

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



**EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA
PRODUCCIÓN DIARIA DEL ÁREA JOBO-02, CAMPO JOBO,
ASIGNADA A LA EMPRESA PETROUDO S.A., MORICHAL
ESTADO MONAGAS**

**REALIZADO POR:
BARTOLO JOSÉ JIMÉNEZ**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para
Optar Al Título de**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Maturín, Mayo 2006

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



**EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA
PRODUCCIÓN DIARIA DEL ÁREA JOBO-02, CAMPO JOBO,
ASIGNADA A LA EMPRESA PETROUDO S.A., MORICHAL
ESTADO MONAGAS.**

REALIZADO POR:
BARTOLO JOSÉ JIMÉNEZ
C.I.: 12.147.171

REVISADO POR:

Ing. Robert Rebolledo
Asesor Industrial

Ing. Santiago García
Asesor Académico

Ing. Beatriz Zapata
Co-asesor Industrial

Maturín, Mayo 2005

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



**EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA
PRODUCCIÓN DIARIA DEL ÁREA JOBO-02, CAMPO JOBO,
ASIGNADA A LA EMPRESA PETROUDO S.A., MORICHAL
ESTADO MONAGAS**

REALIZADO POR:
BARTOLO JOSÉ JIMÉNEZ
C.I.: 12.147.171

APROBADO POR:

Ing. Fabiola Mottola
Jurado

Ing. Isaac Contreras
Jurado

Ing. Santiago García
Asesor Académico

Maturín, Mayo 2005

RESOLUCION

DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO, “LOS TRABAJOS SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LE PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”

DEDICATORIA

Dedico este Trabajo de Grado a todos mis seres queridos, especialmente:

- A mi madre Luisa Josefina Jiménez “chepina” quien con amor y cariño ha demostrado ser ejemplar madre y amiga.
- A mi esposa Luisa Alexnubi Leonett por su gran apoyo en toda la carrera universitaria, mi chiqui este logro también es tuyo, te amo.
- A mi padre Juan Salazar que con toda su humildad supo formarme y educarme. Te quiero Papá.
- A mi padre Bartolo Andrade con quien siempre conté.
- A mi tía Carmen Jiménez por ser mi segunda madre.
- A mi abuela Dominga Carmona por su cariño.
- A mis hermanos Juansito, Eduardo, Edliliana, Edwin, D. Elizandro, D. Eduardo, Eddiarys y Francisco por todo lo que hemos compartido.
- A mis tíos Luís, Daniel, Chicho, Leobardo, Lao y mis tías Dominga, Fautina, Camucha, Inés, Juana, Tita, Lucina y la beba Damelys.
- Al Sr. Cruz Alexis Leonett por todo su apoyo y consejos.
- A todos mis primos.

AGRADECIMIENTO

- Agradezco en primer lugar a Dios Todopoderoso por haberme dado la vida y la gracia de poder estudiar.
- A la Universidad de Oriente por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios en tan importante casa.
- A los profesores por su tiempo y dedicación en la formación de nuevos profesionales.
- A la empresa PetroUDO S.A. por permitirme realizar las pasantías e instruirme en el campo profesional.
- A los Ingenieros Robert Rebolledo, Beatriz Zapata, Héctor Morao, José Idrogo, Rigoberto Martínez, José Pérez, Celeste Henríquez, Aroldo Bermúdez y al Sr. Martín Fuentes por todo el apoyo brindado.
- Al Ingeniero Santiago García por su tiempo y apoyo incondicional dedicado al desarrollo de este trabajo.
- A los profesores jurados Fabiola Mottola e Isaac Contreras por su tiempo dedicado durante la evaluación de la Tesis.
- A mis amigos Jesús Bermúdez, Edwin Rodríguez, Carlos Martínez, Johangel Calvo, Ricardo Hopp, Javier Ibarra, Richard González, Yeremi Villar, Yareimer Ordóñez, Verónica Guayabero, Cristálida Hernández, Richard Amaya, Victoria Peña, Carlos Urbina, Tomas, y

a todos aquellos que de una u otra forma compartieron sus ideas y conocimientos.

- Al Sr. Cruz Alexis Leonett y su distinguida familia por el apoyo ofrecido.

CONTENIDO

RESOLUCION	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE GRÁFICOS	xi
LISTA DE TABLAS	xiii
RESUMEN	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 DELIMITACIÓN.....	4
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	7
2.2.1 Unidad de Explotación Pesado Este.....	7
2.2.2 Generalidades del CAMPO JOBO.....	8
2.2.3 Ubicación Geográfica del Campo Jobo.....	8
2.2.4 Área Jobo-02.....	9
2.2.5 Características del Yacimiento Jobo-01.....	10
2.2.6 Características del Yacimiento Morichal-01.....	11
2.2.7 Métodos de Producción Predominantes en el Área Jobo-02.....	11
2.3 BASES TEÓRICAS.....	12
2.3.1 Tipos de Completación.....	12
2.3.1.1 Completación Grupo I.....	13
2.3.1.2 Completación Grupo II.....	13
2.3.2 Métodos de Levantamiento Artificial.....	14
2.3.2.1 Bombeo Mecánico.....	14
2.3.2.2 Levantamiento Artificial por Gas (LAG).....	18
2.3.2.3 Bomba de Cavidad Progresiva.....	18
2.3.3 Intrusión de Agua.....	21
2.3.4 Diagnóstico de los Problemas de Agua.....	21
2.3.5 Control de la Producción de Agua.....	24
2.4 CONCEPTOS BÁSICOS.....	25

CAPÍTULO III.....	27
MARCO METODOLÓGICO.....	27
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	27
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	27
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	28
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	29
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.	32
3.6 RECURSOS	34
CAPÍTULO IV	35
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	35
4.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS POZOS	35
4.2 REVISIÓN DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	38
4.3 REVISIÓN DEL HISTORIAL DE PARADAS	42
4.4 FACTORES QUE AFECTAN EN MAYOR PROPORCIÓN LA PRODUCCIÓN.....	44
4.4.1 Sistema de Prueba	44
4.4.2 Análisis de Muestra.....	51
4.4.3 Producción de Agua	56
4.4.4 Factor de Campo	60
4.4.5 Eficiencia de Bombeo	63
4.4.6 Tiempo Diferido.....	70
4.5 Potencial de Producción.....	75
4.6 Propuestas de Mejora	79
CAPÍTULO V.....	84
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
5.1 CONCLUSIONES	84
5.2 RECOMENDACIONES	85
BIBLIOGRAFÍA.....	87
APÉNDICES.....	88

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación Geográfica Campo Jobo. Fuente FUNDAUDO.....	8
Figura 2.2. Área Jobo-02 Asignada a PetroUDO S.A. Fuente FUNDAUDO	10
Figura 2.3. Completación Grupo I.	13
Figura 2.4. Completación Grupo II.	14
Figura 2.5. Componentes del BM.	15
Figura 2.6. Componentes del LAG.	18
Figura 2.7. Componentes del BCP	19
Figura 2.8. Conificación.....	22
Figura 2.9. Problema Cerca del Pozo.....	23
Figura 2.10. Desplazamiento NORmal con Alto Corte de Agua.....	23
Figura 2.11. Canalización ó Adedamiento Severa.	24
Figura 4.1. Toma de Nivel. Pozo JOA-065.....	66
Figura 4.2. Carta Dinográfica. Pozo JOA-361.	69

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1. Pozos por método de Levantamiento.....	37
Gráfico 4.2. Producción Asociada al Método de Levantamiento.	37
Gráfico 4.3A. Histórico de Producción del Pozo JOA 114.	39
Gráfico 4.4. Histórico de Producción del Pozo JOA 67.	41
Gráfico 4.5. Histórico de Producción del Pozo JOA 23.	42
Gráfico 4.6. Histórico de Producción de Fluido, Pozo JOA-075.....	46
Gráfico 4.7. Clasificación de las Pruebas.....	47
Gráfico 4.8. Clasificación de las Pruebas. Pozos BM.....	48
Gráfico 4.9. Clasificación de las Pruebas. Pozos BCP.	48
Gráfico 4.10. Clasificación de las Pruebas. Pozos LAG.....	49
Gráfico 4.11. Clasificación de las Pruebas. Múltiples de Producción.	49
Gráfico 4.12. Clasificación de las Pruebas. Sistema AOK.....	50
Gráfico 4.13. Clasificación de las Pruebas. Sistema de Nivel.....	51
Gráfico 4.14. Histórico de Producción. Pozo JOA-075.....	52
Gráfico 4.15. Clasificación de las Muestras.....	53
Gráfico 4.16. Clasificación de las Muestras. Yacimiento Morichal-01.....	54
Gráfico 4.17. Clasificación de las Muestras. Yacimiento Jobo-01.....	54
Gráfico 4.18. Clasificación de las Muestras. Toma en el Cabezal.....	55
Gráfico 4.19. Clasificación de las Muestras. Toma en la Línea.....	55
Gráfico 4.20. Histórico de Producción. Pozo JOA-084.....	57
Gráfico 4.21. Corte de Agua.....	58
Gráfico 4.22. Curva de Diagnostico Chang. Pozo JOA-102.....	59
Gráfico 4.23. Diagnostico de las Curvas de Chang.	59
Gráfico 4.24. Producción Mensual Extraída.....	62
Gráfico 4.25. Eficiencia en BCP.....	64
Gráfico 4.26. Eficiencia en BM.	64
Gráfico 4.27. Producción de Fases Gas-Líquido en BCP.....	67

Gráfico 4.28. Estado de las BM.	69
Gráfico 4.29. Pérdida de Producción por Parada.	72
Gráfico 4.30. Pérdida de Producción por Parada en Pozos BM.....	73
Gráfico 4.31. Pérdida de Producción por Parada en Pozos BCP.	73
Gráfico 4.32. Pérdida de Producción por Parada por Método.	74
Gráfico 4.33. Pérdida de Producción por Parada en el Área Jobo-02.....	75
Gráfico 4.34. Escala de Potencial de Producción.	76
Gráfico 4.35. Comportamiento de Afluencia. Pozo JOA-028	77
Gráfico 4.36. Tasa Máxima y Actual de Producción.....	78

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Coordenadas UTM del Área Jobo-02. Fuente FUNDAUDO	9
Tabla 2.2 Características de los Yacimientos Asociados a un Acuífero.....	21
Tabla 4.1. Pozos JOA en estudio. Fuente CENTINELA	36
Tabla 4.2. Historial de parada pozo JOA-139.....	43
Tabla 4.3. Producción Corregida por Factor de Campo.....	61
Tabla 4.4. Histórico de Parada. Pozo JOA-139.	71

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



RESUMEN

**EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN
DIARIA DEL ÁREA JOB0-02, CAMPO JOB0, ASIGNADA A LA
EMPRESA PETROUDO S.A., MORICHAL ESTADO MONAGAS**

**Realizado por:
Bartolo Jiménez**

**Asesorado por:
Ing. Santiago García
Ing. Robert Rebolledo
Ing. Beatriz Zapata**

Diciembre 2005

La producción del área asignada a la empresa PetroUDO S.A. se ha visto afectada por la desactivación temporal o indefinida de algunos pozos, debido a factores y/o limitaciones asociados al proceso de extracción y producción, este escenario ocasiona inconvenientes a la empresa al momento de cubrir con el compromiso adquirido ante PDVSA de proporcionar una tasa base de producción diaria, en tal sentido, fue necesario crear mecanismos que permitieran optimizar la producción realizando evaluaciones y análisis de los diferentes factores involucrados en este proceso. Bajo la anterior óptica se planteó evaluar los factores que afectan la producción diaria del Área Job0-02, Campo Job0, asignada a la empresa PetroUDO S.A., Morichal, Estado Monagas, como estudio base para establecer parámetros que permitan mantener o incrementar los niveles de producción. Para tal fin se realizó seguimiento a las pruebas de producción y análisis de las muestras, la producción de agua, el tipo de intrusión, la eficiencia de las bombas, el potencial de los pozos, el histórico de producción y la pérdida por parada de los pozos en estudio. El estudio arrojó que el 58% de los pozos tienen un corte de agua mayor a 60% y el 87% de los pozos verticales reflejan intrusión de agua, siendo la canalización el problema que rige el crecimiento acelerado de los altos cortes de agua; los pozos completados con BCP presentan un buen rendimiento de la bomba y 9 de los pozos BM reflejan buen llenado de la bomba, no obstante se tiene presencia de arena en 60% de los pozos, el 84% de la pérdida por parada se generó por tardanza en las operaciones de servicio y/o mantenimiento correctivo, siendo el método BM quien reporta mayor pérdida de producción por parada, 82%.

INTRODUCCIÓN

PetroUDO S.A. es creada el 29 de Enero del año 1999 como empresa mixta entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y la Universidad de Oriente (UDO), enmarcada bajo la modalidad de Convenios Operativo.

El convenio fue firmado el 24 de Noviembre del año 2000 con una cartera accionaria de cincuenta y uno por ciento (51%) de PDVSA y cuarenta y nueve por ciento (49%) de la UDO.

El Área Jobo-02 se encuentra ubicada en el Campo Jobo, Morichal Estado Monagas, a 100 km al Sur de la ciudad de Maturín y a 70 km de la rivera Norte del río Orinoco, constituida por 152 pozos productores, 61 completados en el Yacimiento Jobo-01 y 91 completados en el Yacimiento Morichal-01, abarcando una extensión territorial de 19,98 km².

Los niveles de producción se han visto afectada por la desactivación temporal o indefinida de algunos pozos a causa de problemas asociados al mecanismo de producción, el tipo de fluido proveniente de los yacimientos, el sistema de medición de producción utilizado para probar el potencial del pozo, entre otros, trayendo esto como consecuencia, inconvenientes a la empresa para cumplir con la producción base de 2966 BNPD estipulada en el convenio.

En tal sentido, esta investigación se orienta a la necesidad de desarrollar nuevas técnicas de análisis e investigación que permitan identificar y minimizar en lo posible, las dificultades causantes de las bajas en la producción.

Por consiguiente se plantea evaluar los factores que afectan la producción diaria del Área Jobo-02, Campo Jobo, como método alternativo que permita establecer parámetros necesarios para mantener los niveles productivos de los pozos asignados al Convenio, minimizando así la interrupción de la producción de los pozos y al mismo tiempo incorporar nuevas tecnologías y/o controles con la finalidad de aumentar los niveles de producción.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La producción asociada al área asignada al Convenio presenta variaciones en su historial, igualmente diferencias sustanciales con lo estimado de acuerdo al número de pozos activos, tomando como base su potencial de producción. Estas variaciones, que representan pérdidas de producción, se deben mayormente a la desactivación de algunos pozos, debido a factores y/o limitaciones asociados al proceso de extracción y producción, problemas asociados al tipo de levantamiento artificial, el sistema de medición de la producción, y la capacidad de respuesta que se tiene ante las paradas de los pozos.

En tal sentido, es necesario crear mecanismos y/o controles que permitan optimizar la producción a través de evaluaciones y análisis de los diferentes factores involucrados en este proceso a fin de establecer parámetros que permitan mantener o incrementar los niveles de producción del área.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Evaluar los factores que afectan la producción diaria del Área Jobo-02, Campo Jobo, asignada a la empresa PetroUDO S.A., Morichal - Estado Monagas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Revisar el historial de producción de los pozos activos del Área Jobo-02.
- Revisar el historial de paradas de los pozos activos del área asignada al Convenio.
- Identificar los factores que afectan en mayor proporción la producción de los pozos objetos a estudio.
- Analizar el potencial de producción de los pozos activos utilizando la curva de comportamiento de afluencia (IPR).
- Proponer mejoras a los pozos para mantener los niveles de producción del Área Jobo-02.

1.3 DELIMITACIÓN

El Área Jobo-02 cuenta con un total de 152 pozos productores, clasificados según nomenclatura PDVSA como:

Categoría 1: Pozos activos. (16 pozos)

Categoría 2: Pozos inactivos que necesitan reparación o instalación sencilla en superficie para pasar a categoría 1. (8 pozos)

Categoría 3: Pozos inactivos que requieren reparación mayor o instalación de equipos a nivel de subsuelo. (128 pozos)

Esta investigación se delimitará solo al estudio de los pozos pertenecientes al Área Jobo-02 clasificados como categoría 1 y categoría 2, para la fecha 30 de mayo

de 2003, sumando un total de 24 pozos, 11 completados en el Yacimiento Morichal-01 y 13 completados en el Yacimiento Jobo-01.

