MFB-491	M1,3 MFB-15	Jun-97	2890	2907	27'	27'	H	03/10/2002	I	4770	3	10	10	Abr-02	12	EMB	Jul-01	31	157	90	10	60	34	500181	47462	54543	N-80	01/05/2003	09/06/2003
50	MFB-492		Jun-97	3000	NP	31'+NP	31'+NP	H	04/02/2000	I	4433	2,5	9	10	Feb-00	12	PEB	Dic-99	31	279	277	10	60	0,8	350960	5702	10940	N-80	01/03/2000	03/04/2000
51	MFB-495		Jun-97	2806	NP	32'+NP	32'+NP	H	29/07/2000	I	5090	2,5	10	10	Ago-00	12	EMB	Jul-99	31	263	263	10	60	0,5	383621	8757	6415	N-80	05/08/2000	23/10/2000
52	MFB-496			2915	NP	22'+NP	22'+NP	H																						
53	MFB-497	R0, MFB-91	Jul-97	2954	NP	22'+NP	22'+NP	H	04/02/2000	I	4433	2,5	9	10	Feb-00	12	PEB	Dic-99	31	136	136	10	60	0,1	397897	1406	10323	N-80	06/03/2000	07/04/2000
54	MFB-499		Jul-97	2872	NP	40'+NP	40'+NP	H	03/10/2002	I	4770	3	10	10	Oct-02	12	PEB	Sep-02	30	38	33	10	60	13	602391	15096	86708	N-80	15/04/2003	07/06/2003
									14/02/2005	II	4770	3	10	7	Jun-05	12	COB	Dic-04	11	170	55	10	60	8,8	651925	24653	110175	N-80	29/03/2005	11/05/2005
55	MFB-501	L3,4 MFB-54	Jul-97	2882	NP	43'+NP	43'+NP	H																						
									01/02/1998	I	4500	3	9	3	Feb-98															
									09/05/2000	I	5000	3,4	10	10	May-00	12	PEB	Ene-00	31	167	167	10	60	1,1	232137	8999	11709	N-80	10/07/2000	25/08/2000
56	MFB-502		Ago-97	2947	NP	11'+NP	11'+NP	H	08/10/2002	II	4395	3	9	10	Oct-02	12	PEB	Sep-02	17	324	306	10	60	5,7	380867	13888	58951		21/11/2002	21/03/2003

Tabla Nro A.1 Continuación.

										Prueba antes de la inyección																				
										Programa de Inyección																	Producción acumulada			
Pozo	Arena Actual	Fecha de perfor.	TOPE TVD (ft)	BASE	AN	ANP	Tipo	Solicitud de IAV	Ciclo	Vol V. iny. (ton)	Ton/pie	Tiempo iny. (dia)	Tiempo remojo (dias)	Inicio iny.	Dur. Ciclo (mes)	EDO	Fecha	Días de prod.	BFPD	BPPD	*API	PRES	% AYS	petróleo	Agua	gas	Grado de Rev.	Conv. A iny.	Conv. A prod.	
57	MFB-503	M1,3 MFB-15	Ago-97	2860	NP	30'+NP	30'+NP	H	29/07/2000 24/03/2003	I II	5000 5997	2,5 3	10 12	10 7	Ago-00 May-03	12 12	EMB EMB	Jun-99 Dic-01	9 6	229 175	221 33	10 10	60 60	3,5 3,7	308562 388641	9054 10087	8370 32815	N-80	13/08/2000	21/10/2000
58	MFB-506			2895	NP	28'+NP	28'+NP			I																				
59	MFB-507	R2 MFB-90	Ago-97	2986	NP	35'+NP	35'+NP	H	01/04/1998	I	5390	3	10	3	May-98	12	PEB	Mar-98	27	228	227	10	115	1,3	78852	576	1471	N-80	13/05/1998	12/06/1998
60	MFB-509		Ago-97	2908	NP	23'+NP	23'+NP	H	22/05/2000	I	5000	3	10	10	Jul-00	12	EMB	Ago-99	31	252	251	10	80	1,1	261789	3325	9257	N-80	25/07/2000	10/09/2000
61	MFB-512	M1,3 MFB-15	Ago-97	2860	NP	23'+NP	23'+NP	H	SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	13/07/2000	27/08/2000	
62	MFB-514		Ago-97	2912	NP	38'+NP	38'+NP	H	31/08/2000	I	4600	2,5	9	10	Ago-00	12	EMB	Ene-99	31	238	229	10	60	3,8	165845	1696	5099	N-80	02/08/2000	28/12/2000
63	MFB-525		Nov-97	2860	NP	12'+NP	12'+NP	H	SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	29/04/2000	04/07/2000
									SD	II	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	06/06/2007		25/07/2007	
64	MFB-526		Nov-97	2858	NP	18'+7'+3'+NP	18'+7'+3'+NP	H	18/10/2004	I	5205	3	10	7	Nov-04	12	PCB	Sep-04	30	456	413	20	60	9,6	513158	22270	93731	N-80	15/12/2004	03/02/2005
									SD	II	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	29/10/2006		17/01/2007	
65	MFB-538		Feb-98	2861	NP	23'+NP	23'+NP	H	17/03/2005	I	5964	3	12	7	May-05	12	EMB	May-05	28	190	189	10	60	0,5	489183	3058	100148	N-80	24/04/2005	22/08/2005
66	MFB-554			2900	NP	18'+NP	18'+NP																							
67	MFB-555	M1,4 MFB-223	May-98	2885	NP	18'+NP	18'+NP	H	SD	I	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	27/08/2001	13/10/2001	
68	MFB-562		Jun-98	2915	NP	30'+NP	30'+NP	H																			N-80			
69	MFB-563		Jul-00	3008	NP	25'+NP	25'+NP	H	08/01/2004	I	3438	3	7	7	Abr-04	12	PCB	Dic-03	31	51	84	10	60	7,7	213223	29337	102886	N-80	28/02/2004	14/04/2004
70	MFB-565		Jul-00	3076	3104	25'	25'	H	04/05/2004	I	4635	3	10	7	Jun-04	12	PE	Mar-04	31	60	48	10	60	19,9	163501	9642	68723	N-80	25/08/2004	29/04/2004
71	MFB-572		Ago-00	3095	NP	20'+NP	20'+NP	H																			N-80			
72	MFB-576	R0, MFB-205	Sep-00	2900	2936	30'	30'	H																						
73	MFB-580		Sep-00	2836	NP	30'+NP	30'+NP	M																						
74	MFB-584		Oct-00	2914	NP	18'+NP	18'+NP	M																			N-80			
75	MFB-588	M1,3 MFB-15	Oct-00	2925	2970	44'+NP	44'+NP	H	27/03/2003	I	3225	3	7	7	Jun-03	12	EMB	Jul-02	10	185	56	10	60	8,5	62538	20094	21235	N-80	12/06/2003	12/08/2003
76	MFB-589		Oct-00	2978	NP	8'+NP	8'+NP	H	07/09/2001	I	3287	3,5	10	10	Jul-01	12	NW	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD	N-80	09/07/2001	20/08/2001	
77	MFB-590		Feb-01	2924	NP	45'+NP	45'+NP	H																						

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

CENTINELA								
POZO	Arena Actual	Fecha de cambio de arena	Estado	Categoría	Fecha	%AyS	Fecha	Último Edo
MFB-175			PD	1	04/02/2001	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	10.0	15/07/2002	RC Reemplazado 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	17/06/2008	40.9	30/06/2008	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	09/11/2008	26.0	30/11/2008	PD Bombeo con diluyente
MFB-350			PE-AJ	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-petról
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 tomillo 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-225 (1)	01/01/2008	PD-WO	1	25/12/2004	32.0	29/12/2004	AD Aband por otras razones
MFB-476			PD-BP	1	15/06/2000	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 Reemplazado en otro yac
MFB-492			DT-DT	1	10/06/2008	30.0	01/07/2008	DT Bombeo tomillo con diluyente
MFB-495			DT-DT	1	26/06/2005	1.6	28/06/2005	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	01/09/2000	14.0	15/07/2002	RC Reemplazado en otro yac
MFB-499			PD	1	01/08/2005	10.0	08/08/2005	RE Evaluación ing explotación
MFB-502	R0, MFB-205	03/06/2008	PD	1	12/02/2008	9.0	28/02/2008	RC Reemplazado 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-petról
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 Reemplazado 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)	02/06/2008	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	09/08/2008	18.8	05/01/2009	DT Bombeo tomillo 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-225 (1)	01/03/2008	DK-DK	1	28/05/2001	0.7	15/07/2002	RC Reemplazado en otro yac
MFB-563			DT-DT	1	07/06/2008	98.0	01/07/2008	AE Esp. Inspección superficie
MFB-565			DT-DT	1	03/11/2008	87.9	25/11/2008	DT Bombeo tomillo con diluyente
MFB-588	M1.3, MFB-15 (1)	10/12/2008	PD	1	03/12/2004	96.8	04/01/2005	RC Reemplazado 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		12/10/2008	98.0	18/10/2008	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-415			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 vaciamento
MFB-425			DT-DT		01/04/2009	5.0	02/04/2009	DT Bombeo tomillo 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 tomillo 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 Reemplazado en otro yac
MFB-452								
MFB-464	Aband razones económicas	01/06/1999						
MFB-473			PD-PD		27/12/2008	6.0	29/12/2008	PD Bombeo con diluyente
MFB-475	Trabajo work over	02/10/2003	DK-DK		18/01/2007	99.0	23/01/2007	WO Trabajo de work over
MFB-501	L3.4 MFB-54 (1)	23/07/2008	DT-DT		21/06/2002	98.0	15/07/2002	RC Reemplazado en otro yac
MFB-554	L3.4 MFB-54 (1)	05/07/2008	DT-DT		16/04/2005	79.4	29/04/2005	RC Reemplazado en otro yac
MFB-562	R0, MFB-205	01/09/2008	PD		16/11/2006	99.0	20/12/2006	A3 Aband alta rel. agua-petróleo
MFB-572			DT-NW		02/10/2000	99.0	15/07/2002	HW Relación alta agua-petróleo
MFB-576	R0, MFB-205	17/06/2008	DT-DT		12/02/2008	96.0	29/02/2008	RC Reemplazado en otro yac
MFB-580	M1.3, MFB-15 (1)	31/03/2009	DK-NW		13/11/2000	0.0	15/07/2002	RC Reemplazado en otro yac
MFB-584			DK-DK		18/12/2001	24.0	15/07/2002	AR Esperando repar. Mayor de subsuelo
MFB-590			DT-DT		15/05/2008	6.0	02/06/2008	WO Trabajo de work over