1.4 JUSTIFICACIÓN

La realización de este trabajo identificará los factores que afectan la producción diaria del área, así como la generación de correctivos que permitan mantener los niveles productivos de los pozos minimizando las caídas de producción, de tal forma que se garantice niveles de producción diaria que cubra el compromiso adquirido ante PDVSA. Adicionalmente servirá de soporte para el control y seguimiento de la producción permitiendo realizar estudios más profundos a fin de optimizar aún más la producción diaria del área asignada a PetroUDO S.A.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Para el desarrollo de esta investigación se tomó como referencia estudios realizados por FUNDAUDO durante el periodo 1998-2000 (Fase I, Evaluación del Yacimiento Morichal-01, Campo Jobo-02; Fase III, Evaluación del Yacimiento Jobo-01, Campo Jobo-02), donde se diagnosticaron los problemas que disminuyen la productividad de los pozos, los cuales inciden en los métodos de levantamiento utilizados, además compara y evalúa los métodos de levantamiento del Yacimiento Morichal-01 respecto a los distintos tipos de bombeo existentes y respecto al levantamiento artificial por gas.

Este estudio concluyó que los tres tipos de levantamiento artificial han presentado problemas de eficiencia a causa de arenamiento por lo poco consolidada que son las arenas y por sus características granulométricas, corrosión por la presencia de CO_2 y H_2S , y mala cementación primaria del revestidor que permite la comunicación con arenas de agua disminuyendo la producción de crudo en los pozos. Estos problemas afectan los sistemas de levantamiento y para mejorar la productividad de los pozos se realizaron estudios en dos vertientes, minimizar los problemas y optimizar los sistemas de levantamiento artificial.

Además al comparar los métodos de bombeo mecánico (BM) y bombeo por cavidad progresiva (BCP) indicaron que este último demostró mayor

efectividad al lograr un incremento en la productividad por pozo y disminución de hasta un 50% en los servicios, por ser menos susceptible a los problemas de arena, sin embargo, su principal problema es la falla de los elastómeros por causa de aromáticos presente en el crudo.

Se analizó los tres (3) pozos con levantamiento artificial por gas (LAG) a fin de masificar el uso de este método y evaluar la inyección continua o intermitente de gas. Este método se ha aplicado en pozos completados en el yacimiento Jobo-01.

De acuerdo a este análisis las conclusiones obtenidas son las siguientes: Con el sistema LAG no se logran aumentos sustanciales de producción, sin embargo se disminuye la incidencia de servicios respecto al bombeo mecánico de 3 a 1 cada 2 años; El empleo de química anticorrosiva en el gas de inyección contribuye a disminuir la incidencia de servicios a pozo por corrosión; Se debe usar LAG intermitente en pozos de baja capacidad de producción.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Unidad de Explotación Pesado Este

La Unidad de Explotación Pesado Este (UEPE) pertenece a la División Oriente de PDVSA E&P la cual está integrada por los distritos operacionales Norte (Maturín y Punta de Mata) y Sur (Morichal, San Tomé y Anaco), está ubicada a 122 km al Sur de la ciudad de Maturín en el Estado Monagas correspondiente a las antiguas Áreas Tradicionales de la filial LAGOVEN, conformada por los Campos Jobo, Morichal, Temblador, El Salto, Pílon e Isleño.

2.2.2 Generalidades del CAMPO JOBO

El Campo Jobo data desde 1939, año en el cual fue descubierto por la operadora Mobil siendo el primer pozo completado el JOM-1, ubicado al Sur del campo, cerca da la falla principal de Jobo. Este campo cuenta con 11 estaciones de flujo, 14 múltiples de diluentes, 12 múltiples de producción y 4 de gas.

2.2.3 Ubicación Geográfica del Campo Jobo

El Campo Jobo se ubica al Noreste de Venezuela, en el Estado Monagas, a 100 km al Sur de la ciudad de Maturín y a 70 km de la rívera Norte del Río Orinoco. Está limitado hacia el Este por el Campo Pílon, hacia el Sureste por el Campo Morichal, al Oeste por el Campo El Salto y al Norte por la población El Salto, tal como se aprecia en la Figura 2.1; contando con una extensión aproximada de 30 km de largo por 8 km de ancho delimitando un perímetro de 240 km².

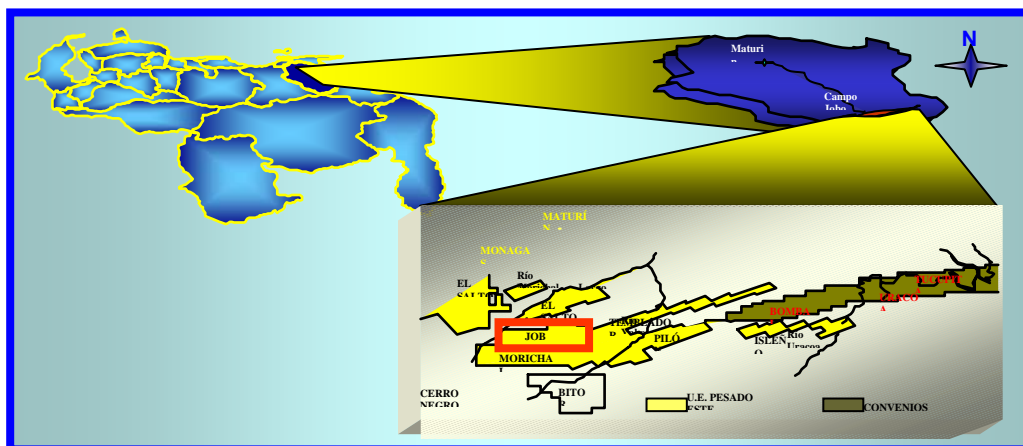


Figura 2.1. Ubicación Geográfica Campo Jobo. Fuente FUNDAUDO

2.2.4 Área Jobo-02

El Área Jobo-02 es una sección territorial dentro del Campo Jobo formada por un polígono de seis vértices (Tabla 2.1), limitando una extensión de 19,98 km², dentro de este perímetro se encuentran todos los pozos con prefijo JOA. Esta área data desde 1958, año en el cual la operadora Amoco perforó y completó el primer pozo, JOA-1, ubicado al Sur del área.

El área asignada al convenio cuenta con 152 pozos productores, 91 completados en el yacimiento Morichal-01 y 61 completados en el yacimiento Jobo-01, 5 múltiples de producción, 4 múltiples de diluentes y la estación principal Jobo-02. El área asignada a PetroUDO S.A. limita por el Sureste con los pozos JOM, al Sur con los pozos JOC, al Oeste con los pozos JN y al Norte con el corredor de pinos, como se observa en la Figura 2.2.

Tabla 2.1. Coordenadas UTM del Área Jobo-02. Fuente FUNDAUDO

COORDENADAS UTM			
COORDENADAS DE VÉRTICES REPLANTEADOS			
Descripción	Norte	Este	Cota
M38NE	985.881,438	498.680,920	82,81
V-01	985.882,130	497.335,810	82,27
M40NE	985.879,137	503.184,019	72,86
M39NE	985.880,538	500.456,793	78,87
V-02	985.877,070	507.204,110	71,64
V-03	985.794,810	507.204,070	70,82
M40SE	983.475,890	503.182,850	76,65
V-04	983.386,930	503.028,600	76,95
V-05	984.844,870	502.302,370	73,75
M39SE	983.579,921	500.455,659	75,79
M38SE	982.555,532	498.679,296	81,86
V-06	981.779,620	497.333,820	83,93
DATUM LA CANOA, HUSO 20 MC 63°			

Progresiva (BCP) y Levantamiento Artificial por Gas (LAG). Este yacimiento presenta un POES de 575 MMBN con un factor de recobro de 18,3% lo que representa unas reservas recuperables de 105,2 MMBN.

2.2.6 Características del Yacimiento Morichal-01

El Yacimiento Morichal-01 es uno de los reservorios con mayor cantidad de reserva de petróleo extrapesado del país, fuera de la faja petrolífera. Fue descubierto en el año 1956 con el pozo perforado JOM-8 por la operadora Mobil.

El yacimiento presenta un área productiva de 9759 acres con un espesor promedio de 500 pies subdivididos en ocho paquetes de arena. La presión inicial del yacimiento es de 1600 lpc a e igual presión de burbujeo (yacimiento saturado), la gravedad oscila entre 8 y 10 °API, con una viscosidad de 2500 cP y una temperatura de 148 °F. Los mecanismos de producción existente son el empuje hidráulico y el empuje por expansión de la capa de gas.

Los 91 pozos pertenecientes al Área Jobo-02 que explotan el yacimiento Morichal-01 están completados con equipo de levantamiento artificial, predominando el Bombeo Mecánico (BM) y seguido del Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP). Este yacimiento presenta un POES de 1790 MMBN con un factor de recobro de 9% lo que representa unas reservas recuperables de 161,1 MMBN.

2.2.7 Métodos de Producción Predominantes en el Área Jobo-02

Los yacimientos asociados al área asignada al convenio poseen crudos de gravedad, entre 8 y 13 °API, y poca presión para desplazar el fluido desde

el fondo del pozo hasta la superficie, por lo que requieren para su explotación la aplicación de diferentes métodos de levantamiento artificial. En el área se tienen 137 pozos completados como bombeo mecánico, 86 en el yacimiento Morichal-01 y 51 en el yacimiento Jobo-01, 12 pozos completados con bomba de cavidad progresiva, 5 en el yacimiento Morichal-01 y 7 en el yacimiento Jobo-01, y 3 pozos completados con levantamiento artificial por gas, en el yacimiento Jobo-01.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Tipos de Completación

Todas aquellas operaciones posteriores a la asentada del revestimiento de producción (fin de la etapa de perforación del pozo) y precedentes a la puesta en producción del mismo, es lo que se denomina completación de un pozo

La finalidad de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, para maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar la mayor afluencia de fluidos, sin que se generen problemas de producción.

Para el mejor desempeño operacional de estos métodos de producción, se requiere un diseño de completación adecuado. En la Unidad de Explotación Pesado Este se utilizan dos sistemas básicos de completación conocidos como Completación Grupo I y Completación Grupo II.

2.3.1.1 Completación Grupo I

Esta completación es sencilla o sin empaaduras y se produce en forma convencional a través de la tubería de producción, como se observa en la Figura 2.3. Esta completación es utilizada en sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico, bombas de cavidad progresiva, gas y bombas electro-sumergible, además es usado en pozos que producen fluidos corrosivos, con alta relación gas-petróleo (RGP).

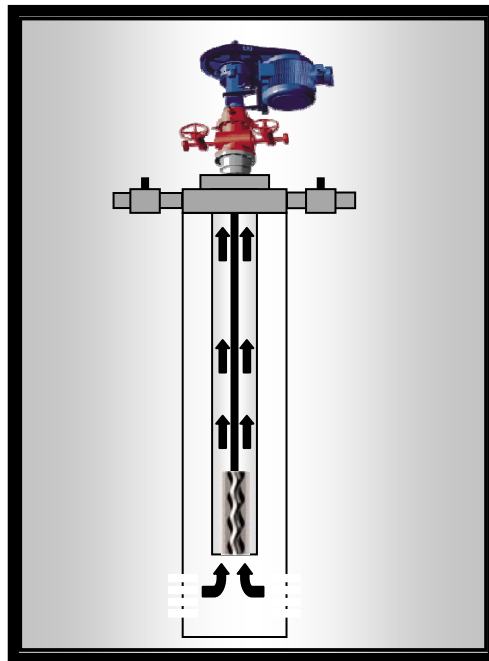


Figura 2.3. Completación Grupo I.

2.3.1.2 Completación Grupo II

Es una completación sencilla selectiva o con empaaduras, la producción fluye a través del espacio anular, y permite la inyección de diluyente por la tubería de producción, como se aprecia en la Figura 2.4. Este

tipo de completación tiene mayor área de flujo que la completación Grupo I, el crudo es diluido en el fondo del pozo a través del niple perforado haciendo el fluido menos viscoso. Generalmente se utiliza en yacimientos del Miembro Morichal por tener baja relación gas-petróleo (RGP) y bajo efecto corrosivo, lo cual no daña la tubería de revestimiento.

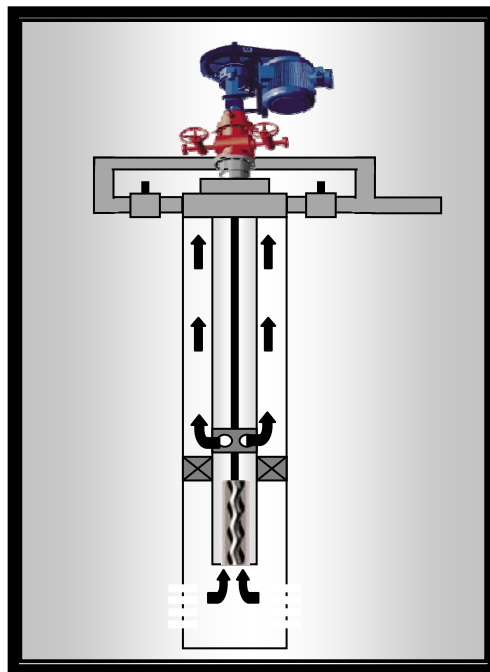


Figura 2.4. Completación Grupo II.

2.3.2 Métodos de Levantamiento Artificial

2.3.2.1 Bombeo Mecánico

Este método emplea una bomba de desplazamiento alternativo que se encuentra situada en el fondo del pozo para levantar los fluidos, con un

arreglo en el cual un balancín le imparte un movimiento recíprocante a una sarta de cabillas que están conectadas al pistón de la bomba que permite, en el instante de su ascenso, la entrada de fluido a una cámara de bombeo mediante una válvula fija y luego lo obliga a salir por la descarga de la bomba para ser llevado a la superficie.

Los componentes básicos del equipo de bombeo mecánico se dividen en equipos de superficie y los equipos de subsuelo (Figura 2.5). Entre los primeros se encuentran la barra pulida, motor, contrapesas y el reductor de velocidad.

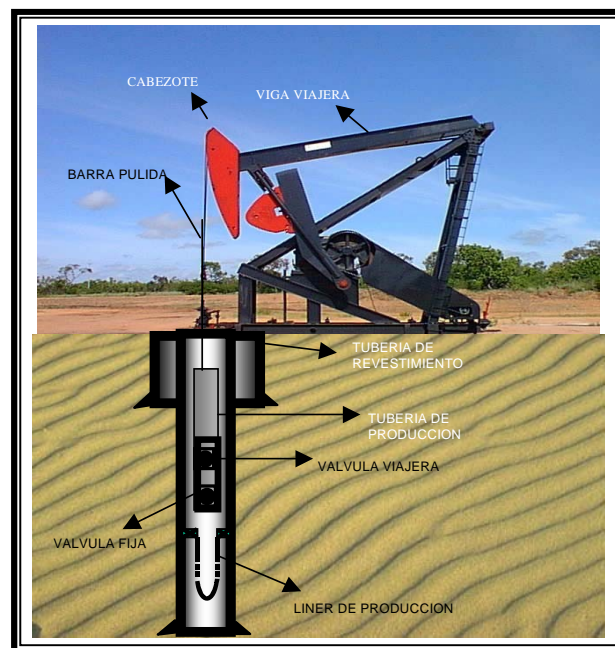


Figura 2.5. Componentes del BM.

Barra Pulida: Elemento del equipo de superficie que soporta el peso de la sarta de cabillas, la bomba y el fluido dentro de la tubería, es generalmente de diámetro de 1 ¼ pulg. o 1 ½ pulg. y de 26 pies o 22 pies de longitud.

Motor: Es el encargado de suministrar la energía necesaria para levantar el fluido, este puede ser de combustión interna o eléctrico.

Pesas o Contrapesas: Se colocan para balancear las fuerzas desiguales que se originan por efecto de las carreras (ascendente/descendente), estas se ubican en la manivela o la viga principal en el extremo opuesto al cabezote.

Manivela: Es la unión entre la caja de engranaje y el balancín, esta se efectúa a través de pines que son colocados en los huecos de esta y representan las longitudes de carreras máximas y mínimas del balancín. El cambio de pin de un orificio a otro se conoce como cambio de tiro.

Reductor de Velocidad: También es llamado como caja de engranajes, es un sistema rotatorio entre el motor y el sistema biela-manivela.

Entre los equipos de subsuelo se tienen: Bombas de subsuelo y cabillas de bombeo.

Bomba de subsuelo: Está conformada por los siguientes elementos: Barril, Pistón, Válvula fija o de influjo y Válvula viajera o de flujo.

Cabillas de Bombeo: Los componentes más críticos en un sistema de bombeo, son los que forman la columna de bombeo, tales como: vástago pulido, uniones y las cabillas. Todos ellos son sometidos a los mayores esfuerzos de todo el sistema y en forma cíclica. Las cabillas se clasifican en dos grupos las API y las no API.

En el bombeo mecánico básicamente, se utilizan tres tipos de balancines, los cuales cumplen las especificaciones API en sus diseños. Estas son las unidades más utilizadas para el levantamiento por bombeo mecánico porque sus costos de operación son relativamente bajos y tienen una amplia adaptación a las condiciones de los pozos, estos se pueden clasificar según su geometría y contrapeso en Balancín Convencional, Mark II y Balanceados por Aire.

Balancín Convencional: La unidad convencional de manivela es la más conocida y aceptada en los campos petroleros, es la unidad universalmente adaptable, sencilla de operar y requiere mantenimiento mínimo.

Balancín Mark II: Esta unidad, debido a su geometría singular y características de contrabalance en fase, reduce las necesidades de caballaje y torque pico. La geometría excepcional del Mark II, produce una carrera ascendente algo más lenta y una carrera descendente más rápida con aceleración reducida donde la carga es mayor, resultando en cargas pico menores y una vida más larga de la cabilla.

Unidad balanceada por aire: La utilización de aire comprimido en vez de contrapesos de hierro fundido permite un control más preciso del contrabalance, como consecuencia, el peso de la unidad se reduce grandemente, disminuyendo significativamente los costos de transporte e instalación. Las unidades balanceadas por aire tienen una ventaja distintiva en los tamaños mayores con las carreras largas, donde las contrapesas de hierro fundido en unidades convencionales de manivela tienen que ser tan grandes que su uso es prácticamente prohibitivo.

2.3.2.2 Levantamiento Artificial por Gas (LAG)

Consiste en la inyección de gas en condiciones de alta presión, a través del espacio anular que existe entre el revestidor y la tubería de producción (Figura 2.6). Una vez que el gas se encuentra en el anular, pasa al interior de la tubería de producción mediante mandriles y válvulas especiales, se mezcla con la columna de fluido aligerando su peso, lo que facilita su salida a la superficie. La inyección del gas puede realizarse de manera continua o intermitente a intervalos regulares controlados.

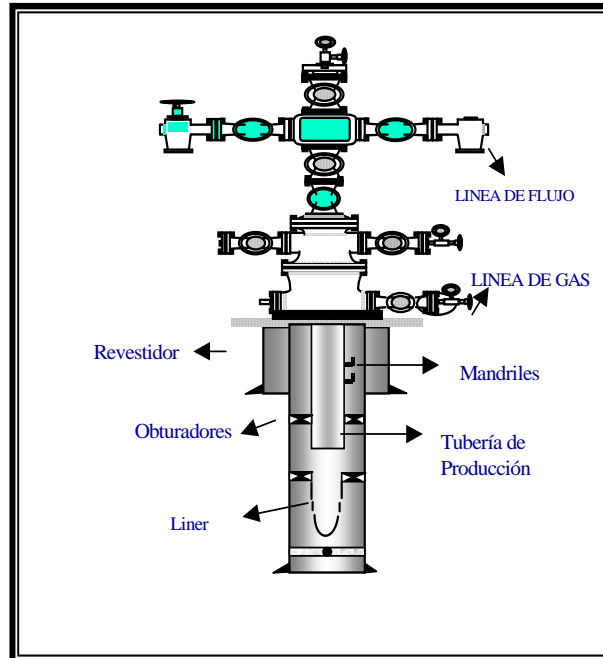


Figura 2.6. Componentes del LAG.

2.3.2.3 Bomba de Cavidad Progressiva

Es una bomba de desplazamiento positivo, donde el motor eléctrico que proporciona el movimiento está situado en superficie, proporcionando dicho movimiento a través de la sarta de cabillas que lo conectan con la bomba.

El principio de funcionamiento de la bomba se basa en un estator de forma helicoidal, con un rotor interno que posee una etapa menos que el estator y al girar permite la formación de cavidades entre los dos que se llenan de fluido el cual es impulsado desde la succión de la bomba a la tubería y por ende a la superficie.

La Bomba de Cavidad Progresiva esta conformada por los siguientes componentes básicos: rotor, estator, sarta de cabillas, prensa estopas y motor, como se aprecia en la Figura 2.7.

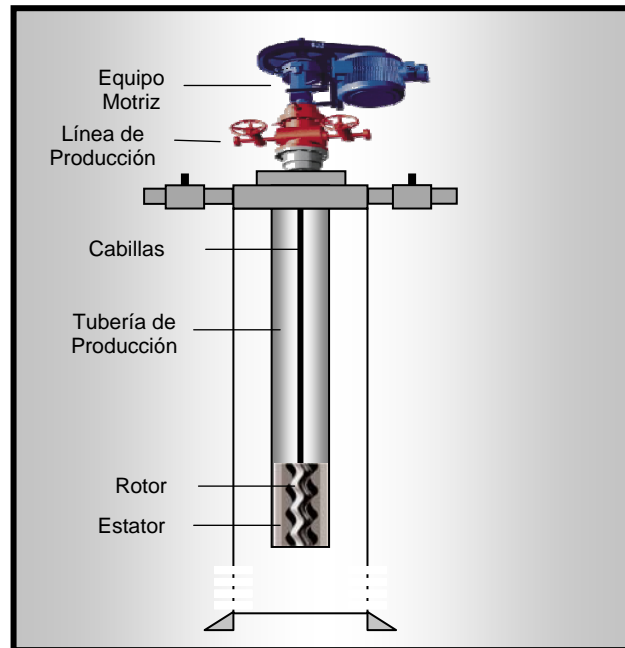


Figura 2.7. Componentes del BCP

Rotor: Se puede definir como un tornillo de un hilo o entrada, es la pieza central de la bomba, maquinada a partir de acero material al cual se le da forma de hélice macho o múltiple hélice en algunos casos.

Estator: Se puede definir como una rosca de dos entradas, esta circunda al rotor, está hecha de un material elástico y suave generalmente

caucho (elastómero), se moldea en forma de hélice hembra de múltiple entrada, una más que la del rotor.

Para la selección del elastómero hay que tomar en cuenta la dureza, resistencia al desgarre y la fatiga dinámica, a fin de evaluar la resistencia del material cuando es sometido a un estado de esfuerzos cíclicos prolongados.

Sarta de cabillas: Es la responsable de accionar el rotor transmitiendo un movimiento giratorio desde la superficie. Las cabillas están sujetas a unas fuerzas axiales cíclicas, las cuales inducen a un esfuerzo que no debe sobrepasar un valor máximo admisible a fin de prevenir un daño permanente a las cabillas.

Prensa Estopa: Equipo de superficie cuya función es la de aislar el cabezal del fluido del pozo, está atravesada por una barra pulida, contiene un juego de siete empaques perforados: una combinación de aramida, teflón y grafito, un amplio anillo colocado sobre los empaques sirve para estabilizar la barra pulida y reducir la pérdida de fluidos.

Equipo Motriz: El equipo de superficie esta compuesto por el motor, un sistema de transmisión que incluye cajas reductoras de engranajes y puede incluir, además, un sistema de transmisión por correas. La transmisión por correas puede ser de relación de velocidades fija o variable.

En los casos que el motor se acopla directamente a la caja reductora, se suele utilizar un variador de frecuencia para accionar el motor eléctrico y controlar la velocidad de bombeo. Este sistema ofrece la eficiencia mecánica y termodinámica más alta de todos los métodos de levantamiento.

2.3.3 Intrusión de Agua

En la mayoría de los casos los yacimientos se encuentran asociados a rocas saturadas con agua, comúnmente conocidas con el nombre de acuífero, que pueden actuar como límites parciales o totales del yacimiento.

En la Tabla 2.2 se muestran las características de los yacimientos que se encuentran asociados a un acuífero.

Tabla 2.2 Características de los Yacimientos Asociados a un Acuífero.

Parámetros	Características
Presión del Yacimiento	Tiende a mantenerse
Relación Gas-Petróleo	Permanece constante
Relación Agua-Petróleo	Alta
Producción de Agua	Comienza temprano y aumenta gradualmente
Pozos	Fluyen hasta irrumpir el agua
Recobro	De 10 a 15 % (Yac. Crudo pesado)

2.3.4 Diagnóstico de los Problemas de Agua

Se pueden utilizar diversas técnicas para diagnosticar el origen del agua producida. Los gráficos de la historia de producción resultan muy útiles para realizar un análisis preliminar y rápido de muchos pozos.

Mediante la simulación de yacimientos de diferentes características, se ha podido demostrar que los gráficos doble logarítmicos de la relación agua-petróleo (RAP) y su derivada (RAP') en función del tiempo de la producción, resultan de gran utilidad para determinar la causa de la producción de agua. (Chan, 1995).

En las Figuras 2.8 y 2.9 se muestra la respuesta simulada de dos casos comunes de agua perjudicial y el método para distinguirlos:

Si se observa que la RAP' disminuye con el tiempo, podría tratarse de un caso de conificación; Mientras que un aumento abrupto de la $RAP-RAP'$ indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo

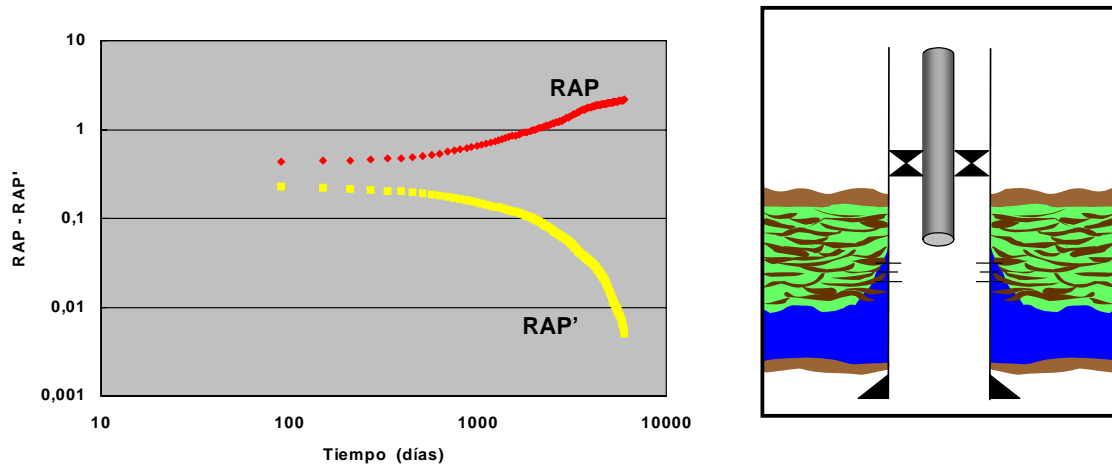


Figura 2.8. Conificación.

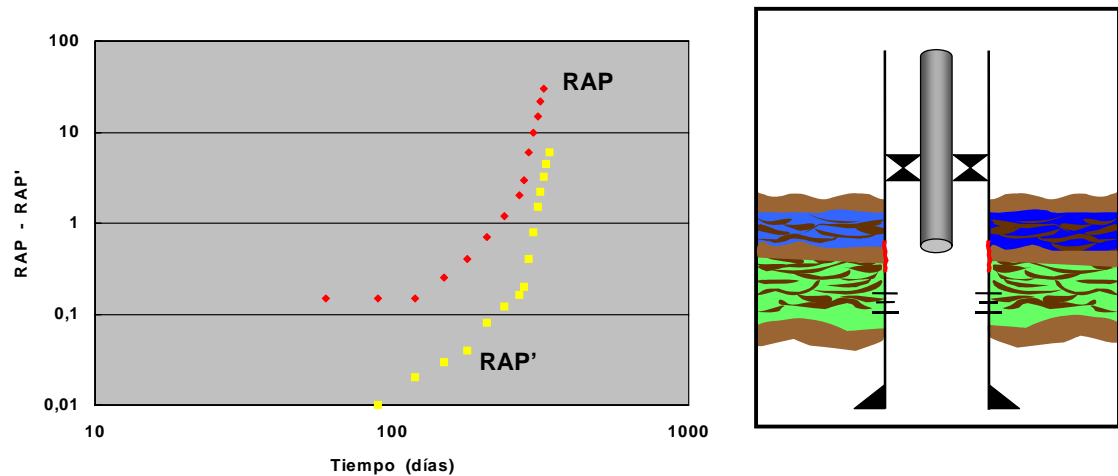


Figura 2.9. Problema Cerca del Pozo.

En las Figuras 2.10 y 2.11 que se muestran a continuación se observa la respuesta simulada de dos casos comunes de agua beneficiosa y el método para distinguirlos: El primer caso (Figura 2.10) consiste en el barrido normal de un yacimiento por efecto del agua, aún cuando se trata de un elevado volumen de agua (el corte de agua de siempre >60%).

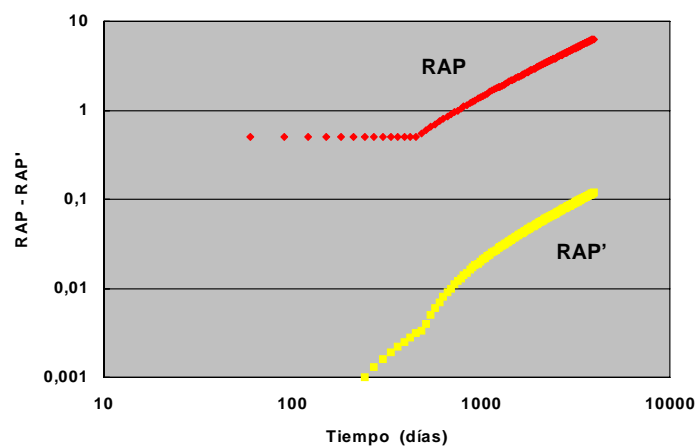


Figura 2.10. Desplazamiento NORmal con Alto Corte de Agua.

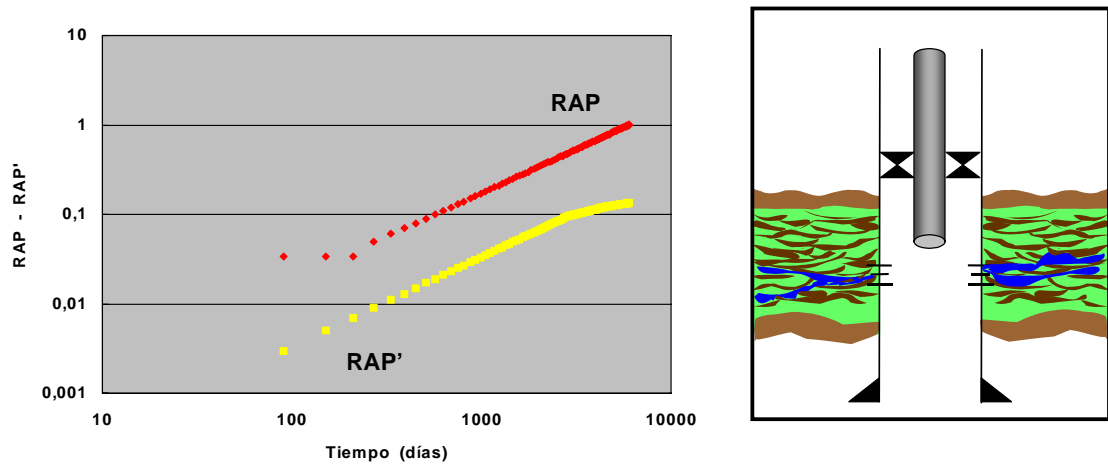


Figura 2.11. Canalización ó Adedamiento Severa.

En el segundo caso (Figura 2.11) se observa una canalización en un sistema multicapa, en el cual cada capa es barrida en forma sucesiva. Cabe desatacar que el proceso de canalización también podría presentarse de una manera poco severa, que con el tiempo podría incrementarse, lo cual puede provocar el abandono prematuro del yacimiento, aún cuando exista petróleo remanente detrás del frente de agua que no ha sido desplazado por la presencia de este problema.