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

SUMARIO MENSUAL DE PRODUCCIÓN FEB/2009												
	Última producción fiscalizada por pozo/día						Producción hasta la fecha			Producción 02/2009		
POZO	Fecha	Petróleo limpio (bbl/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	06-99						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	06-99						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			
TOTAL							32360185	8413248	5053464	86190	46581	36586
Pozos activos en 02/09										27		

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

POZO	ESTACION	TIPO	ARE. / YAC	MÉTODO	CICLO	INYECCION TON.		CONVERSION INYECTOR			INYECCIÓN			CONVERSION PRODUCTOR			PROD FRIO		ACEPTADA
						PROG.	REAL	INICIO	FIN	T (DÍAS)	INICIO	FIN	T. DÍAS	INICIO	FIN	T (DÍAS)	FECHA	BPPD	
MFB-206		VERT	R3 MFB-205				2530	01/01/1994					10	01/03/1994					
MFB-205		VERT	R3 MFB-205			5000	4409	16/01/1994			28/01/1994	19/01/1994	18	01/02/1994					
MFB-466		HOR					4800	4879	24/07/1997				24	06/09/1997					
MFB-176		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			13	21/07/1998	23/07/1998				
MFB-484		HOR					6192	6829	01/07/1998				10	05/11/1998					
MFB-485		HOR					5000	3868	07/11/1998	09/11/1998			8	05/12/1998	09/12/1998				
MFB-478		HOR					4959	4489	15/06/1998	20/06/1998			9	20/07/1998	22/07/1998				
MFB-480		HOR					3254	3374	24/10/1998	26/10/1998			7	18/11/1998	20/11/1998				
MFB-607		HOR					5390	5886	13/05/1998				14	08/06/1998					
MFB-380						2500	2550	06/10/2000			34/10/2000	03/11/2000	12	06/12/2000					
MFB-482	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BM	I		5103	28-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-487	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-mar-00
MFB-466	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-00
MFB-463	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-482	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BCP	I		5181	07-abr-00	08-abr-00	2	26-abr-00	15-may-00	19	20-jun-00	25-jun-00	5	01-dic-99	222	02-ago-00
MFB-626	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-606	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-602	BARED-5	HOR	R3 MFB-205	BES	I		5008	08-jul-00	10-jul-00	2	16-jul-00	22-ago-00	12	22-ago-00	25-ago-00	3	01-may-00	140	01-oct-00
MFB-612	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-608	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-486	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-614	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-486	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-00	179	01-dic-00
MFB-366	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-603	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-366		HOR				5000	5125	25/08/2001	27/08/2001		02/09/2001	13/09/2001	10	12/10/2001	13/10/2001				
MFB-613	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-176	BARED-10	VERT	R3 MFB-205	BM	I		4400	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-486	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-688	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	21/08/2003	25/08/2003		29/08/2003	17/07/2003	18	01/08/2003					
MFB-602	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-486	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			01-dic-02	0	01-nov-03
MFB-489	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-481	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-468	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-03
MFB-688	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-467	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-418	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-463	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-683	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-380	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-366	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-686	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-366	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	11-abr-04	27	23-dic-04
MFB-626	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			
MFB-489	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-638	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-467	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BM	II	5000	5135	09-abr-05	13-abr-05	4	07-jun-05	21-jul-05	15	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-458	BARED-10	HOR	R3 MFB-205	BCP	II	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-06	90	15-jun-06
MFB-334	BARE-09	DESV	R3 MFB-205	BM	I	5000	5004	02-jun-04	04-jun-04	2	04-nov-06	28-nov-06	24	05-dic-06	07-dic-06	1210	OCLADA PER	135	21-dic-06
MFB-333	BARE-09	DESV	R3 MFB-205	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-06
MFB-626	BARE-10	HOR	R3 MFB-205	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	01-abr-05	24	27-ago-06
MFB-380	BARE-10	DESV	R3 MFB-205	BM	III	5000	5006	09-jun-07	12-jun-07	3	11-jul-07	20-ago-07	41	29-ago-07	02-sep-07	4	18-abr-05	48	25-sep-06
MFB-477	BARE-06	HOR	R3 MFB-205	BM	I	5000	5006	04-sep-07	12-sep-07	8	11-oct-07	02-nov-07	23	22-nov-07	23-nov-07	1	13-jul-07	112	29-dic-06
MFB-366	BARE-10	DESV	R3 MFB-205	BM	III	5000	3437	23-sep-07	26-sep-07	3	13-nov-07	28-oct-07	16	19-nov-07	25-oct-07	6	05-may-05	75	29-dic-06
MFB-628	BARE-10	HOR	R3 MFB-205	BM	II	5000	5005	25-oct-06	30-oct-06	5	23-nov-06	29-nov-06	6	13-ene-07	17-ene-07	4	01-dic-05	58	01-feb-07
MFB-441						5000	5024				05-ene-08	02-feb-08	22D+4Hrs						

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
TOTAL	27	23	16	4	3	926	16816	65420

DATOS OPERACIONALES

FO-JAVPS-004	PESADO OESTE				EXTRAPESADO					
POZO	MEL-86		MEL-66					MFB -610		
GENERADOR	VAP-14	VAP-16	VAP-18	VAP-	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(%)	37,6	100,0	88,7	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 DAÑADA	15,00
VAPOR-18	MEL-66	4.00	11.60	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

				INTERVALO DE ARENA COMPLETADO Pie (MD)					
POZO	GEOMETRIA	CICLO	ESPESOR	SUPERIOR	INFERIOR	ESPESOR	TONEL. INY.	TIEMPO INY	TIEMPO REM.
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
MFB-526	H	I	28	3.385	5.120	1.735	5002	14	31
MFB-526	H	II	28	3.385	5.120	1.735	5005	6	49

MFB-538	H	I	23	3.468	5.503	2.035	5004	23	13
MFB-563	H	I	25	3.428	4.574	1.146	5015	19	13
MFB-565	H	I	25	3.663	5.226	1.563	5023	15	31
MFB-588	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	188	188	28778	MEL-82
EXTRA PESADO	18	15	14	0	1	1	284	2186	73948	MFB-138
LIVIANO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
OROCUAL	4	0	0	0	0	0	602	3889	7011	
TOTAL	42	22	21	0	1	2	982	8270	110736	

DATOS OPERACIONALES

POZO	PESADO OESTE					EXTRA PESADO				OROCUAL		LIVIANO
GENERADOR	VAP-10	VAP-	VAP-	VAP-	VAP-	VAP-8	VAP-8	VAP-	VAP-	VAP-14	VAP -16	VAP -
TONS PROG	10000					5000				4000	6000	
TONS ACUM.	196					1443				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	28,2	87,6	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	PARO	HORA DE PARO	HORA DE SERVICIO	FECHA DE SERV	FALLA	TIEMPO
VAPOR-8	MFB-416	19:00		11/09/2003	BAJO NIVEL DE AGUA	17,00
VAPOR-8	MFB-416	14:00		11/09/2003	BAJA TEMPERATURA DE SALIDA DE VAPOR	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: 20/08/2003

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	602	2884	32488	MEL-82/MEL-134
EXTRA PESADO	18	15	14	0	1	1	188	4044	76806	MFB-138
LIVIANO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
OROCUAL	4	0	0	0	0	0	229	6293	8416	
TOTAL	42	23	21	0	2	3	829	13221	117688	

DATOS OPERACIONALES

POZO	PESADO OESTE				EXTRA PESADO				OROCUAL		LIVIANO
GENERADOR	MEL-201				MFB-418				ORC-20		ORS-
TONS PROG	VAP-10	VAP-17	VAP-	VAP-	VAP-	VAP-8	VAP-	VAP-	VAP-14	VAP -	VAP -
TONS ACUM.	8600				6000				4000		
TONS /DIA	251				198				229		
GLS x MIN	46				46				42		
CALIDAD (%)	80				80				80		
PH ENTRADA	7,1				7,1				6,9		
PH SALIDA	9,3				9,5				10,6		
PPM DE CLORURO ENTRADA	3				34				190		
PPM DE CLORURO SALIDA	15				170				950		
TIEMPO PERDIDO (HR)	0				5				0		
TIEMPO PERDIDO ACU	40				73				5		
HORAS TRABAJADAS ACU	94,5				272				318,5		
DISPONIBILIDAD/DIARIA(%)	100,0				78,2				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				200				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-418	16:00			FALLA CONTROLADOR DE LLAMA	
VAPOR-8	MFB-418		16:10	19/03/2003	DISPONIBLE	

UNIDAD	POZOS REALIZADOS	CANTIDAD
PESADO OESTE	MEL-102/137/166/164/153/179	
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
MFB-525	H	II	1.724,00	5007	23	21	217,70	2,90
MFB-526	H	II	1.735,00	5005	6	49	834,17	2,88
MFB-485	H	III	1.884,00	5003	18	28	277,94	2,66

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

	GRUPO	PERIODO DE PRODUCCIÓN											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I CICLO, V.D. TONELADAS (ton)	MPB-205	837.23	448.02	307.23	345.37	334.21	303.47	292.80	310.13	291.27	274.77	300.70	279.24
	MPB-332	102.32	84.03	83.81	85.30	45.23	45.58	52.18	39.55	26.37	25.74	25.05	26.24
	MPB-313	486.87	386.10	304.00	253.50	200.06	129.70	100.81	105.00	101.25	78.90	87.70	82.48
	MPB-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
	MPB-365	153.23	132.10	96.54	85.89	49.00	52.00	54.00	55.77	57.51	52.13	53.52	54.98
	PROMEDIO	310.13	243.00	207.62	172.68	138.24	111.30	102.31	104.40	87.62	88.88	81.62	87.37
	ECUACION	$y = 370.04e-0.1844x$						$y = 162.38e-0.0663x$					
	MODELO 1	304.88	260.84	206.62	170.04	140.00	116.54	110.27	104.33	88.72	83.41	88.38	83.63
	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MPB-175	418.58	353.13	102.00	130.74	110.00	114.18	93.47	101.00	109.58	96.39	103.68	113.43
I CICLO, V.D. TASA DE INYECCIÓN (ton/día)	MPB-333	139.67	130.03	128.46	130.53	128.52	130.53	125.98	112.87	83.71	67.06	70.90	88.35
	MPB-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	288.68	244.76	168.87	118.38	105.88	105.87	87.07	85.29	80.33	78.89	83.06	84.63
	ECUACION	$y = 428.0e-0.3207x$						$y = 137.11e-0.0481x$					
	MODELO 2	311.30	225.88	183.82	118.84	108.88	103.88	89.30	84.82	80.65	88.47	82.58	78.86
	3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MPB-332	102.32	84.03	83.81	85.30	45.23	45.58	52.18	39.55	26.37	25.74	25.05	26.24
	MPB-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
	MPB-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	172.86	128.48	88.35	83.72	48.07	45.23	40.43	38.33	38.89	38.76	37.43
I CICLO, V.D. TONELAJE INYECTADO (ton/día)	ECUACION	$y = 302.33e-0.2983x$						$y = 78.132e-0.0882x$					
	MODELO 3	224.80	187.16	124.29	92.42	88.72	60.67	47.23	44.12	41.21	38.49	35.98	33.68
	4	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MPB-175	418.58	353.13	102.00	130.74	110.00	114.18	93.47	101.00	109.58	96.39	103.68	113.43
	MPB-205	837.23	448.02	307.23	345.37	334.21	303.47	292.80	310.13	291.27	274.77	300.70	279.24
	MPB-333	139.67	130.03	128.46	130.53	128.52	130.53	125.98	112.87	83.71	67.06	70.90	88.35
	PROMEDIO	388.48	310.70	238.63	202.21	181.21	182.72	170.76	174.97	181.62	148.08	168.43	163.88
	ECUACION	$y = 483.96e-0.2285x$						$y = 227.48e-0.0381x$					
	MODELO 4	382.88	312.13	248.13	187.24	188.80	189.90	183.18	178.87	170.40	164.38	168.63	162.81
	5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I CICLO, V.D. TONELAJE INYECTADO (ton/día)	MPB-313	486.87	386.10	304.00	253.50	200.06	129.70	100.81	105.00	101.25	78.90	87.70	82.48
	MPB-365	153.23	132.10	96.54	85.89	49.00	52.00	54.00	55.77	57.51	52.13	53.52	54.98
	PROMEDIO	310.06	248.16	200.27	169.70	124.63	90.86	77.40	80.84	78.63	85.62	80.81	68.73
	ECUACION	$y = 391.98e-0.2288x$						$y = 170.85e-0.0829x$					
	MODELO 5	312.40	248.88	188.44	168.18	128.06	87.86	88.17	81.28	74.06	87.48	81.48	68.04
	6	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MPB-205	837.23	448.02	307.23	345.37	334.21	303.47	292.80	310.13	291.27	274.77	300.70	279.24
	MPB-332	102.32	84.03	83.81	85.30	45.23	45.58	52.18	39.55	26.37	25.74	25.05	26.24
	MPB-333	139.67	130.03	128.46	130.53	128.52	130.53	125.98	112.87	83.71	67.06	70.90	88.35
	MPB-365	153.23	132.10	96.54	85.89	49.00	52.00	54.00	55.77	57.51	52.13	53.52	54.98
I CICLO, V.D. DÍAS DE REMOJO, (día)	PROMEDIO	288.88	232.44	202.01	172.12	161.40	132.28	126.16	124.85	112.08	98.72	103.67	98.88
	ECUACION	$y = 338.84e-0.1887x$						$y = 184.43e-0.0686x$					
	MODELO 6	288.80	242.84	205.68	173.99	147.28	138.08	128.20	120.79	113.81	107.24	101.06	95.21
	7	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MPB-175	418.58	353.13	102.00	130.74	110.00	114.18	93.47	101.00	109.58	96.39	103.68	113.43
	MPB-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
	MPB-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	318.80	282.35	185.85	120.18	85.81	70.93	68.98	81.21	68.08	80.44	82.98	85.48
	ECUACION	$y = 471.00e-0.3388x$						$y = 88.61e-0.0277x$					
	MODELO 7	335.31	238.71	188.94	120.88	88.13	70.72	68.78	88.81	65.08	83.31	81.68	68.88
I CICLO, V.D. DÍAS DE REMOJO, (día)	8	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MPB-205	837.23	448.02	307.23	345.37	334.21	303.47	292.80	310.13	291.27	274.77	300.70	279.24
	MPB-332	102.32	84.03	83.81	85.30	45.23	45.58	52.18	39.55	26.37	25.74	25.05	26.24
	MPB-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	380.12	281.84	208.88	168.18	162.68	140.86	138.82	140.28	131.78	124.67	133.44	126.87
	ECUACION	$y = 418.88e-0.2164x$						$y = 186.41e-0.0231x$					
	MODELO 8	337.78	272.33	218.68	177.01	142.71	144.00	140.71	137.60	134.38	131.29	128.29	125.38
	9	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MPB-313	486.87	386.10	304.00	253.50	200.06	129.70	100.81	105.00	101.25	78.90	87.70	82.48
	MPB-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
I CICLO, V.D. DÍAS DE REMOJO, (día)	PROMEDIO	328.84	274.47	230.01	193.17	133.87	77.72	68.27	68.27	68.06	46.32	38.17	38.70
	ECUACION	$y = 483.82e-0.2728x$						$y = 144.66e-0.1163x$					
	MODELO 9	388.23	280.37	213.47	182.64	123.76	84.23	84.64	67.61	61.34	46.88	40.88	38.28
	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MPB-175	418.58	353.13	102.00	130.74	110.00	114.18	93.47	101.00	109.58	96.39	103.68	113.43
	MPB-333	139.67	130.03	128.46	130.53	128.52	130.53	125.98	112.87	83.71	67.06	70.90	88.35
	MPB-365	153.23	132.10	96.54	85.89	49.00	52.00	54.00	55.77	57.51	52.13	53.52	54.98
	PROMEDIO	237.18	205.12	138.30	108.05	88.14	88.80	81.16	80.18	83.70	71.88	78.03	78.82
	ECUACION	$y = 307.64e-0.2438x$						$y = 121.46e-0.0416x$					
	MODELO 10	241.00	188.88	148.00	115.88	90.88	84.88	80.83	87.14	83.80	80.20	78.84	78.81

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

GRUPO		PERIODO DE PRODUCCIÓN											
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
	ECUACION	$y = 317,03e-0,1945x$						$y = 134,65e-0,0357x$					
	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
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
	ECUACION	$y = 561,22e-0,2713x$						$y = 145,55e-0,0496x$					
	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
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
	ECUACION	$y = 317,03e-0,1945x$						$y = 134,65e-0,0357x$					
	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
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
	ECUACION	$y = 1076,5e-0,3472x$						$y = 306,43e-0,1613x$					
	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
II CICLO, V-D, DIAS DE REMOJO (día)	19	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	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
	ECUACION	$y = 307,59e-0,1828x$						$y = 140,02e-0,052x$					
	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
	ECUACION	$y = 143,91e-0,0992x$						$y = 91,167e-0,0233x$					
	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 C.3 Pozos Horizontales con I Ciclo de IAV.