Es importante acotar que cuando varias zonas producen en forma simultanea, o los gráficos de diagnóstico no resultan claros, es necesario realizar mediciones en los pozos.

2.3.5 Control de la Producción de Agua

El control de la producción de agua constituye un importante desafío para los ingenieros de yacimientos y de producción. Para reducir el corte de agua e incrementar la vida útil del pozo se utilizan diversas técnicas. La clave

para encontrar una solución satisfactoria consiste en definir el origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo.

2.4 CONCEPTOS BÁSICOS

Arenamiento: Es el desprendimiento de parte de la cara de la formación en el pozo, causado principalmente por el exceso de esfuerzo a la formación y caída de presión entre la de formación y la de fondo fluyente por el incremento excesivo del caudal de flujo del pozo.

Conificación de Agua: Superficie en forma de cono que toma el contacto agua-petróleo alrededor de un pozo de petróleo. Tal superficie se forma cuando la zona productora está localizada en una arena cuya parte inferior (fondo de la arena) es agua y debido a la alta tasa de producción o empuje hidrostático de fondo, el contacto agua-petróleo se levanta debajo del pozo, formando una superficie cónica alrededor del mismo.

Diluyente: Fluido que se utiliza para disminuir la viscosidad del crudo facilitando así la movilidad del mismo dentro de las líneas de producción. El diluyente utilizado para los pozos del Área Jobo-02 es el crudo Quiriquire con una gravedad de 42 °API.

Golpe de Fluido: Cuando la bomba del bombeo mecánico no se llena completamente con fluido durante la carrera ascendente, se forma una capa de gas dentro del cilindro de la bomba, durante la carrera descendente, la válvula viajera permanece cerrada hasta que esta impacta el fluido. Esta condición se llama golpe de fluido.

Índice de Productividad: El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir y es una propiedad comúnmente medida. Se define como la razón de la tasa de producción, en barriles por día, a la presión diferencial ($P_e - P_f$) en el punto medio del intervalo productor y es inverso a la pendiente de la curva IPR.

Intrusión de Agua: Es el agua que entra a la zona de petróleo de un yacimiento, proveniente de formaciones que rodean la acumulación de crudo.

Nivel de Fluido: Es la profundidad a la cual se encuentra el tope de la columna de líquido de un pozo y es medida desde el cabezal de producción.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El esquema bajo el cual se trató el problema planteado permite que el mismo sea catalogado como una investigación de tipo explicativa, debido a que su desarrollo se identificó con el concepto de causa-efecto, tal como lo define Arias (1997) “la investigación explicativa se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto”, modelo que se enfoca a “la búsqueda de los factores que constituyen la causa de un evento físico”, como su nombre lo indica su interés se centra en explicar por qué ocurre un fenómeno y las condiciones bajo las cuales se sucede el mismo.

Este fenómeno, en PetroUDO S.A., son los factores que afectan la producción de los pozos asignados al convenio y que causan las bajas en la producción diaria de la empresa.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En función de la estrategia implementada que dio respuestas al problema planteado, se definió el diseño de la investigación bajo la estructura de investigación de campo; Arias (1997) indica que “consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna”. Para este tipo de diseño al igual que en la investigación las variables son de carácter independiente y no

pueden ser manipuladas, por lo que el investigador no tiene control directo sobre estas.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Morles (1994) precisa que “la población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan de los elementos o unidades a las cuales se refiere la investigación”, en esta investigación los elementos que constituyen la población está integrada por los 152 pozos productores pertenecientes al Área Jobo-02 del Campo Jobo, Morichal Estado Monagas, asignada por convenio a la empresa PetroUDO, S.A.

Sin embargo para mantener una homogeneidad en cuanto a información se refiere, fue necesario efectuar la selección de una muestra de carácter representativo, tal como lo indica Morles (1994) “la muestra es un subconjunto representativo de un universo o población”, con el propósito de establecer un control sobre los parámetros evaluados, resultando un total de 24 pozos seleccionados.

El criterio bajo el cual se llevó a cabo la escogencia de los pozos fue basado en el muestreo no probabilístico, pues la escogencia de estos no estuvo influenciada por probabilidad, por el contrario la selección de los prospectos a evaluar fue efectuada atendiendo aspectos relacionados con el problema, como es el hecho que el pozo esté activo.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Primera Fase: Identificación de los Pozos.

La selección de los 24 pozos se hizo considerando los clasificados como categoría 1 y categoría 2 para la fecha 31 de mayo del año 2003. Se identificó el tipo de completación, el yacimiento al cual esta completado, el método de levantamiento artificial utilizado y la producción asociada a estos pozos. Se realizaron gráficos de comparación entre métodos para determinar el aporte porcentual de cada uno.

Segunda Fase: Revisión del Historial de Producción.

Para el cumplimiento de este objetivo se generó una hoja de cálculo que permite copiar datos de producción de los pozos, registrados en la base de datos CENTINELA y al mismo tiempo graficar su comportamiento a través del tiempo logrando así visualizar la tendencia productiva que poseen estos pozos.

Estos gráficos del historial de producción de los pozos en estudio permitieron conocer la variación en la producción de petróleo, agua y gas de los mismos a partir de enero del año 1999. Los datos utilizados para generar los gráficos se filtraron de la base de dato CENTINELA utilizando un archivo de AICO.

Estos gráficos permitieron evaluar de forma rápida las eventualidades presentes en el perfil productivo de los pozos permitiendo diagnosticar, en conjunto con otras herramientas, los factores involucrados en la baja de producción de algunos pozos.

Tercera Fase: Revisión del Historial de Paradas.

Para tener una mejor perspectiva de las causas de parada se generó una hoja de cálculo donde se registraron todos los cierres presentados por el pozo desde la reactivación en mayo hasta el 30 de noviembre de 2003, y así lograr cuantificar el tiempo de vida improductiva que realmente posee el pozo durante este periodo.

El histórico de parada permitió, por un lado identificar las causas de cierre ocurridas en el pozo, bien por interrupción programada o por problemas ocasionados a nivel de superficie y que influyen directamente con el equipo de levantamiento artificial empleado, y por otro determinar las causas que generan mayor pérdida de producción por paradas en los pozos y por consecuencia merma en la producción diaria de la empresa.

Cuarta Fase: Factores que Afectan en Mayor Proporción la Producción.

Luego de revisar el comportamiento de producción de cada uno de los pozos se hizo necesario contabilizar el número de pruebas y muestras clasificadas como buenas, malas, dudosas y aceptadas para determinar las posibles causas de inconsistencia entre un resultado y otro, porque estos influyen directamente en la contabilización de la producción del pozo.

Se evaluaron y compararon las pruebas por método de extracción, por múltiple de producción y por tipo de separados; se hizo lo propio con las muestras al evaluar el punto de toma de fluido.

Se realizó un análisis de curvas diagnóstico a los pozos tomando como referencia las curvas de diagnóstico de Chang. Para ello se desarrolló una hoja de cálculo que permitiera graficar una serie de datos obtenidos de la base de datos OFM.

Se realizó un seguimiento a la producción contabilizada a la empresa y al factor de campo aplicado mensualmente por parte de PDVSA. Se comparó la producción con la que resultaría al tomar como base el factor de campo acordado.

Se evaluó la eficiencia de las bombas utilizadas en los pozos seleccionados y los factores que pueden afectar el buen desempeño de los equipos de extracción. Para ello se utilizó las cartas dinagráficas y niveles de fluido presentadas por el programa ECHOMETER realizadas a los pozos.

Luego de revisar el historial de parada, se diagnosticaron las causas y el tiempo de parada que reflejan pérdida en la producción. Se contabilizó el tiempo que se pierde en la reactivación del pozo a causa de atraso en el servicio o reparación.

Quinta Fase: Análisis del Potencial de Producción.

Se evaluó el potencial de los pozos utilizando para ello las curvas de comportamiento de afluencia IPR con el modelo de Darcy modificada según Vogel para pozos convencionales vertical y desviado.

Sexta Fase: Propuestas de Mejora.

Se realizó la evaluación y análisis de todos los factores y/o elementos que generan bajas en la producción diaria de la empresa con la finalidad de proponer acciones correctivas o de mejoras que permitan mantener o incrementar los niveles de producción.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Las técnicas que se emplearon para la obtención de la data requerida en el desarrollo del proyecto de investigación, fueron el análisis documental y el análisis de contenido.

El primero de estos fue empleado para la compilación de información de carácter técnica referida a los aspectos teóricos a desarrollar en el contenido de la investigación basándose en la documentación bibliográfica, mientras que el análisis de contenido se usó para recabar información puntualizada (datos y características) que se localizan dentro del contenido de informes, carpetas y reportes generados, tanto de actividades operacionales, como de bases de datos electrónicas.

Entre los instrumentos que se emplearon para recopilar la data, destacan los siguientes:

CARPETA DE POZOS: Elemento de los archivos de la unidad de producción donde se encuentra los datos operacionales de los pozos, desde el inicio de su etapa productiva hasta la actualidad.

CENTINELA: Sistema de información operacional oficial de PDVSA para soportar los procesos de extracción, control y contabilidad de crudo, agua y gas. Está compuesto de varios módulos, entre los que recalcan en orden de importancia los siguientes:

- Pozo, aplicación que maneja los datos de los pozos, su estado y las actividades que se realizan sobre ellos.
- Oleo, aplicación que permite contabilizar la producción manejada a partir de las estaciones principales en conjunto con los datos de los sistemas de recolección y distribución de fluidos.
- Gas, aplicación que permite sean manejados los datos del sistema de recolección y distribución de gas.
- Seila, aplicación que permite que se efectúe un inventario de todas las instalaciones de producción.

AICO: El Ambiente Integrado de Consultas Operacionales es la herramienta que permite filtrar y extraer información de la Base de Datos de CENTINELA, específicamente del módulo Pozo.

OFM: El Oil Field Manager ó Administrador de Campo Petrolero es el sistema de información oficial de PDVSA para la administración y planificación del desarrollo de los yacimientos.

Existe interfase entre este sistema y CENTINELA, debido que OFM es alimentado por la Base de Datos de CENTINELA.

ECHOMETER: Sistema integrado de software y hardware donde se tiene registrada por pozo toda la data referente a las cartas dinagráficas y los niveles de fluidos medidos para cada uno de los pozos del área.

DIMS: Es un sistema integrado de entrada de datos para capturar y almacenar la información de la perforación de pozos petroleros, completación y otros trabajos asociados al pozo.

Adicionalmente permite visualizar todos los reportes estándar y personalizados automáticamente, ya sea de las operaciones diarias del pozo, reportes sumariales o de trabajos especiales que sean requeridos.

SIMDE: Es una aplicación que permite el almacenamiento, protección, mantenimiento, distribución, administración y visualización de documentos entre los que se encuentran carpetas de pozo, planos, manuales, procedimientos, normas ISO 9000, fotografías, diagramas de pozos, entre otros.

3.6 RECURSOS

Para hacer posible la realización de este proyecto de investigación, se dispuso de los siguientes recursos:

Recursos Humanos: Conformado por el personal especializado y capacitado que labora en la Empresa PetroUDO, S.A. y PDVSA E&P, División Oriente, Distrito San tomé de la Unidad de Explotación Pesado Este.

Recursos Financieros: La empresa PetroUDO, S.A. y específicamente la Gerencia de Producción, estuvo a cargo del financiamiento económico de los gastos generados por concepto del desarrollo del presente proyecto.

Recursos Materiales: Entre éstos fueron incluidos los equipos de oficina como computadoras, impresoras, fotocopadoras, escaner, además del material bibliográfico, informes técnicos y archivos de la empresa.

Recursos Tecnológicos: La empresa proporcionó apoyo tecnológico mediante el suministro de un computador personal provisto con Windows XP y Office 97, además del acceso a las bases de datos Centinela, OFM, Dims, Echometer y Simde.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS POZOS

El Área Jobo-02 cuenta con 152 pozos productores, 61 completados en el yacimiento Jobo-01 y 91 completados en el yacimiento Morichal-01, de los cuales se seleccionaron 24 pozos para estudiar los factores que afectan la producción diaria de éstos.

La selección se hizo considerando los pozos categoría 1 y categoría 2 según nomenclatura PDVSA, donde se registraron, para la fecha 31-05-03, 17 pozos categoría 1 (activos) y 7 categoría 2 (inactivos).

En la Tabla 4.1 se aprecia que del total de los pozos seleccionados 9 son reentradas y 15 son verticales lo que representan el 37,5% y 62,5% respectivamente, también se observa que 14 pozos están completados en el yacimiento Jobo-01 lo que representan el 58,3% el restante de los pozos en estudios, 41,7%, están completados en el yacimiento Morichal-01.

Los métodos de levantamiento artificial utilizados en estos pozos son el Bombeo Mecánico (BM), Bomba de Cavidad Progresiva (BCP) y Levantamiento Artificial por Gas (LAG). Cabe destacar que entre los pozos verticales no se tiene BCP y entre los pozos reentradas se cuenta con un BM y un LAG. El Gráfico 4.1 muestra el número de pozos por método de levantamiento y el Gráfico 4.2 indica su producción asociada.

Tabla 4.1. Pozos JOA en estudio. Fuente CENTINELA

POZO	TIPO	YACIMIENTO	METODO	PRODUCCIÓN
JOA-023	Vertical	Jobo-01	BM	124 BBPD
JOA-025	Vertical	Jobo-01	BM	337 BBPD
JOA-028	Vertical	Jobo-01	BM	153 BBPD
JOA-059	Reentrada	Jobo-01	LAG	625 BBPD
JOA-065	Reentrada	Jobo-01	BCP	158 BBPD
JOA-066	Vertical	Jobo-01	LAG	290 BBPD
JOA-067	Vertical	Morichal-01	BM	606 BBPD
JOA-075	Reentrada	Jobo-01	BCP	575 BBPD
JOA-078	Reentrada	Jobo-01	BM	133 BBPD
JOA-079	Reentrada	Jobo-01	BCP	700 BBPD
JOA-084	Reentrada	Jobo-01	BCP	379 BBPD
JOA-101	Vertical	Jobo-01	BM	462 BBPD
JOA-102	Vertical	Jobo-01	BM	228 BBPD
JOA-111	Vertical	Morichal-01	BM	64 BBPD
JOA-114	Vertical	Jobo-01	BM	242 BBPD
JOA-118	Vertical	Morichal-01	BM	869 BBPD
JOA-120	Vertical	Morichal-01	BM	707 BBPD
JOA-123	Vertical	Jobo-01	BM	337 BBPD
JOA-127	Reentrada	Morichal-01	BCP	528 BBPD
JOA-131	Vertical	Morichal-01	BM	146 BBPD
JOA-139	Vertical	Morichal-01	BM	1007 BBPD
JOA-361	Vertical	Morichal-01	BM	171 BBPD
JOA-364	Reentrada	Morichal-01	BCP	514 BBPD
JOA-365	Reentrada	Morichal-01	BCP	837 BBPD

En el Gráfico 4.1 se observa que el método de levantamiento más usado entre los pozos seleccionados es el BM representando el 62,5%, esto por ser el sistema de extracción mas común aplicado a más del 80% de los pozos del mundo; también se aprecia que el método BCP ocupa el segundo lugar con 29,2%, que a pesar de ser un sistema nuevo esta desplazando poco a poco al BM, finalmente se tiene al LAG representando solo el 8,3% de los pozos en estudio.

En el Gráfico 4.2 se aprecia que el mayor volumen de extracción se tiene con el uso del método BM, esto por ser el sistema con mayor número de pozos activo; el método de levantamiento con BCP refleja un volumen de extracción importante, debido a que los pozos seleccionados con este método son reentradas (pozo horizontal), por tanto tienen mayor área de flujo y mayor tasa de producción.

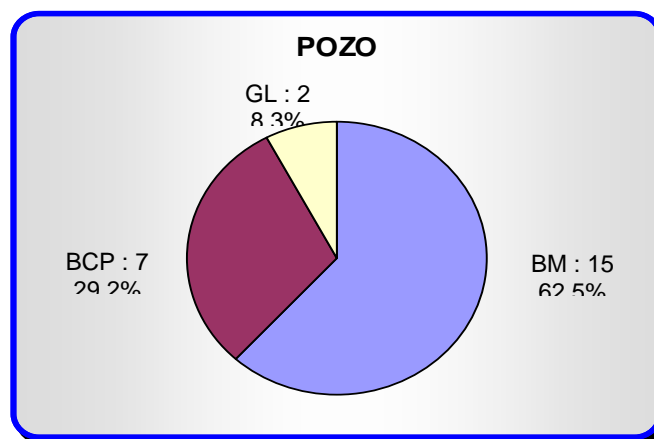


Gráfico 4.1. Pozos por método de Levantamiento.