GRUPO	PERIODO DE PRODUCCIÓN											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFE-416	240.33	181.43	150.00	151.43	145.81	144.88	133.29	129.00	129.65	118.83	110.06	97.83
MFE-485	437.01	385.20	315.20	275.19	248.05	207.58	193.73	193.73	177.45	150.88	140.93	140.93
MFE-490	403.38	370.00	308.28	254.00	239.93	251.38	250.48	235.40	248.70	243.20	228.97	220.03
PROMEDIO	380.24	288.88	257.83	226.87	210.63	201.21	182.48	188.07	185.27	170.80	168.89	162.88
ECUACIÓN	$y = 388.48e-0.135x$						$y = 285.13e-0.0448x$					
MODELO	348.14	304.18	265.78	232.20	202.88	202.88	184.03	185.67	177.47	169.73	162.33	155.25
21	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFE-455	131.00	86.00	84.57	50.90	42.00	30.00	24.19	22.00	17.00	9.00	8.00	5.00
MFE-476	973.41	773.41	400.91	317.97	262.88	244.90	217.30	217.29	230.90	214.03	250.94	214.03
MFE-481	647.71	508.29	420.87	377.87	378.13	397.00	388.10	398.19	381.13	380.00	334.77	305.73
MFE-588	256.78	250.45	216.71	153.57	115.94	100.06	74.00	58.17	58.13	50.28	46.71	48.00
PROMEDIO	602.22	404.64	276.78	226.08	207.24	182.89	175.90	185.81	188.78	168.32	160.11	142.89
ECUACIÓN	$y = 873.3e-0.2781x$						$y = 283.54e-0.0508x$					
MODELO	509.33	386.28	291.48	220.48	204.43	184.30	184.88	175.63	188.83	168.67	160.72	143.25
22	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFE-411	803.29	835.03	306.18	199.50	171.74	185.48	198.41	187.28	193.82	138.10	89.83	114.98
MFE-453	483.47	267.18	198.81	178.25	175.77	188.81	141.42	130.10	128.94	95.81	82.18	81.58
MFE-456	342.81	338.32	248.40	220.42	237.06	228.89	251.55	229.77	238.95	218.32	218.90	199.42
MFE-457	278.70	240.97	224.00	190.64	138.32	138.28	134.10	125.61	134.48	129.43	124.96	124.96
MFE-459	315.41	279.83	228.19	189.77	154.93	153.32	148.17	143.58	150.52	107.49	110.28	118.58
MFE-477	236.00	184.00	131.00	122.60	124.06	135.39	116.88	118.35	121.18	133.10	137.81	108.45
MFE-485	755.85	582.30	537.00	506.57	482.23	451.77	388.42	371.56	351.94	384.38	320.02	328.01
MFE-496	369.80	332.64	280.10	179.57	188.52	178.75	172.35	171.80	195.10	205.48	103.50	157.73
MFE-497	833.97	456.00	377.00	355.00	310.06	314.00	298.71	295.00	275.00	273.00	215.00	203.22
MFE-499	170.80	155.18	157.34	134.18	131.00	130.32	100.20	105.00	125.52	144.13	120.50	110.02
MFE-502	412.78	368.90	313.03	279.88	254.93	222.84	173.84	173.00	200.00	197.01	200.00	161.00
MFE-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
MFE-514	299.35	290.14	227.77	220.67	201.40	176.23	188.08	189.99	170.43	177.97	155.61	132.80
MFE-526	504.97	350.00	250.70	204.27	158.17	143.58	150.52	142.97	146.11	160.37	148.97	148.08
MFE-538	357.95	282.07	237.68	227.87	230.61	209.54	208.55	218.00	212.29	197.00	192.67	198.87
MFE-563	236.48	225.52	188.50	189.37	176.35	174.13	171.73	187.78	177.03	180.32	172.17	156.28
MFE-565	290.33	188.87	102.47	75.26	74.55	61.83	61.55	64.64	80.44	95.66	95.49	83.03
PROMEDIO	431.87	321.89	251.02	218.11	199.89	181.38	181.28	179.40	179.84	172.85	162.66	147.82
ECUACIÓN	$y = 626.81e-0.2326x$						$y = 251.38e-0.0426x$					
MODELO	417.80	330.87	282.31	207.88	203.28	184.80	188.88	178.82	171.48	164.34	167.61	160.95
23	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFE-441	389.00	358.45	299.33	284.97	259.80	246.81	221.03	201.39	173.00	178.54	185.10	167.03
MFE-462	572.28	491.16	403.48	274.10	201.60	185.58	150.90	136.17	139.77	140.61	125.78	124.18
MFE-492	431.80	373.62	352.19	317.36	259.71	200.38	151.59	136.01	142.06	124.18	100.33	95.28
MFE-503	670.83	335.77	244.87	214.00	198.77	212.90	223.81	233.51	237.70	212.51	180.22	168.00
MFE-509	351.85	241.11	229.50	230.04	214.84	193.77	201.36	187.13	181.48	180.32	171.37	157.48
MFE-512	340.42	335.93	283.73	288.59	238.06	196.58	181.90	145.20	151.68	132.61	116.77	124.93
MFE-528	397.77	190.03	123.41	105.28	103.19	95.42	98.75	109.30	113.42	102.33	94.00	89.03
PROMEDIO	460.83	328.04	278.81	238.81	210.82	187.82	172.77	164.12	182.73	163.02	140.37	132.27
ECUACIÓN	$y = 608.42e-0.1858x$						$y = 273.84e-0.0806x$					
MODELO	418.88	348.70	290.22	241.64	201.02	190.45	179.27	168.75	168.84	148.62	140.74	132.48
24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFE-480	482.90	444.67	438.90	431.90	416.00	380.00	332.15	280.00	218.00	190.00	178.00	172.00
MFE-484	474.71	409.81	367.30	328.00	280.03	261.23	278.68	267.80	237.28	232.47	232.71	222.40
MFE-491	297.53	257.23	239.13	231.38	232.55	210.07	174.29	156.93	140.97	117.23	114.94	118.45
MFE-507	859.50	449.90	308.71	252.33	203.88	201.79	217.87	215.80	158.87	140.17	130.00	122.83
PROMEDIO	528.88	380.35	337.51	310.80	283.08	258.27	250.26	225.03	188.77	169.87	163.91	158.82
ECUACIÓN	$y = 682.28e-0.1477x$						$y = 450.08e-0.0811x$					
MODELO	485.03	418.43	380.88	311.41	288.86	280.68	237.88	217.18	198.26	180.89	165.23	160.84
25	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFE-416	240.33	181.43	150.00	151.43	145.81	144.88	133.29	129.00	129.65	118.83	110.06	97.83
MFE-455	131.00	86.00	84.57	50.90	42.00	30.00	24.19	22.00	17.00	9.00	8.00	5.00
MFE-477	236.00	184.00	131.00	122.60	124.06	135.39	116.88	118.35	121.18	133.10	137.81	108.45
MFE-538	357.95	282.07	237.68	227.87	230.61	209.54	208.55	218.00	212.29	197.00	192.67	198.87
PROMEDIO	241.32	173.87	146.81	138.20	135.67	129.80	120.18	121.84	120.03	114.48	111.83	102.48
ECUACIÓN	$y = 270.28e-0.1846x$						$y = 168.8e-0.0338x$					
MODELO 25	224.76	188.89	165.40	129.22	134.04	129.67	126.26	121.08	117.04	113.14	109.37	105.73
26	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFE-430	482.90	444.67	438.90	431.90	416.00	380.00	332.15	280.00	218.00	190.00	178.00	172.00
MFE-462	572.28	491.16	403.48	274.10	201.60	185.58	150.90	136.17	139.77	140.61	125.78	124.18
MFE-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
MFE-563	236.48	225.52	188.50	189.37	176.35	174.13	171.73	187.78	177.03	180.32	172.17	156.28
PROMEDIO	480.78	388.08	327.01	278.88	247.01	225.43	215.07	184.88	189.24	168.01	148.08	133.78
ECUACIÓN	$y = 605.02e-0.1408x$						$y = 385.88e-0.081x$					
MODELO 26	438.86	381.00	330.83	287.44	248.88	218.85	208.42	181.21	174.68	168.38	146.63	132.87
GRUPO	PERIODO DE PRODUCCIÓN											
27	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFE-457	278.70	240.97	224.00	190.64	138.32	138.28	134.10	125.61	134.48	129.43	124.96	124.96
MFE-481	647.71	508.29	420.87	377.87	378.13	397.00	388.10	398.19	381.13	380.00	334.77	305.73
MFE-565	290.33	188.87	102.47	75.26	74.55	61.83	61.55	64.64	80.44	95.66	95.49	83.03
PROMEDIO	405.58	312.71	248.11	214.69	188.33	189.04	184.68	185.48	185.02	185.03	185.07	171.24
ECUACIÓN	$y = 488.8e-0.2137x$						$y = 223.68e-0.0188x$					
MODELO 27	386.40	318.32	267.88	208.28	203.72	189.97	188.28	182.87	188.12	185.83	182.21	178.86

Tabla C.3. Continuación.

GRUPO	PERIODO DE PRODUCCIÓN											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
28	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-459	315.41	279.83	228.19	189.77	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	223.61	233.51	237.70	212.51	180.22	188.00
MFB-526	504.97	350.00	250.70	204.27	158.17	143.58	150.52	142.97	140.11	180.37	148.97	148.05
PROMEDIO	608.84	381.03	299.98	266.19	246.33	234.33	218.84	208.71	208.06	182.38	174.88	178.21
ECUACION	$y = 683.7e-0.214x$						$y = 318.62e-0.0618x$					
MODELO 28	478.32	388.88	312.43	262.24	246.88	234.44	222.86	211.48	200.82	180.72	181.13	172.02
29	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-441	380.00	358.45	296.33	264.97	259.60	246.61	221.03	201.39	173.00	178.54	185.10	187.03
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	181.00
MFB-507	859.50	440.90	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	181.90	145.20	151.68	132.61	118.77	124.93
MFB-514	290.35	290.14	227.77	220.87	201.40	178.23	168.08	169.99	170.43	177.97	155.81	132.80
MFB-538	256.78	250.45	216.71	155.57	115.94	100.08	74.00	58.17	58.15	50.26	48.71	48.00
PROMEDIO	443.80	368.84	286.80	248.42	223.36	200.48	181.80	176.05	172.97	164.28	168.81	144.62
ECUACION	$y = 616.81e-0.1771x$						$y = 378.81e-0.0638x$					
MODELO 29	431.92	381.82	303.10	263.80	212.88	201.83	181.06	181.02	171.62	162.62	163.98	145.81
30	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-412	603.29	635.93	306.16	190.50	171.74	165.48	196.41	187.26	193.82	138.10	86.83	114.96
MFB-453	483.47	267.18	198.81	178.25	175.77	168.61	141.42	130.10	128.94	95.61	82.19	81.55
MFB-496	369.80	332.54	260.10	179.57	186.52	178.75	172.35	171.60	165.10	205.48	193.50	157.73
MFB-497	833.97	456.00	317.00	355.00	310.06	314.00	268.71	265.00	275.00	273.00	216.42	203.22
MFB-499	351.85	241.11	228.50	230.04	214.84	193.77	201.38	187.13	181.48	180.32	171.37	157.49
MFB-525	387.77	190.03	123.21	105.29	103.19	95.42	98.78	109.39	113.42	102.35	94.00	89.02
PROMEDIO	566.02	363.80	248.13	207.94	189.68	188.04	184.60	180.08	180.98	166.81	126.48	134.00
ECUACION	$y = 723.97e-0.3286x$						$y = 286.98e-0.0562x$					
MODELO 30	620.88	374.48	289.33	193.71	201.84	181.00	180.74	171.03	181.86	163.18	144.93	137.16
31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-484	474.71	409.61	387.30	328.00	280.03	281.23	276.88	287.80	237.26	232.47	232.71	222.40
PROMEDIO	474.71	409.61	387.30	328.00	280.03	281.23	276.88	287.80	237.26	232.47	232.71	222.40
ECUACION	$y = 638.87e-0.1278x$						$y = 333.67e-0.0387x$					
MODELO 31	472.48	416.78	386.80	322.00	283.37	272.60	268.47	264.74	248.30	238.14	230.26	222.82
32	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-477	236.00	164.00	131.00	122.80	124.06	135.39	116.88	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	386.19	361.13	380.00	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	482.23	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
PROMEDIO	488.88	380.37	328.36	302.02	288.22	270.28	268.30	263.67	244.80	241.03	226.24	216.40
ECUACION	$y = 648.38e-0.168x$						$y = 348e-0.0388x$					
MODELO 32	488.63	388.34	340.13	290.42	286.82	274.80	284.30	264.12	244.33	234.91	226.88	217.16
33	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-412	603.29	635.93	306.16	190.50	171.74	165.48	196.41	187.26	193.82	138.10	86.83	114.96
MFB-416	240.33	181.43	150.00	151.43	145.61	144.66	133.29	129.00	129.85	118.83	110.06	97.83
MFB-455	131.00	86.00	64.57	50.90	42.00	30.00	24.19	22.00	17.00	9.00	8.00	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	165.10	205.48	193.50	157.73
MFB-497	833.97	456.00	317.00	355.00	310.06	314.00	268.71	265.00	275.00	273.00	216.42	203.22
MFB-502	670.63	335.77	244.87	214.00	198.77	212.90	223.61	233.51	237.70	212.51	180.22	188.00
MFB-506	548.50	310.07	279.18	220.07	194.10	202.04	205.49	195.58	142.14	121.11	128.42	82.73
MFB-509	351.85	241.11	228.50	230.04	214.84	193.77	201.38	187.13	181.48	180.32	171.37	157.49
MFB-512	340.42	305.93	283.73	266.59	238.06	196.58	181.90	145.20	151.68	132.61	118.77	124.93
MFB-514	290.35	290.14	227.77	220.87	201.40	178.23	168.08	169.99	170.43	177.97	155.81	132.80
MFB-525	387.77	190.03	123.21	105.29	103.19	95.42	98.78	109.39	113.42	102.35	94.00	89.02
MFB-536	504.97	350.00	250.70	204.27	158.17	143.58	150.52	142.97	140.11	180.37	148.97	148.05
PROMEDIO	483.32	348.88	268.88	219.18	199.83	188.08	181.48	178.70	178.07	164.48	144.18	138.14
ECUACION	$y = 808.08e-0.2874x$						$y = 283.82e-0.0617x$					
MODELO 33	466.40	368.21	272.83	208.66	203.80	183.63	183.78	174.62	166.73	167.38	148.46	141.82
34	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-430	482.80	444.67	438.90	431.90	418.00	390.00	332.15	280.00	218.00	190.00	178.00	172.00
MFB-441	380.00	358.45	296.33	264.97	259.60	246.61	221.03	201.39	173.00	178.54	185.10	187.03
GRUPO	PERIODO DE PRODUCCIÓN											
MFB-459	315.41	279.83	228.19	189.77	154.93	153.32	148.17	143.58	150.52	107.49	110.26	118.55
MFB-462	572.28	491.16	403.46	274.10	201.80	165.56	150.90	136.17	139.77	140.61	125.78	124.18
MFB-484	474.71	409.61	387.30	328.00	280.03	281.23	276.88	287.80	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	181.00
MFB-507	859.50	440.90	306.71	252.33	203.68	201.79	217.87	215.60	158.87	140.17	130.00	122.83
MFB-505	290.33	188.87	102.47	75.26	74.55	81.83	81.55	84.64	89.44	95.66	95.46	83.03
PROMEDIO	427.40	340.38	285.38	244.17	220.89	201.38	186.87	172.38	163.33	164.33	149.28	139.96
ECUACION	$y = 484.61e-0.1862x$						$y = 289.28e-0.0881x$					
MODELO 34	410.73	348.18	285.17	260.22	212.12	200.83	188.66	177.02	168.18	168.03	148.48	137.63

Tabla C3. Continuación.