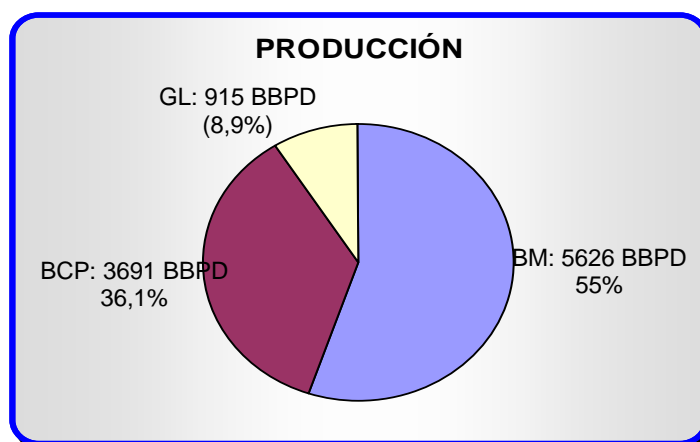


Gráfico 4.2. Producción Asociada al Método de Levantamiento.

En el Gráfico 4.1 se observa que los pozos BCP son en número menos de la mitad que los BM un 46,6%, no obstante, en el Gráfico 4.2 se aprecia que reportan una producción de 65,6% del total de pozos BM. Con estos resultados no se puede comparar la eficiencia de los métodos de levantamiento BM y BCP en el área por presentar diferentes condiciones de completación a nivel de pozo, es decir vertical para el primero y horizontal para el segundo.

Esto se valida comparando la producción de los dos pozos completados con el método de levantamiento artificial por gas, donde la producción asociada a estos pozos recae en mayor proporción en el pozo JOA-059 reflejando el 68,3% de la producción reportada por este método debido principalmente a que el pozo es una reentrada completado en el yacimiento Jobo-01 mientras que el pozo JOA-066 es vertical completado en el mismo yacimiento, con lo que se puede inferir que el método de levantamiento artificial por gas presenta mejor eficiencia en pozos horizontales que en pozos verticales completados en un mismo yacimiento.

4.2 REVISIÓN DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción permitió observar el comportamiento de los pozos durante su vida productiva. Esto permitió evaluar de forma rápida las eventualidades presentes en el perfil productivo de los pozos.

Con los gráficos del historial de producción no se tiene un diagnóstico exacto de lo ocurrido en un momento determinado durante la vida productiva del pozo por lo que es necesario contar con otras herramientas que permitan facilitar la interpretación de estos cambios en la producción.

Los Gráficos 4.3A, 4.3B y 4.3C muestran el histórico de producción del pozo JOA 114. En el Gráfico 4.3A se observa que hasta finales del año 1999 el pozo presenta una alta tasa de producción de fluido, sobre los 400 BBPD, y que desde el año 2000 ésta tasa disminuyó a un promedio de 200 BBPD con una clara tendencia de mantenerla, siempre y cuando el equipo de levantamiento conserve los parámetros de trabajo.

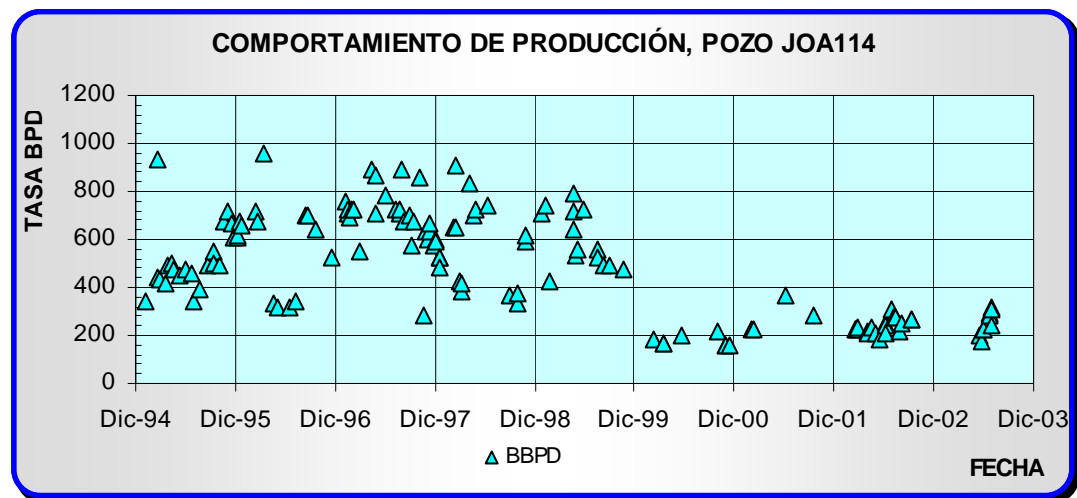


Gráfico 4.3A. Histórico de Producción del Pozo JOA 114.

El Gráfico 4.3B refleja un comportamiento similar a la 4.3A, a diferencia que la producción de crudo tiende a disminuir. El Gráfico 4.3C muestra un notorio crecimiento en el corte de agua hasta principio del año 2000, esto por las elevadas tasas de producción que se tienen en el pozo; igualmente se observa que al disminuir el caudal de fluido, es decir agua más crudo, la tendencia del corte de agua es de mantenerse.

De esto se deduce que en presencia de un aumento continuo del corte de agua es recomendable disminuir la tasa de producción para evitar que el

agua de la formación inunde el pozo dejando atrás un volumen de crudo que puede ser recuperable.

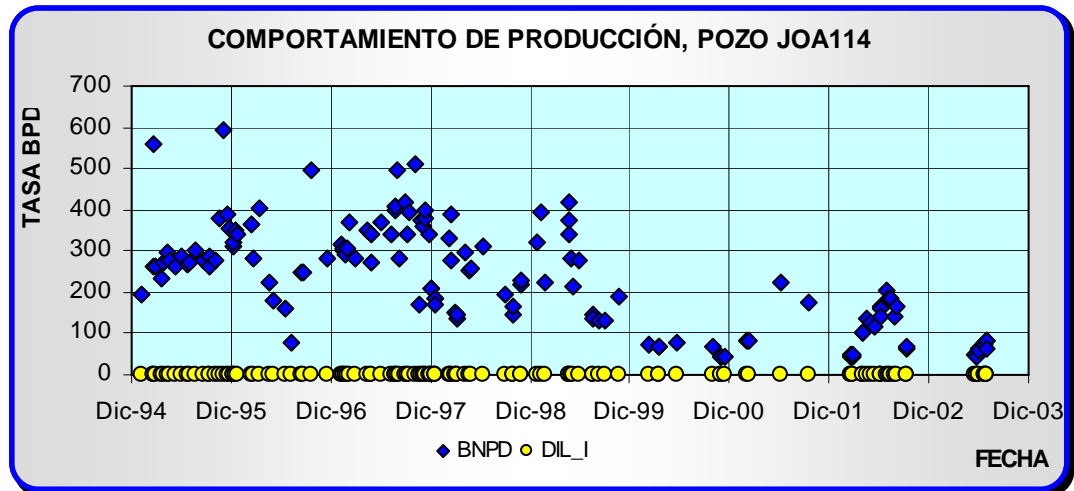


Gráfico 4.3B. Histórico de Producción del Pozo JOA 114.

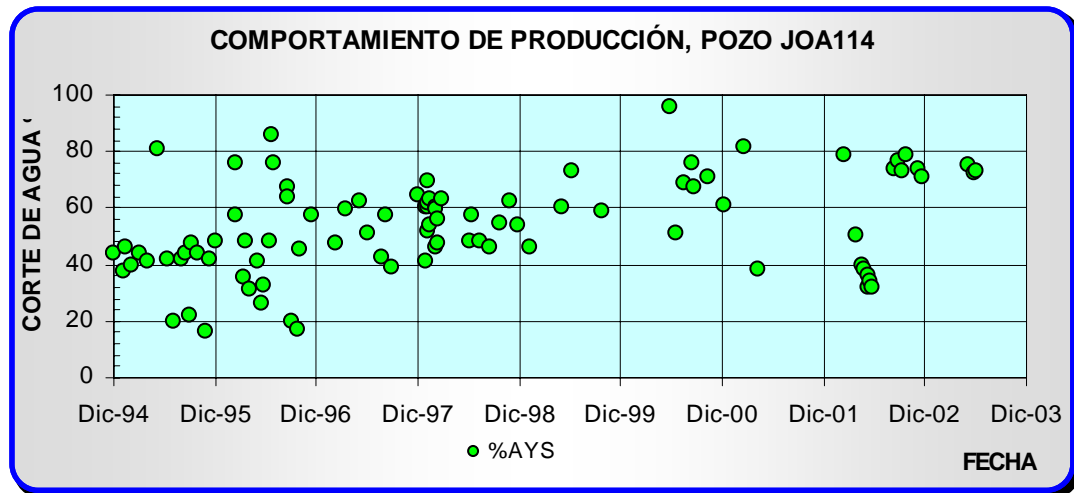


Gráfico 4.3C. Histórico de Producción del Pozo JOA 114.

El apéndice A muestra los gráficos del histórico de producción de los pozos en estudio observándose que muchos de estos reflejan datos inconsistentes, tal como es el caso de JOA 67, Gráfico 4.4, y en otros casos

no se cuenta con suficiente data que permita crear una tendencia en la producción, como se aprecia en el Gráfico 4.5, es por ello que se desarrolló una secuencia que permita muestrear los pozos del Área Jobo-02 una vez por semana y probar por lo menos dos veces al mes.

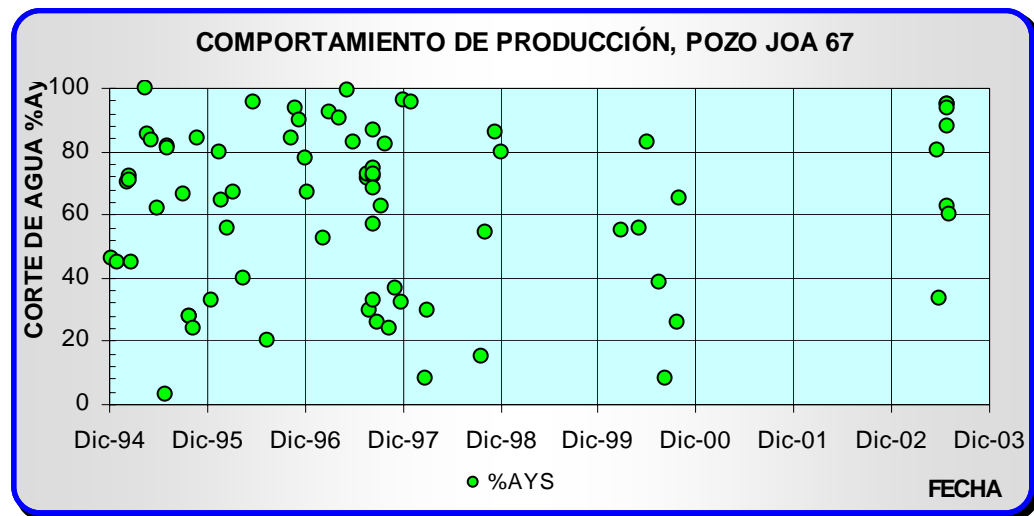


Gráfico 4.4. Histórico de Producción del Pozo JOA 67.

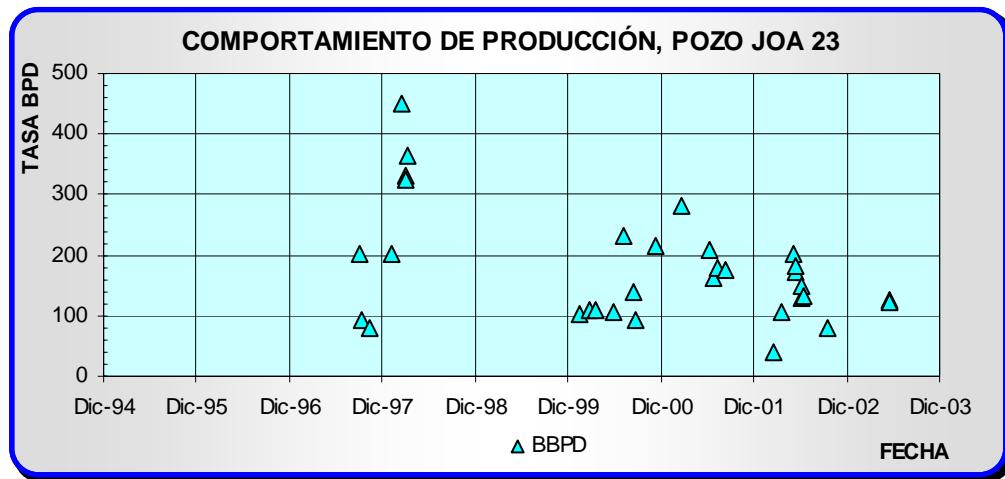


Gráfico 4.5. Histórico de Producción del Pozo JOA 23.

4.3 REVISIÓN DEL HISTORIAL DE PARADAS

La vida productiva de un pozo muchas veces se ve interrumpida por la realización de un servicio, como toma de nivel de fluido y/o carta dinográfica, y por fallas mecánicas asociadas al aparato de levantamiento lo que requiere de una programación, de cuadrillas y equipos, para ejecutar las acciones correctivas que permitan la puesta en marcha del pozo.

En muchos casos estos trabajos de servicio y mantenimiento correctivo reflejan demoras en las operaciones lo que ocasiona retardo para la activación del pozo.

El histórico de parada permite identificar las causas de cierre ocurridas en el pozo, bien por interrupción programada o por problemas ocasionados a nivel de superficie y que influyen directamente con el equipo de levantamiento artificial empleado. El apéndice B muestra las tablas que contemplan el histórico de parada de los pozos.

La Tabla 4.2 muestra el histórico de parada del pozo JOA-139 donde se refleja que el pozo se cerró en 22 oportunidades y el mayor tiempo de cierre se presenta en espera por un servicio, circular el pozo.

También muestra disparidad en tiempo de cierre por la misma causa, como es el caso de las paradas por haberse soltado las correas donde la primera interrupción, por esta causa, refleja 4 horas de cierre mientras que la tercera 103 horas, éste último por no contar con cuadrilla disponible para llevar a cabo la acción correctiva.

Tabla 4.2. Historial de Parada Pozo JOA-139.

PETROUDO, S.A. POZO JOA-139				Fecha de Cierre	Fecha de Activación	Parada (h)
Nº	Causa de Cierre	Estado				
1	Circular pozo	OC	N C	6/5/03 14:42	9/5/03 11:07	68
2	Falla eléctrica	AM	E L	12/5/03 7:00	12/5/03 9:30	3
3	Instalar correas	AM	C R	12/6/03 10:55	12/6/03 14:35	4
4	Soltó correas	AM	C R	12/6/03 16:00	13/6/03 9:00	17
5	Soltó correas	AM	C R	13/6/03 10:04	17/6/03 16:38	103
6	Alto nivel en los Tk, Limpieza de succión	OC	E F	24/6/03 9:25	24/6/03 14:01	5
7	Falla eléctrica	AM	E M	27/6/03 4:07	27/6/03 10:43	7
8	Falla eléctrica	OC	E L	1/7/03 13:15	1/7/03 23:00	10
9	Falla eléctrica	AE	E L	13/7/03 8:27	13/7/03 9:10	1
10	Falla eléctrica	OC	E L	14/7/03 20:00	14/7/03 20:40	1
1	Alta tensión	AE	E	20/7/03	20/7/03	1

1			L	9:23	10:24	
1 2	Parado, reemplazar empacaduras	AM	E P	6/8/03 10:00	7/8/03 17:16	31
1 3	Parado para alinear unidad de bombeo	AM	B L	11/8/03 8:00	11/8/03 10:15	2
1 4	Pozo parado. Soltó correas	AM	C R	12/8/03 8:30	14/8/03 9:40	49
1 5	Falla eléctrica	AE	E L	26/8/03 8:00	27/8/03 10:21	26
1 6	Toma de carta dinográfica	OS	DI	9/9/03 14:00	11/9/03 19:37	54
1 7	Fuga en los empaques	AM	E P	6/10/03 8:00	6/10/03 10:00	2
1 8	Molinera puente central dañado	AM	B L	24/10/03 10:45	27/10/03 10:29	72
1 9	Toma de carta dinográfica	OS	DI	5/11/03 10:30	6/11/03 17:49	31
2 0	Espera evaluación	OS	E E	6/11/03 17:49	13/11/03 10:00	160
2 1	Circular pozo	OC	N C	13/11/03 16:07	14/11/03 12:30	20
2 2	Reemplazar empaques	AM	E P	14/11/03 12:30	16/11/03 12:30	48
2 2	Circular pozo	OC	N C	16/11/03 12:30	30/11/03 12:00	335
TOTAL:						1049

4.4 FACTORES QUE AFECTAN EN MAYOR PROPORCIÓN LA PRODUCCIÓN

4.4.1 Sistema de Prueba

Las pruebas permiten contabilizar la producción bruta del pozo, es decir el volumen de gas y líquido que por éste se extrae del yacimiento, gracias a un sistema de medición de flujo bifásico ubicado en los múltiples de producción. Este sistema de medición se basa en la utilización de un

separador convencional en posición vertical que permite la separación de las fases gas-líquido del hidrocarburo contabilizando al mismo tiempo el volumen de cada una de las fases.