GRUPO		PERIODO DE PRODUCCIÓN											
I CICLO H. DÍAS DE REMOJO (días)	35	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-453	483.47	267.18	198.81	178.25	175.77	168.81	141.42	130.10	126.94	95.81	82.19	81.55
	MFB-563	236.46	225.52	188.50	189.37	178.35	174.13	171.73	167.76	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	48.71	48.00
	PROMEDIO	328.56	247.71	201.34	173.73	168.02	147.87	129.05	125.34	120.70	108.73	100.38	94.80
	ECUACIÓN	$y = 368.66e-0.1832x$						$y = 222.01e-0.0712x$					
	MODELO 35	307.88	268.18	213.30	177.58	147.88	144.82	134.87	126.80	118.97	108.83	101.45	94.47
	36	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-457	278.70	240.07	224.00	190.64	156.31	138.28	134.10	125.61	134.48	129.43	124.96	124.96
	PROMEDIO	278.70	240.87	224.50	190.84	158.31	138.28	134.10	125.61	134.48	129.43	124.96	124.96
	ECUACIÓN	$y = 324.73e-0.1391x$						$y = 184.8e-0.0261x$					
	MODELO 36	282.58	246.87	213.84	186.16	161.88	141.86	138.33	134.90	131.68	128.30	126.12	122.01
II CICLO H. DÍAS DE REMOJO (días)	37	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-481	647.71	508.29	420.87	377.87	378.13	397.00	388.10	386.19	361.13	380.00	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	856.50	448.00	306.71	252.33	203.68	201.79	217.87	215.60	158.87	140.17	130.00	122.83
	PROMEDIO	638.86	442.73	345.28	284.73	273.81	283.38	285.48	272.43	268.23	247.78	231.26	218.20
	ECUACIÓN	$y = 780.66e-0.266x$						$y = 346.84e-0.0364x$					
	MODELO 37	604.28	487.78	382.13	280.34	280.41	280.31	270.68	281.15	262.08	243.30	234.84	228.87
	38	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-453	483.47	267.18	198.81	178.25	175.77	168.81	141.42	130.10	126.94	95.81	82.19	81.55
	MFB-457	278.70	240.07	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	189.77	154.93	153.30	148.17	143.58	150.52	107.46	110.26	118.55
	MFB-484	474.71	409.61	367.30	328.00	280.03	281.23	276.88	267.60	257.28	232.47	232.71	222.40
	MFB-485	437.01	385.20	315.20	275.19	246.05	207.58	193.73	193.73	177.45	150.88	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	208.55	218.00	212.26	197.00	162.87	198.87
	MFB-563	236.46	225.52	188.50	189.37	178.35	174.13	171.73	167.76	177.03	180.32	172.17	156.26
	PROMEDIO	413.13	309.28	263.88	238.38	218.07	204.11	193.71	190.82	181.33	164.80	163.88	161.68
	ECUACIÓN	$y = 446.88e-0.1638x$						$y = 284.91e-0.0534x$					
	MODELO 38	382.30	327.80	281.07	241.00	208.86	208.80	198.06	185.88	178.18	167.03	168.34	160.11
III CICLO H. DÍAS DE REMOJO (días)	39	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-455	131.00	86.00	64.57	50.00	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	250.90	214.03	252.94	214.03
	MFB-477	236.00	164.00	131.00	122.60	124.06	135.39	116.88	118.95	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	109.35	95.26
	MFB-509	351.85	241.11	229.50	230.04	214.64	193.77	201.38	187.13	181.48	180.32	171.37	157.40
	PROMEDIO	411.11	329.44	237.78	209.88	195.09	171.89	180.44	161.78	165.28	148.48	148.38	129.84
	ECUACIÓN	$y = 476.35e-0.1842x$						$y = 228.86e-0.0462x$					
	MODELO 39	391.43	322.34	266.45	218.68	180.01	175.25	167.61	160.10	163.03	148.27	139.80	133.82
	40	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-416	240.33	181.43	150.00	151.43	145.61	144.66	133.29	120.00	129.85	118.83	110.06	97.83
	MFB-502	412.78	368.00	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	181.90	145.20	151.88	132.61	116.77	124.93
	PROMEDIO	331.18	278.75	248.82	232.83	212.87	188.03	168.34	149.07	180.44	148.48	142.28	127.85
	ECUACIÓN	$y = 364.31e-0.1068x$						$y = 234.7e-0.048x$					
	MODELO 40	318.71	286.88	267.87	231.86	208.86	187.88	167.72	168.88	162.37	145.23	138.42	131.83
	41	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-412	693.29	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	508.57	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	146.11	180.37	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	624.77	382.48	270.73	223.86	188.64	188.80	179.02	174.28	181.88	180.62	164.36	168.81
	ECUACIÓN	$y = 686.77e-0.28x$						$y = 243.86e-0.0374x$					
	MODELO 41	613.14	383.88	287.30	214.88	202.36	184.82	187.77	180.87	174.23	167.84	161.88	166.74
IV CICLO H. DÍAS DE REMOJO (días)	42	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-441	389.00	358.45	299.33	264.07	259.60	248.61	221.03	201.30	173.00	178.54	185.10	187.03
	MFB-462	572.28	491.16	403.46	274.10	201.60	185.56	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	310.07	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	100.39	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	48.71	48.00
	PROMEDIO	472.48	322.81	261.13	206.33	178.87	170.43	162.33	166.70	144.03	134.23	123.37	112.83
	ECUACIÓN	$y = 682.42e-0.2712x$						$y = 282.31e-0.0684x$					
	MODELO 42	461.70	344.40	282.80	200.22	188.33	174.01	182.61	161.78	141.73	132.38	123.81	115.44
	43	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-430	482.90	444.67	436.90	431.90	416.00	368.00	332.15	268.00	218.00	190.00	178.00	172.00
V CICLO H. DÍAS DE REMOJO (días)	MFB-488	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-614	299.35	290.14	227.77	220.67	201.40	176.23	168.08	189.99	170.43	177.97	155.61	132.80
	PROMEDIO	384.02	355.78	308.26	277.38	267.97	238.33	224.19	207.20	194.51	191.15	145.70	154.18
	ECUACIÓN	$y = 412.62e-0.0886x$						$y = 426.43e-0.088x$					
	MODELO 43	377.58	346.80	318.33	289.64	286.01	242.67	222.02	203.22	183.16	178.88	161.88	148.33

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

	GRUPO	PERIODO DE PRODUCCION											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
II CICLO, H. TONELADAS (ton)	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	74,60	70,24	67,39	66,87	61,03	60,39	58,37
	ECUACION	y = 369,77e-0,2838x						y = 89,483e-0,0481x					
	MODELO 44	270,88	203,86	163,68	116,61	87,06	76,46	72,06	68,61	66,71	62,76	60,82	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	184,97	172,10	169,32	153,00
	MFB-456	527,32	452,74	400,83	360,89	338,47	290,48	251,68	233,73	200,31	206,65	188,53	180,33
	MFB-499	327,26	298,57	266,52	265,53	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-528	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	79,25	68,77	70,25	70,25
	PROMEDIO	278,13	241,26	216,33	189,83	189,84	179,02	183,19	161,44	149,48	149,80	147,78	139,44
ECUACION	y = 290,87e-0,0862x						y = 216,68e-0,0366x						
MODELO 45	288,86	244,81	224,69	206,04	189,02	173,41	187,06	161,08	155,29	148,72	144,38	138,16	
II CICLO, H. TASA DE INYECCION (ton/dia)	46	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-453	340,27	294,18	238,45	185,25	151,58	96,90	92,90	71,74	66,33	65,74	63,90	52,82
	MFB-457	303,25	282,00	250,93	220,30	146,00	89,98	72,34	76,42	59,76	49,61	47,00	37,29
	MFB-498	310,20	293,27	268,55	254,64	247,00	238,50	220,52	220,36	217,49	212,56	206,48	198,48
	PROMEDIO	317,90	289,81	262,84	220,16	174,88	141,78	128,66	122,84	114,63	109,30	106,79	96,48
	ECUACION	y = 398,08e-0,1626x						y = 199,86e-0,0806x					
	MODELO 46	338,86	286,13	243,19	208,69	176,88	148,31	130,82	123,24	118,00	109,19	102,78	96,76
	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	184,97	172,10	169,32	153,00
	MFB-456	527,32	452,74	400,83	360,89	338,47	290,48	251,68	233,73	200,31	206,65	188,53	180,33
	MFB-499	327,26	298,57	266,52	265,53	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-528	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	200,81	169,11	138,90	119,34	108,48	106,26	101,78	86,91	88,16	86,48	87,81	
ECUACION	y = 278,44e-0,1722x						y = 137,78e-0,0364x						
MODELO 47	235,24	186,02	168,70	140,33	118,13	110,76	106,79	102,87	89,29	86,74	82,32	89,02	
II CICLO, H. TASA DE INYECCION (ton/dia)	48	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-456	527,32	452,74	400,83	360,89	338,47	290,48	251,68	233,73	200,31	206,65	188,53	180,33
	MFB-457	303,25	282,00	250,93	220,30	146,00	89,98	72,34	76,42	59,76	49,61	47,00	37,29
	MFB-498	310,20	293,27	268,55	254,64	247,00	238,50	220,52	220,36	217,49	212,56	206,48	198,48
	MFB-499	327,26	298,57	266,52	265,53	276,50	287,09	280,00	275,00	262,00	260,00	275,00	258,00
	PROMEDIO	387,01	381,86	306,21	280,42	261,89	226,61	201,11	201,38	187,14	182,20	179,26	188,03
	ECUACION	y = 404,68e-0,0965x						y = 283,81e-0,0438x					
	MODELO 48	387,81	334,67	304,26	276,88	261,80	228,80	208,84	189,89	181,42	183,21	176,38	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	79,25	68,77	70,25	70,25
	ECUACION	y = 284,22e-0,1288x						y = 173,6e-0,0821x					
	MODELO 49	232,29	204,22	179,54	167,84	138,77	122,00	107,26	88,88	82,87	78,34	70,32	64,78
	II CICLO, H. TONELA E INYECTADO (ton/ton)	50	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
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	184,97	172,10	169,32	153,00
MFB-456		527,32	452,74	400,83	360,89	338,47	290,48	251,68	233,73	200,31	206,65	188,53	180,33
MFB-498		310,20	293,27	268,55	254,64	247,00	238,50	220,52	220,36	217,49	212,56	206,48	198,48
MFB-528		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	79,25	68,77	70,25	70,25
PROMEDIO		279,29	248,00	216,43	182,68	178,18	164,72	147,07	144,98	134,62	131,28	129,87	120,89
ECUACION		y = 303,81e-0,1062x						y = 198,38e-0,0403x					
MODELO 50		273,29	246,00	221,44	199,33	179,42	161,61	146,38	142,27	138,86	131,26	128,07	121,09
51		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MFB-453		340,27	294,18	238,45	185,25	151,58	96,90	92,90	71,74	66,33	65,74	63,90	52,82
MFB-499		327,26	298,57	266,52	265,53	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	261,26	222,78	201,09	179,86	165,22	160,13	162,78	148,82	160,38	161,91	139,88	
ECUACION	y = 333,61e-0,1288x						y = 185,68e-0,0273x						
MODELO 51	293,28	267,87	228,78	189,39	175,33	166,04	161,67	157,22	152,88	148,88	144,86	140,96	
II CICLO, H. TONELA E INYECTADO (ton/ton)	62	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	72,34	76,42	59,76	49,61	47,00	37,29
	PROMEDIO	303,25	282,00	240,93	200,30	146,00	99,98	72,34	76,42	59,76	49,61	47,00	37,29
	ECUACION	y = 427,84e-0,2202x						y = 238,06e-0,1618x					
	MODELO 52	343,38	276,60	221,06	177,38	142,31	114,18	81,67	70,08	60,21	61,73	44,44	38,19
II CICLO, H. TONELA E INYECTADO (ton/ton)	53	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	MFB-457	303,25	282,00	250,93	220,30	146,00	89,98	72,34	76,42	59,76	49,61	47,00	37,29
	MFB-498	310,20	293,27	268,55	254,64	247,00	238,50	220,52	220,36	217,49	212,56	206,48	198,48
	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
	PROMEDIO	283,07	246,44	217,93	202,67	171,92	146,72	139,41	138,13	129,79	128,17	123,44	114,38
ECUACION	y = 321,38e-0,1266x						y = 178,86e-0,0341x						
MODELO 53	283,19	246,54	218,89	183,76	170,74	160,45	139,30	134,63	130,11	126,76	121,63	117,48	
II CICLO, H. TONELA E INYECTADO (ton/ton)	54	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	184,97	172,10	169,32	153,00
	MFB-499	327,26	298,57	266,52	265,53	276,50	287,09	280,00	275,00	262,00	260,00	275,00	258,00
	MFB-528	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	226,33	211,19	182,14	182,83	178,88	182,16	178,65	177,88	166,40	166,22	170,39	168,82
	ECUACION	y = 238,84e-0,0808x						y = 189,27e-0,0172x					
	MODELO 54	222,73	209,63	187,30	186,70	174,78	179,73	178,87	173,86	170,89	167,78	164,82	162,11
	55	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-453	340,27	294,18	238,45	185,25	151,58	96,90	92,90	71,74	66,33	65,74	63,90	52,82
	MFB-456	527,32	452,74	400,83	360,89	338,47	290,48	251,68	233,73	200,31	206,65	188,53	180,33
	MFB-526	235,71	200,14	177,40	157,74	141,17	125,48	104,35	90,24	79,25	68,77	70,25	70,25
	PROMEDIO	339,27	289,88	246,89	206,88	173,36	148,84	124,79	116,78	105,44	100,66	86,78	80,39
ECUACION	y = 404,47e-0,1884x						y = 181,87e-0,0837x						
MODELO 55	341,78	288,81	244,06	206,23	174,27	147,26	124,43	116,32	108,21	101,63	86,28	88,16	

Tabla 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.

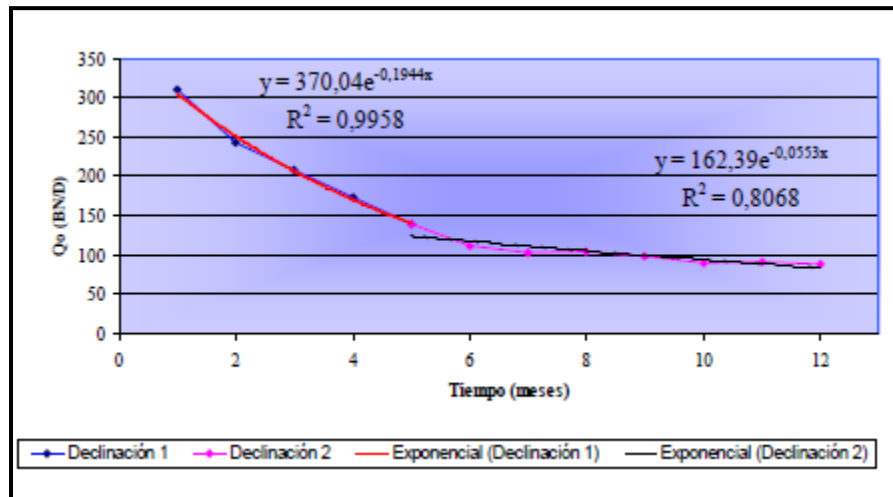


Gráfico D.1. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 1

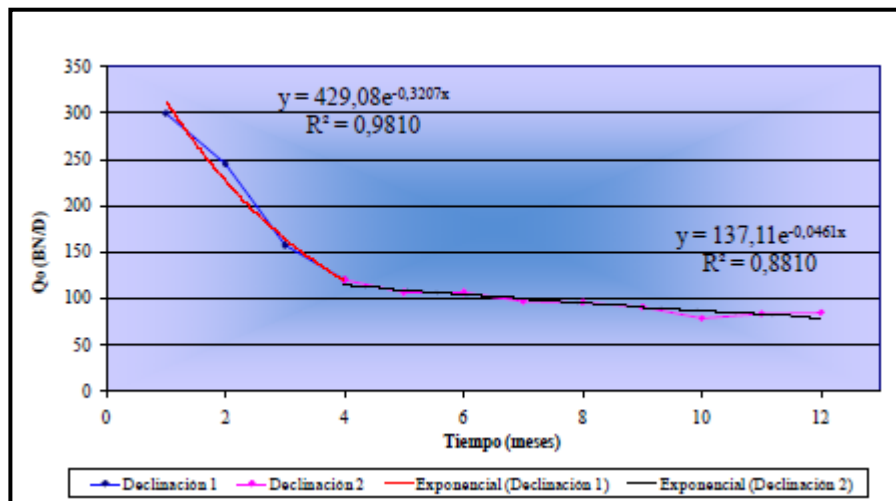
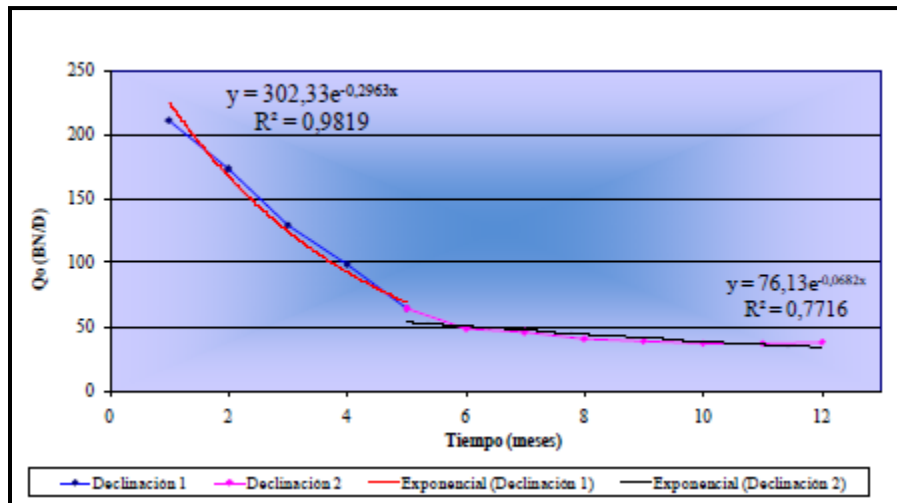
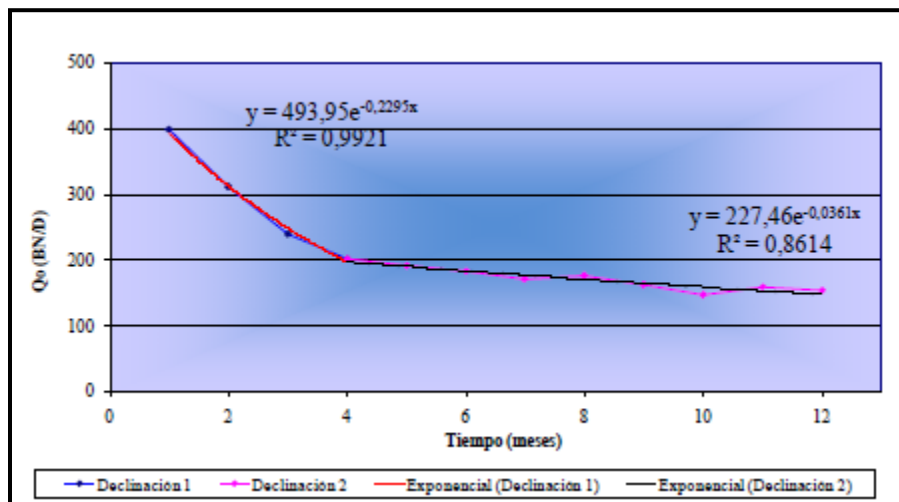