Estos resultados son cargados a la base de datos CENTINELA programa que define la condición de la prueba, es decir si esta es BUENA, MALA o DUDOSA cuando evalúa una serie de parámetros considerando si están dentro o no de un rango previamente establecidos en el sistema.

Existe una cuarta condición, ACEPTADA, la cual es definida por el Ingeniero de Optimización luego de estudiar las pruebas dudosas basándose en el historial de producción del pozo y el conocimiento que se tienen del mismo, permitiendo eliminar la incertidumbre sobre las pruebas dudosas al convertirlas en pruebas aceptadas o malas de acuerdo a su criterio como Ingeniero de Optimización.

En el Gráfico 4.6 se observa la producción bruta del pozo JOA-075 donde se reflejan, desde el inicio de operaciones de la empresa PetroUDO S.A., resultados que difieren hasta 340 BPD entre una prueba y otra generando dudas en la confiabilidad de los resultados, por lo que se hizo necesario contabilizar el número de pruebas buenas, malas, dudosa y aceptable desde el 1^{ro} de Mayo de 2003.

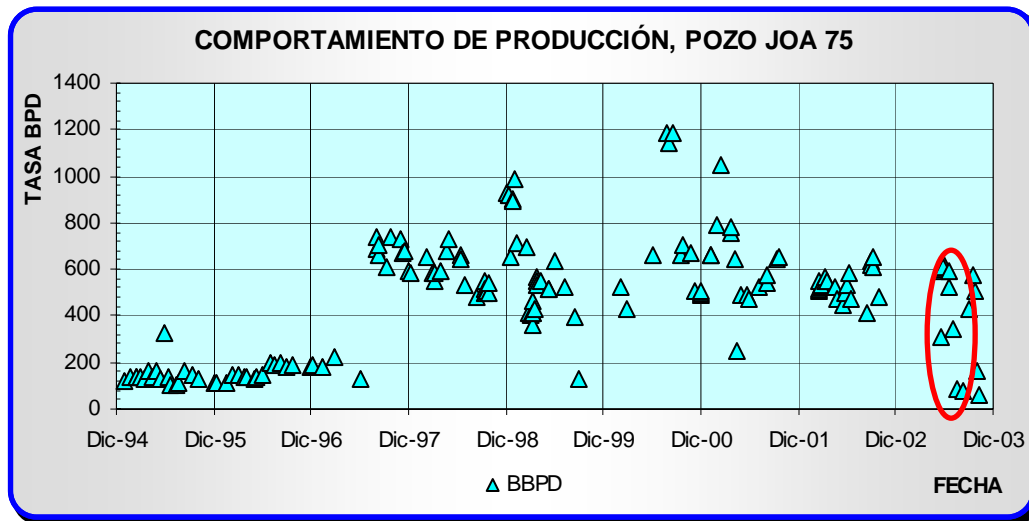


Gráfico 4.6. Histórico de Producción de Fluido, Pozo JOA-075

Desde el inicio de operaciones en mayo hasta 31 de Octubre de 2003 se tienen un total de 264 pruebas de producción realizadas a los pozos del Área Jobo-02, el apéndice C muestra las tablas donde se describe las condiciones de las pruebas. El Gráfico 4.7 refleja la proporción de cada una de las condiciones asociadas a los resultados de las pruebas, donde se aprecia que para el 31 de Octubre se tiene 41% de pruebas buenas y 36% de pruebas malas.

Este bajo resultado de pruebas buenas y elevado porcentaje de pruebas malas dan un indicio de suspicacia al momento de contabilizar la producción de la empresa, esto por que PetroUDO, S.A. no cuenta con instalaciones que le permita realizar la contabilidad de la producción entregada a PDVSA por lo que se lleva a cabo la medición del volumen extraído del Área Jobo-02 a través de las pruebas.

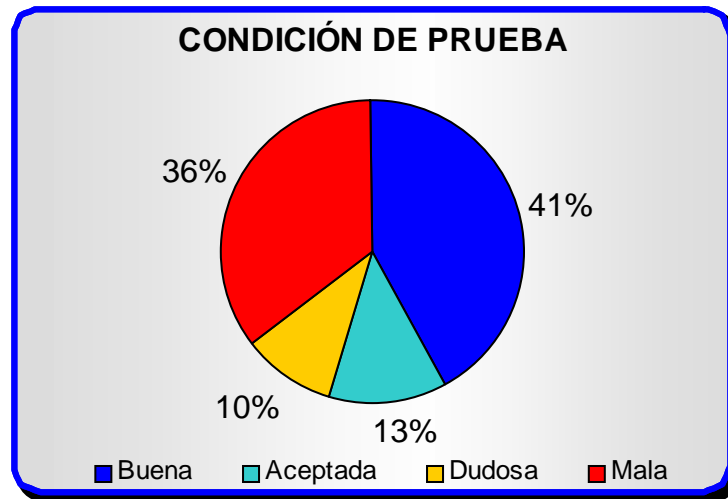


Gráfico 4.7. Clasificación de las Pruebas.

Es por ello la gran importancia que tiene determinar las posibles causas que generan este elevado número de pruebas malas, para ello se evaluó la clasificación de las pruebas en cada uno de los métodos de levantamiento artificial que se tiene en el área.

En los Gráficos 4.8, 4.9 y 4.10, se observa que los pozos con BM reflejan mayor índice de pruebas en condición mala que buena y los pozos con BCP reportan mayor porcentaje de pruebas buenas que malas, mientras que los pozos LAG no presentan pruebas con condición mala. Con esto se puede inferir que a mayor RGP mayor es la eficiencia de los equipos de medición utilizados en los múltiples de producción del Área Jobo-02.

No es posible determinar parámetros que permitan comprobar la causa de estas diferencias porque se observó que para un mismo método se tiene disparidad en los resultados, por lo que se hizo necesario evaluar el punto de medición de la producción.

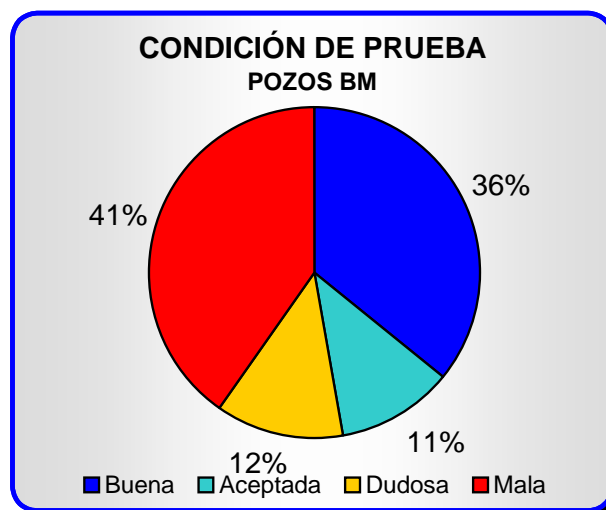


Gráfico 4.8. Clasificación de las Pruebas. Pozos BM.

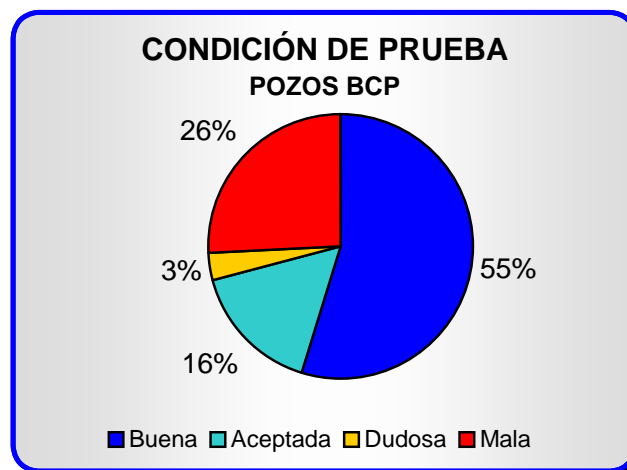


Gráfico 4.9. Clasificación de las Pruebas. Pozos BCP.

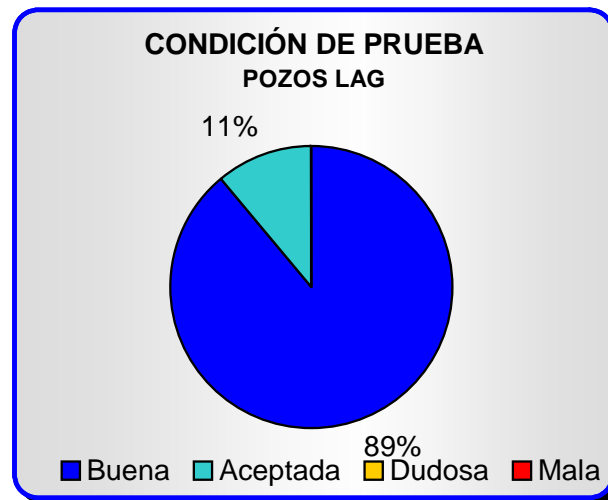


Gráfico 4.10. Clasificación de las Pruebas. Pozos LAG.

En el Gráfico 4.11 se tiene la clasificación de las pruebas por múltiple de producción donde se notó que en los múltiple 6 y 4 el número de pruebas buenas supera las pruebas malas, mientras que en los múltiples 2 y 5 se observó lo contrario, haciéndose indispensable estudiar los equipos similares entre estos múltiples, resultando que para los primeros se tiene un separador que utiliza un sistema de medición por nivel y los segundos un sistema de medición AOK.

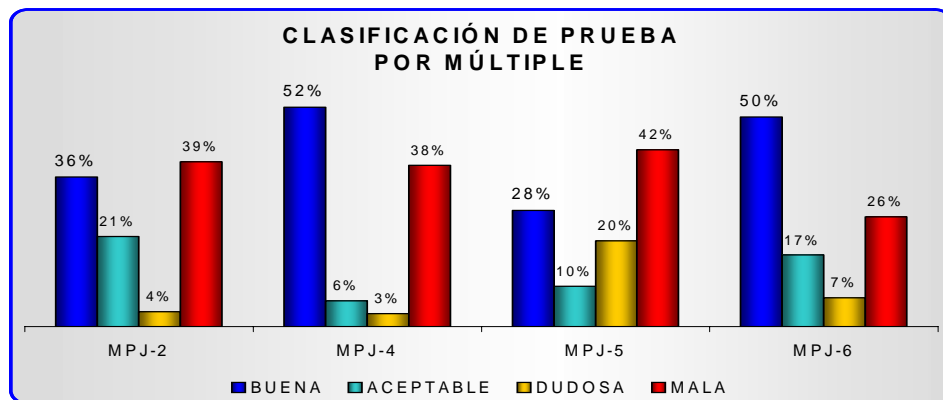


Gráfico 4.11. Clasificación de las Pruebas. Múltiples de Producción.

Al evaluar estos sistemas de medición se observó que en el sistema AOK el porcentaje de pruebas buena es menor que de pruebas mala, mientras que en el sistema de nivel se tiene lo contrario, es decir, el porcentaje de pruebas buena es mayor que de pruebas mala, como se aprecia en los Gráficos 4.12 y 4.13, también se aprecia que considerando las pruebas con condición buena y aceptada se tienen 43% para el primero y 64 % para el segundo por lo que se aprecia que el sistema de medición por nivel es más eficiente y confiable que el sistema AOK.

La experiencia desarrollada en el campo indica que los separadores de pruebas existentes en los múltiples de producción del área asignada a la empresa PetroUDO S.A. no son del todo confiable debido que ambos sistemas de medición reflejan un alto índice de pruebas malas, esto posiblemente por el tiempo de uso que presentan los equipos de medición y no poseer un programa de mantenimiento preventivo y/o correctivo adecuado.

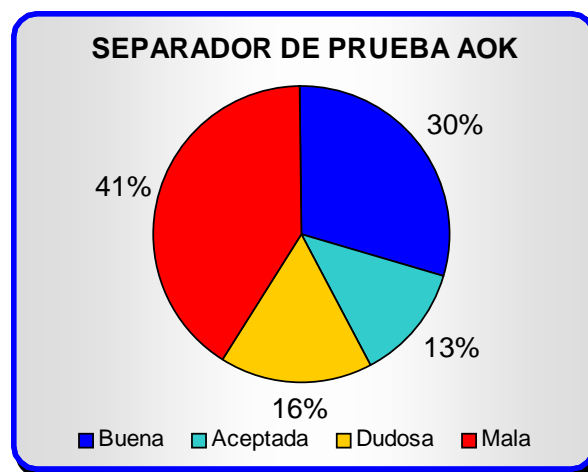


Gráfico 4.12. Clasificación de las Pruebas. Sistema AOK

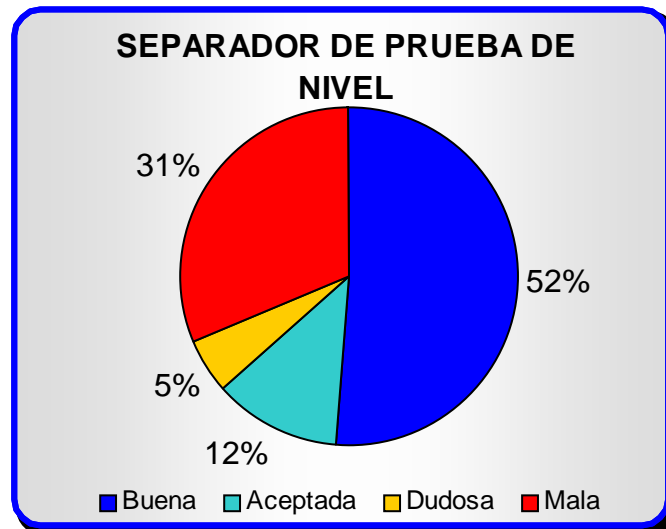


Gráfico 4.13. Clasificación de las Pruebas. Sistema de Nivel

4.4.2 Análisis de Muestra

Probada la producción del pozo se requirió determinar el contenido de agua y sedimento que ésta posee para calcular el volumen de crudo que aporta a la producción total, para ello se extrae un volumen considerable lo más representativo del fluido proveniente del fondo pozo, que es lo que se conoce como muestra.

Para el análisis de la muestra de crudo se empleó el método de centrifugación, Método ANSI/ASTM D1796-68 IP-75/69, que permitió determinar el volumen de agua libre, volumen de emulsión, contenido de agua emulsionada, contenido de arena y gravedad API del crudo; estos datos son cargados en la base de datos de PDVSA, CENTINELA, la cual clasifica como BUENA, MALA o ACEPTABLE de acuerdo a la ubicación de los parámetros en un rango previamente establecidos en el sistema.

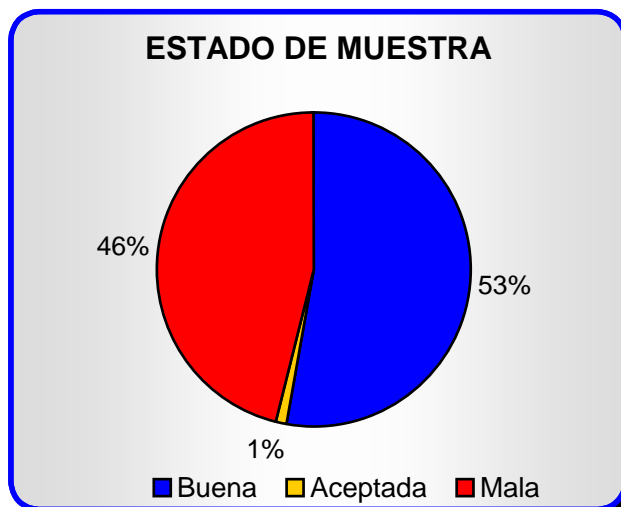


Gráfico 4.15. Clasificación de las Muestras

Se evaluó la clasificación de las muestras de fluido de cada yacimiento observándose, como se ve en los Gráficos 4.16 y 4.17, que los resultados son similares en cuanto a la condición de las muestras tanto buenas como malas, debido a que los pozos completados en los yacimientos Morichal-01 y Jobo-01 presentan corte de agua y propiedades de fluido semejantes por lo que se deduce que la procedencia del fluido no genera limitación alguna en los resultados de los análisis.

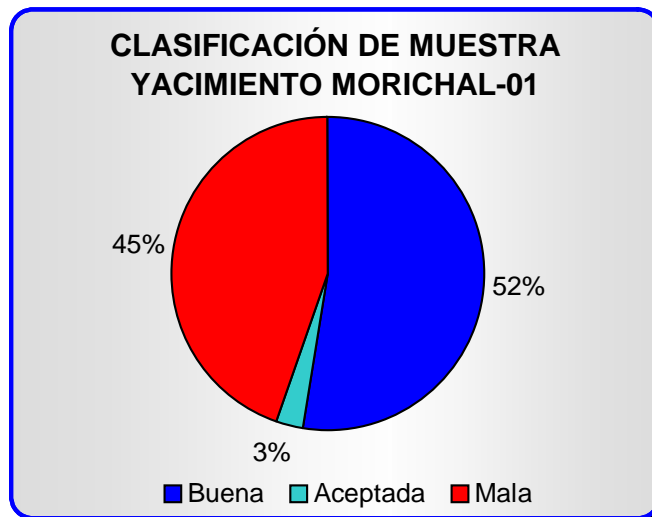


Gráfico 4.16. Clasificación de las Muestras. Yacimiento Morichal-01

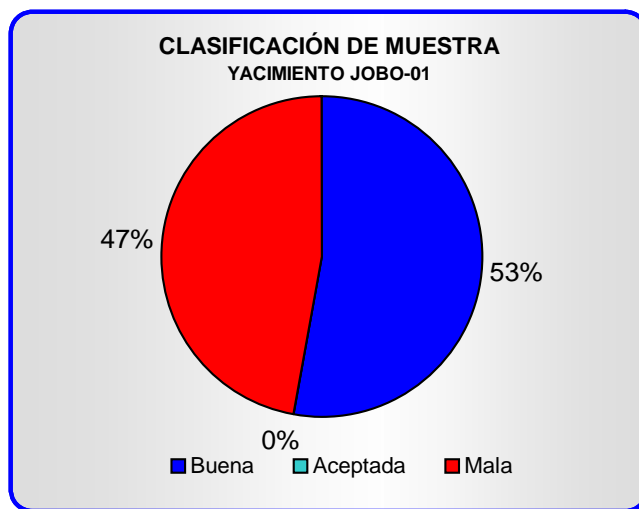


Gráfico 4.17. Clasificación de las Muestras. Yacimiento Jobo-01

La toma de muestra para el análisis de contenido de agua y sedimento del fluido proveniente del pozo se realiza en un punto del diseño de la línea de flujo próximo al cabezal del pozo; por falta de mantenimiento o mala

práctica, estas tomas se han dañado en muchos pozos o en otros casos no existe, por lo que se toma la muestra de una válvula en el cabezal del pozo, donde se tiene el manómetro que permite medir la presión de cabezal.

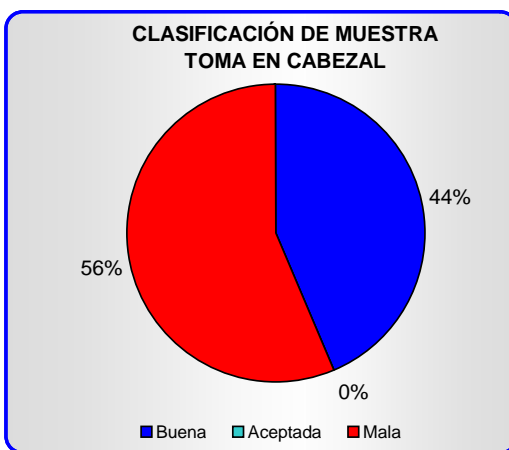


Gráfico 4.18. Clasificación de las Muestras. Toma en el Cabezal

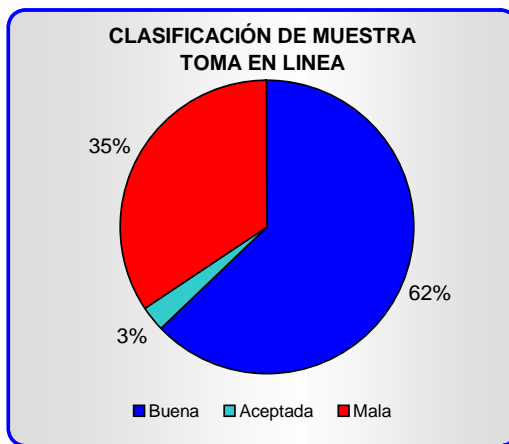


Gráfico 4.19. Clasificación de las Muestras. Toma en la Línea

En el Gráfico 4.18 se muestra la clasificación de las muestras tomadas en el cabezal del pozo, refleja que el 56% de los análisis realizados a las muestras resultaron malas, comparando estos resultados con los obtenidos en el Gráfico 4.19, que muestra la clasificación de las muestras tomadas en la línea de flujo, donde se aprecia que el 62% de los análisis realizados a las muestras resultaron buenas, se deduce que las muestras obtenidas del punto ubicado en la línea son mas representativas y brindan mayor confianza en los resultados que las obtenidas en el cabezal del pozo.

4.4.3 Producción de Agua

El control de la producción de agua constituye un importante desafío para los ingenieros de yacimientos y de reacondicionamiento de pozos. Para reducir el corte de agua e incrementar la vida útil del pozo se utilizan diversas técnicas.

La clave para encontrar una solución satisfactoria consiste en definir el origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo. El origen del agua puede estar dado por ciertas condiciones en el yacimiento, o en las cercanías del pozo.

Las condiciones típicas incluyen conificación, canalización y comunicación o problemas en la cercanía del pozo, lo cual hace que el agua irrumpa al pozo sin barrer un volumen adecuado de petróleo.

Los pozos del Área Jobo-02 presentan problemas de alta producción de agua, como es el caso del pozo JOA-084 (Gráfico 4.20), su histórico de producción de agua, ha incrementado aceleradamente y por consiguiente disminuido los barriles de crudo producidos.

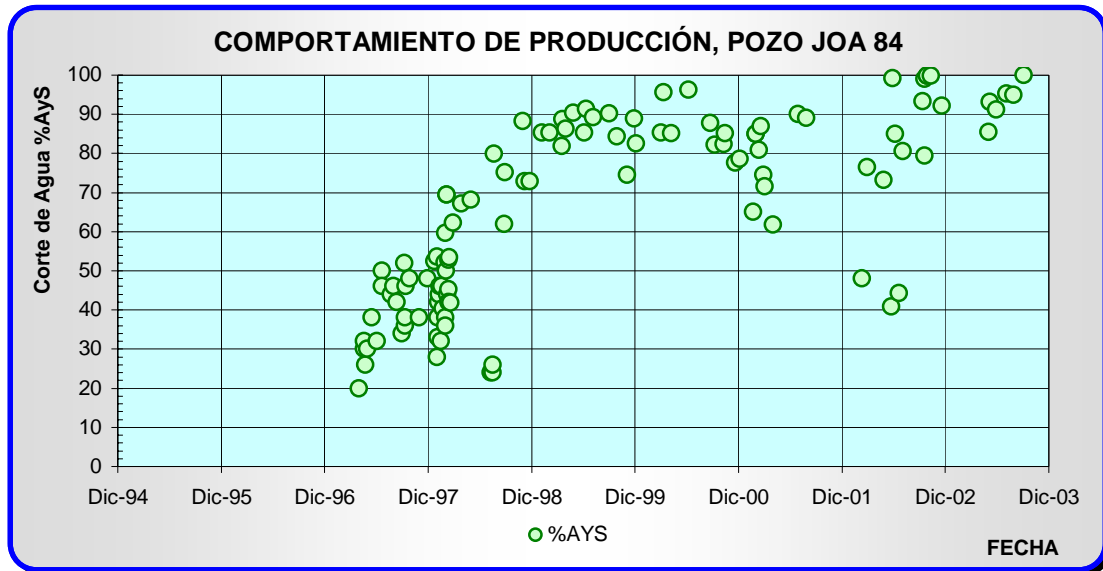


Gráfico 4.20. Histórico de Producción. Pozo JOA-084

La empresa no cuenta con instalaciones propias que permitan separar el agua del crudo, siendo esto una limitante al momento de incrementar la producción en los pozos porque generaría un aumento en la producción de agua. El convenio permite que la empresa PetroUDO S.A. entregue crudo a PDVSA con un corte de agua no mayor a 60% resultando esto un parámetro de control en la producción de agua.

El Gráfico 4.21 presenta el corte de agua que reportan los pozos del área asignados al Convenio, reflejando que el 58% de los pozos seleccionados tienen un corte de agua mayor a 60% y solo el 21% de los pozos presentan un corte de agua menor a 40%, por lo que es necesario buscar herramientas y/o técnicas que permitan identificar la causa que origina estos elevados valores de producción de agua.

Por esto se decidió realizar un análisis de curvas diagnóstico en los pozos activos con el fin de identificar el origen de la intrusión de agua e iniciar la búsqueda de un tratamiento adecuado que permita reducir el incremento de la producción de agua del Área Jobo-02.

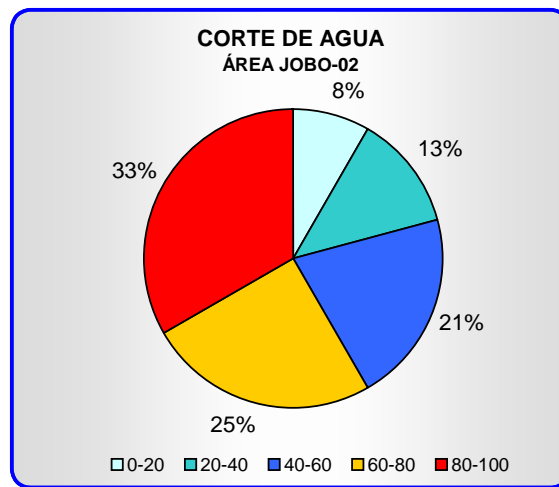


Gráfico 4.21. Corte de Agua

El Gráfico 4.22 presenta la curva de diagnóstico de intrusión de agua del pozo JOA-102 que al compararla con los patrones desarrollados por Chang, refleja claramente, según la tendencia, problemas en la cercanía del pozo. Se requieren de otros estudios y herramientas para determinar con mayor precisión el tipo y magnitud del problema de intrusión de agua pero estas curvas de diagnósticos permiten visualizar la posible causa de los incrementos en la producción de agua en los pozos.

En el apéndice D se muestran las curvas de diagnóstico Chang de los pozos en estudio, para el análisis solo se tomaron los verticales porque las curvas de diagnósticos de Chang no aplica a pozos reentrada. El Gráfico

4.23, muestra los resultados que generó las curvas de diagnóstico de intrusión de agua donde se aprecia que la canalización de agua en los pozos productores del Área Jobo-02 es el problema que rige el crecimiento acelerado de los altos cortes de agua, debido que el 61% de los pozos seleccionados reflejan este tipo de intrusión, igualmente se observa 13% de los pozos presentan indicios de conificación.

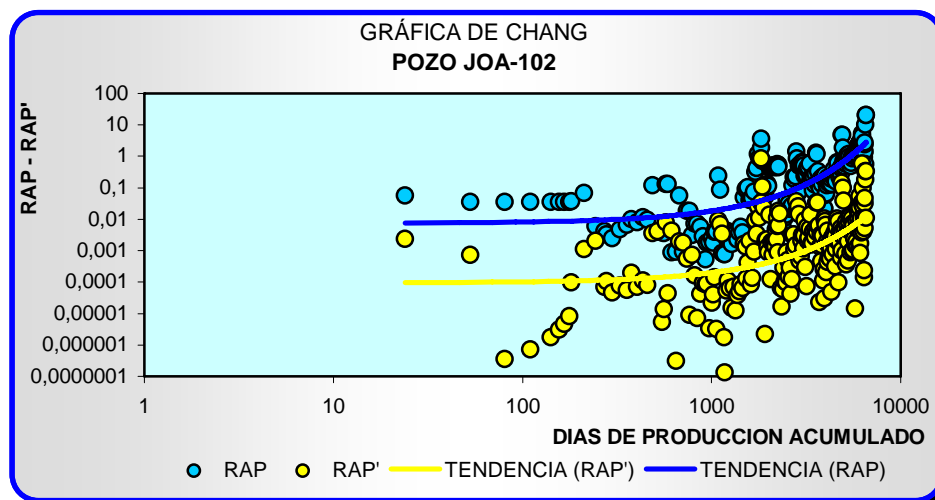


Gráfico 4.22. Curva de Diagnostico Chang. Pozo JOA-102

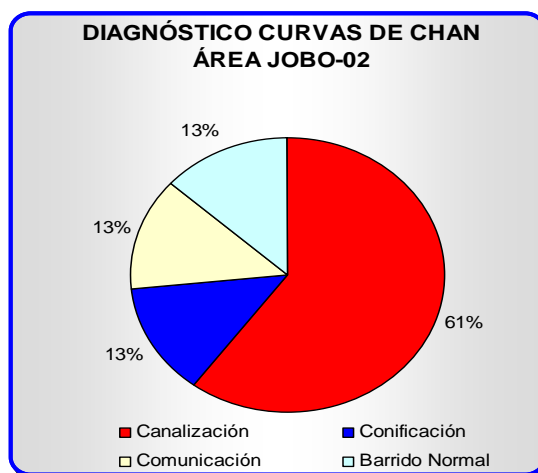


Gráfico 4.23. Diagnostico de las Curvas de Chang.

4.4.4 Factor de Campo

El factor de campo es el resultado de una relación matemática entre el volumen de crudo contabilizado por las pruebas realizadas a los pozos y el volumen entregado y/o despachado en la estación principal EPT-1. Este factor permite ajustar el volumen de crudo en el reporte diario logrando así un estimado de la producción a fiscalizar al momento del cierre mensual registrado en la empresa PDVSA.

PetroUDO S.A no se escapa de este ajuste de producción debido a que no cuenta con una estación de flujo propia que permita almacenar, tratar, contabilizar y despachar la producción extraída del Área Jobo-02 por lo que la producción se entrega de forma bifásica en las estaciones de flujo de la UEPE-PDVSA donde se mezcla con el resto de la producción del campo, por lo que se asigna a la empresa PetroUDO S.A. una producción que resulta de una correlación volumétrica.

En reunión realizada el 16 de septiembre del año 2002 en el edificio principal de Morichal, contando para ello con la participación de representantes de la UEPE, Convenios y PetroUDO S.A., se acordó una producción base para el convenio Jobo-02 de 2966 BNPD con un factor de campo igual a 0,76565.

La producción asociada al área asignada por convenio a la empresa PetroUDO S.A. se ha visto afectada por la aplicación de ajuste con factores de campo distintos a lo acordado, notándose diferencias de hasta 10.000 BN tal como es el caso del mes de junio donde se ajustó la producción con 0,67632 como factor de campo y no el acordado de 0,76565 (Tabla 4.3).

Tabla 4.3. Producción Corregida por Factor de Campo.