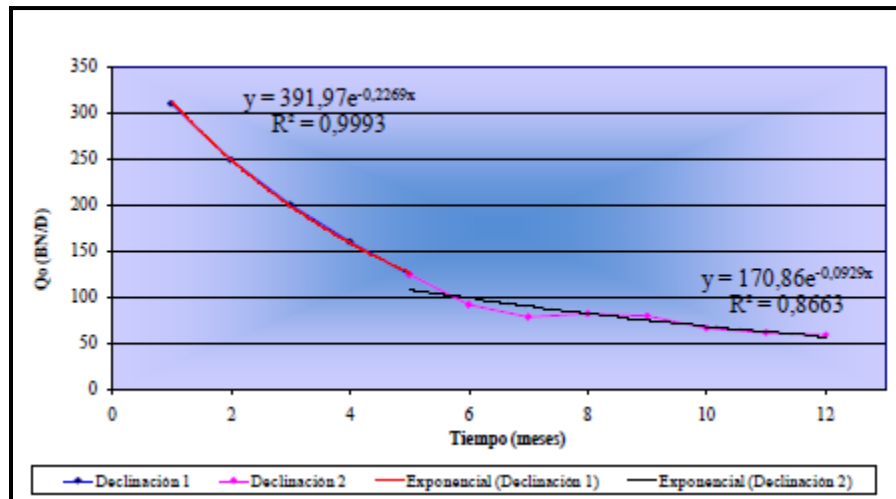
Gráfico D.2. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 2



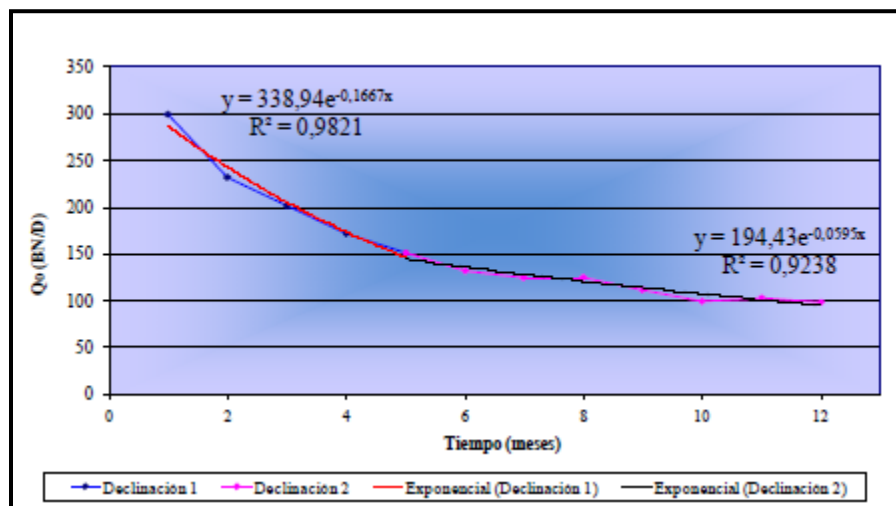
Grupo D.3. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 3



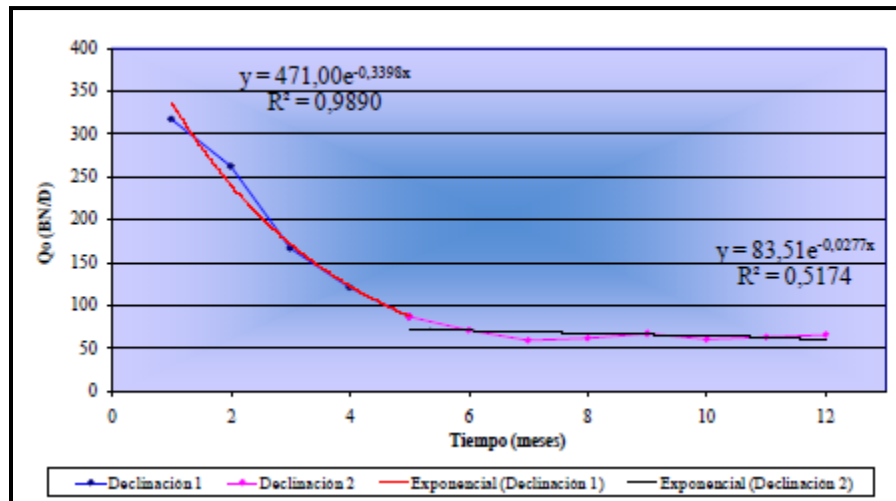
Grupo D.4. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 4



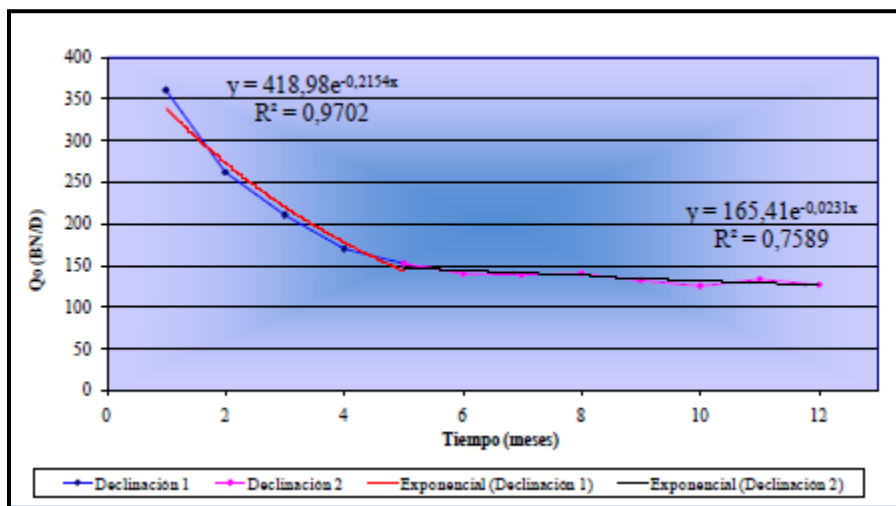
Grupo D.5. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 5



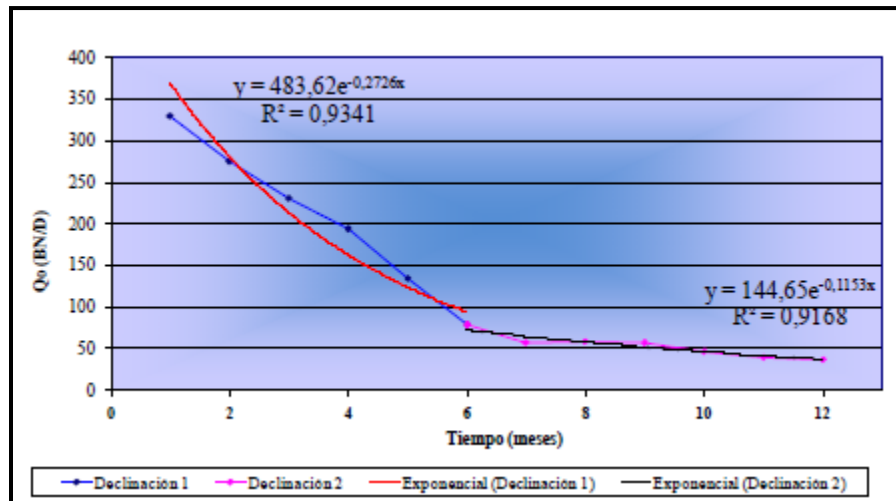
Grupo D.6. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 6



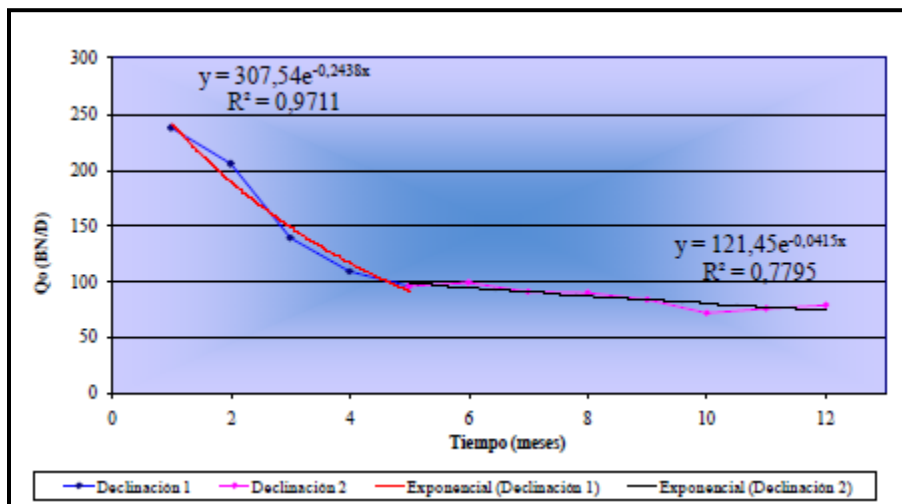
Grupo D.7. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 7



Grupo D.8. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 8



Grupo D.9. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 9



Grupo D.10. Declinación. Pozo Promedio del Grupo 10