Mes	Jobo 01	Morichal 01	Prod. Ext.	Diluyente	Producción X Factor de Campo							Prod. Estim.
					Factor Mensual (FM)			Factor Convenio (FC)			P.P.F.C	
					Factor	BN	BN + Dil	Factor	BN	BN + Dil		
Mayo	38.868	41.371	80.239	6.464	0,70000	56.167	62.631	0,76565	61.435	67.899	5.268	77.500
Junio	48.942	64.845	113.787	7.338	0,67632	76.956	84.294	0,76565	87.121	94.459	10.165	75.000
Julio	29.466	78.761	108.227	7.811	0,74173	80.275	88.086	0,76565	82.864	90.675	2.589	86.800
Agosto	27.792	46.546	74.338	5.970	0,71875	53.430	59.400	0,76565	56.917	62.887	3.487	86.800
Septiembre	28.234	40.654	68.888	5.768	0,69271	47.719	53.487	0,76565	52.744	58.512	5.025	54.000
Octubre	28.821	52.282	81.103	6.381	0,68713	55.728	62.109	0,76565	62.097	68.478	6.368	55.800
Noviembre	14.580	49.440	64.020	6.800	0,76668	49.083	55.883	0,76565	49.017	55.817	(66)	66.000
Total	216.703	373.899	590.602	46.532	0,710054	419.360	465.892	0,76565	452.194	498.726	32.835	501.900

A partir de la reactivación de operaciones el 1^{ro} de mayo del año 2003 y hasta el 31 de noviembre del mismo año se tiene una producción de crudo extraída, según las pruebas realizadas a los pozos, de 590.602 BN que al ser ajustado por el factor de campo aplicado mensualmente en la UEPE resultan 419.360 BN de crudo para la empresa PetroUDO S.A., mientras que aplicando el factor de campo acordado se contabilizaría una producción de 452.194 BN reflejando una diferencia entre producción de 32.834 BN, representando un 7,26% de merma como se aprecia en la Tabla 4.3.

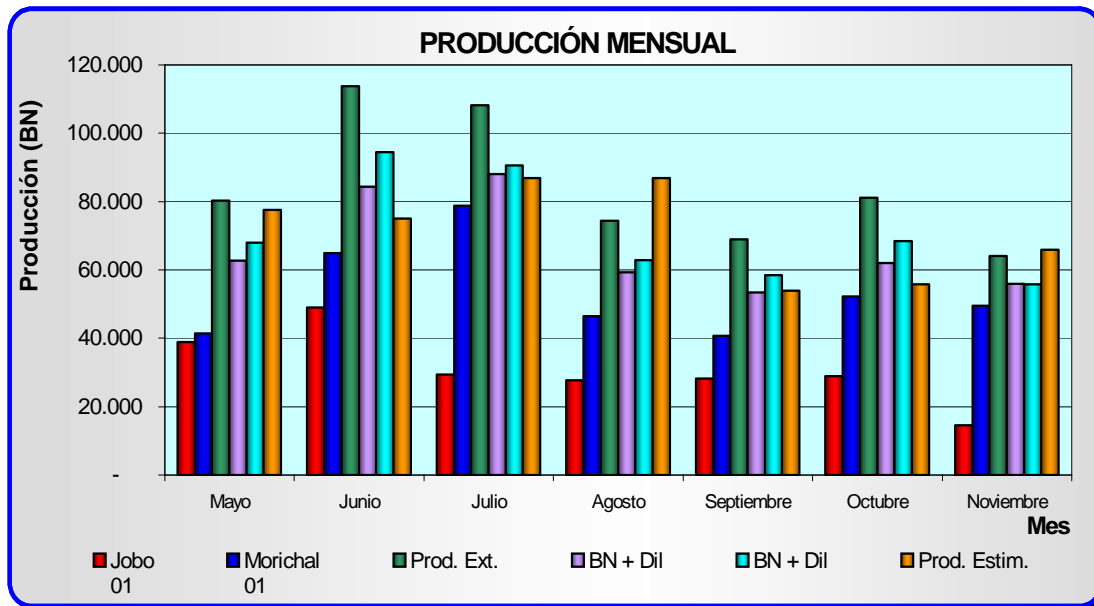


Gráfico 4.24. Producción Mensual Extraída.

El Gráfico 4.24 muestra la producción mensual asociada al área asignada a la empresa PetroUDO S.A. donde se observó que la producción de crudo contabilizada con el factor de campo mensual asignado a la UEPE-PDVSA, que se utiliza como factor de corrección para la producción de PetroUDO S.A., se ubicó por debajo de lo calculado con el factor de campo convenido.

La experiencia en el campo indicó que la merma que presenta la producción de un pozo entre lo medido por las pruebas y lo contabilizado en la estación principal es producto de las restricciones que el fluido presenta para recorrer con normalidad todo el trayecto de la línea de producción desde el múltiple de prueba hasta la estación de almacenamiento, por tanto mientras más cerca se ubique el punto de medición, que contabilice la producción asociada a los pozos JOA, mayor será el factor de corrección y por consiguiente el volumen en la producción corregida.

4.4.5 Eficiencia de Bombeo

El equipo de subsuelo se diseñó con el objetivo de extraer el mayor volumen de fluido que el pozo pueda aportar, llevarlo hasta la superficie y de allí a la estación de flujo, por lo que es de vital importancia mantener en óptimo estado las condiciones del sistema de bombeo utilizado en cada método de levantamiento artificial.

Para la extracción del crudo de los pozos completados en los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01 asociados al Área Jobo-02 se cuenta con dos tipos de sistemas de bombeos como son el bombeo mecánico (BM) y el bombeo de cavidad progresiva (BCP).

El estado y/o condición del sistema de bombeo se evaluó utilizando el programa ECHOMETRER de TOTAL WELL MANAGEMENT el cual determina y registra los niveles de fluido presente en los pozos, las condiciones de operación de las bombas, el volumen de llenado, carta dinográfica para BM, etc., parámetros que permiten diagnosticar posibles factores que afecten la eficiencia del sistema de bombeo.

La eficiencia de las bombas BM y BCP se definen como la relación entre la producción real del pozo que resulta de las pruebas a una velocidad dada y la producción que pueda tener la bomba a la misma velocidad a 100% de eficiencia.

Los Gráficos 4.25 y 4.26 muestran la distribución de eficiencia para cada uno de los métodos de levantamiento artificial evaluados. Se puede apreciar que 14% de las bombas BCP presentan una eficiencia menor al 50%, valor límite considerado en el campo que refleja buen funcionamiento en este tipo de bomba de subsuelo; Igualmente se aprecia que el 33% de las bombas BM presenta eficiencia inferior al 40%, valor que determina el límite del buen funcionamiento de la bomba.

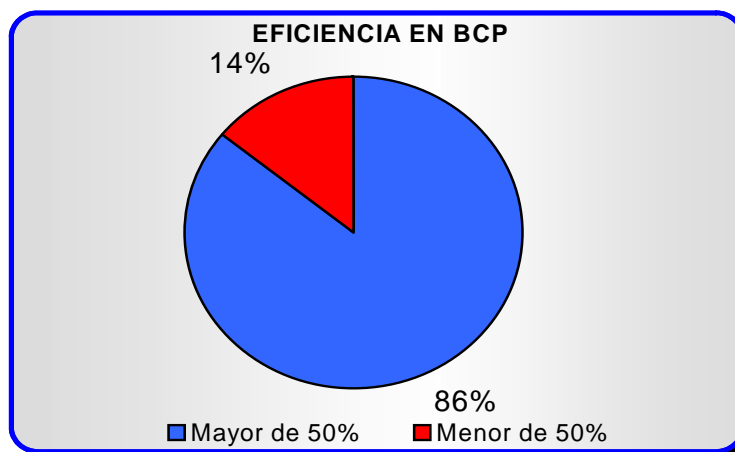


Gráfico 4.25. Eficiencia en BCP.

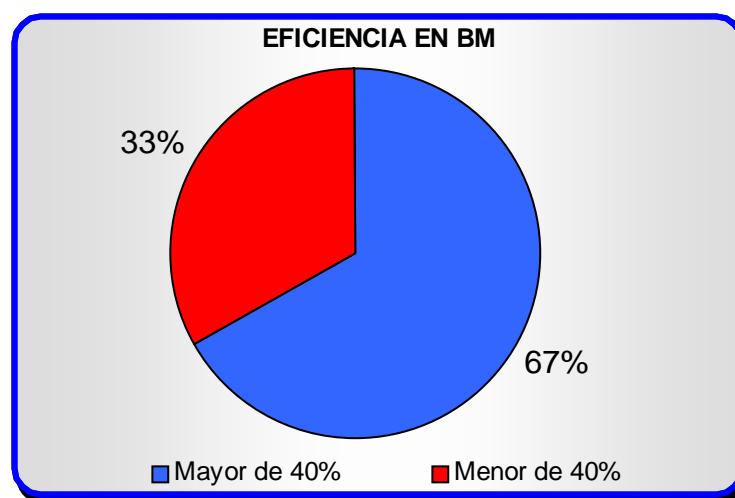


Gráfico 4.26. Eficiencia en BM.

Existen varios factores que pueden afectar la eficiencia de las BCP, entre las cuales se tienen el resbalamiento, ese es un fenómeno que se presenta cuando se emplea bombas de baja capacidad de levantamiento, en el caso de las BCP utilizadas en el área no presentan este fenómeno debido a que éstas son bombas de mediano caudal.

Otro factor que afecta la eficiencia es el bajo aporte de fluido de los pozos y es aquí donde se refleja la importancia de conocer el potencial de los mismos para poder seleccionar bombas adecuadas y no sobre diseñar los equipos de tal manera que estos operen a alta eficiencia lo cual garantiza prolongar la vida útil de las bombas. La experiencia de campo indica que el sobre diseño en los equipos BCP a resultado ventajoso y proporciona mayor estabilidad en la producción del pozo.

La alta presencia de gas también afecta la eficiencia de las BCP, a pesar de que este tipo de bomba puede tolerar alto porcentaje de gas, su eficiencia disminuye ya que el gas pasa a ocupar el espacio disponible para el crudo, esto no solo afecta la eficiencia sino que reduce la vida útil de las bombas debido a que el roce entre el rotor y el estator es mayor generando un incremento en la temperatura por efecto de la disminución de la cantidad de líquido manejada por la bomba.

El porcentaje de gas manejado por las BCP se determinó mediante el uso del programa ECHOMETER, la Figura 4.1 muestra la ventana donde se observa la toma de nivel realizado al pozo JOA-065 el cual reportó un porcentaje de líquido igual a 81% por tanto el porcentaje de gas manejado por este pozo, bajo estas condiciones de operación, es de 19%.

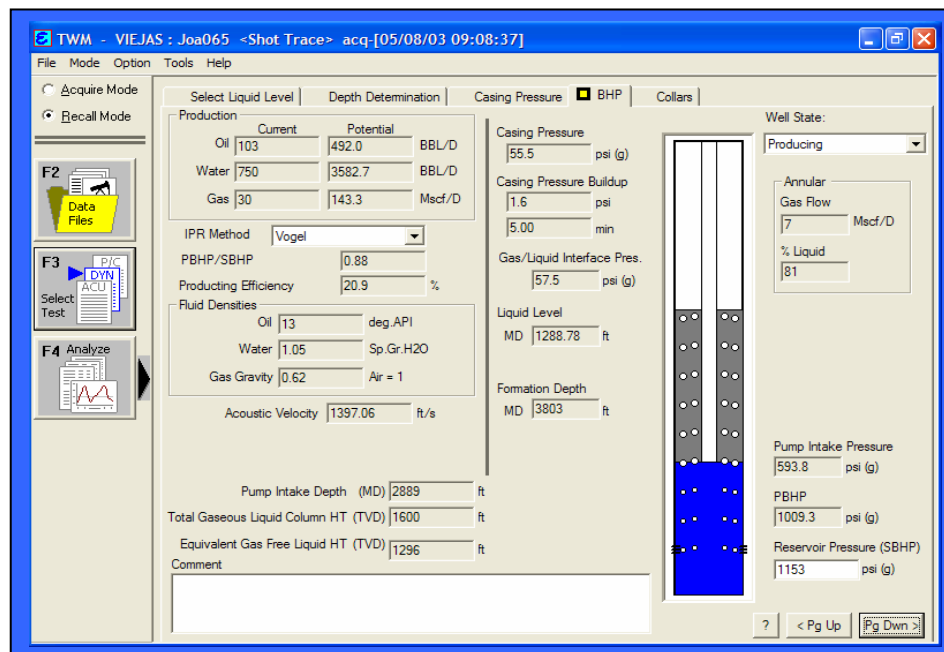


Figura 4.1. Toma de Nivel. Pozo JOA-065.

En el apéndice E se tienen las figuras de tomas de nivel correspondiente a los pozos BCP en estudio. A continuación se muestra en el Gráfico 4.27 los resultados obtenidos para los pozos BCP del área asignado al convenio.

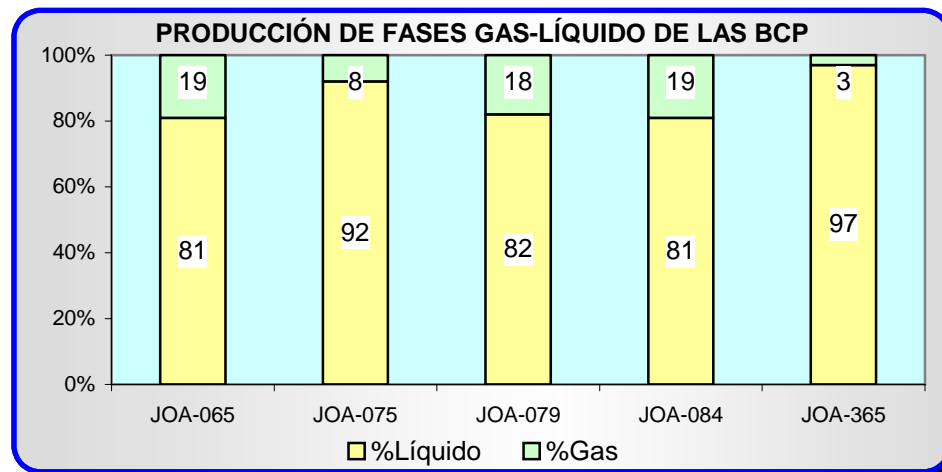


Gráfico 4.27. Producción de Fases Gas-Líquido en BCP.

La experiencia que se tiene del campo ha comprobado que el volumen máximo de gas que deben manipular las BCP es de 40% de la producción para mantener un buen rendimiento y vida útil de éstas, por lo que se concluye que los pozos completados con BCP presentan un buen rendimiento.

La eficiencia del sistema de bombeo BM se ve afectado mayormente por factores tales como golpe de fluido, este fenómeno ocurre cuando un pozo no llena completamente la bomba con líquido durante la carrera ascendente creando un vacío en la parte superior entre las válvulas.

Otro factor es el golpe de gas lo cual ocurre cuando el diferencial de presión y/o régimen de flujo permiten la liberación del gas disuelto en el crudo en la bomba evitando el llenado de esta con líquido durante la carrera ascendente formando una pequeña capa de gas entre el límite del fluido y el pistón, de no corregir este problema y de incrementar el volumen de gas se puede llegar a tener un bloqueo por gas lo que ocasiona la intervención del

pozo debido a que deja de producir. Este factor al igual que el anterior se puede corregir o minimizar su efecto disminuyendo los SPM o usar dispositivos antibloqueo de gas.

También se tiene golpe de bomba, lo cual ocurre cuando el pistón de la bomba golpea en la parte superior en la carrera ascendente y/o en la parte inferior en la carrera descendente, cuando estos casos ocurren la bomba debe ser reespaciada a fin de evitar daños mayores en la misma.

Otro factor es la fuga de válvula, esto ocurre cuando se tiene filtración por la válvula fija y/o válvula viajera, para estos casos solo se tiene el reemplazo de estas.

Igualmente se tienen la producción de finos lo cual causa atascamiento de los equipos y dificulta tanto la producción como las operaciones de servicio, la experiencia de campo indica que este efecto se minimiza disminuyendo la tasa de producción de los pozos.

La Figura 4.2 muestra la ventana donde se observa la carta dinagráfica tomada al pozo JOA-361 donde se observó que la bomba refleja golpe de fluido al igual que presenta atascamiento en la carrera descendente por presencia de arena, por tanto se recomienda bajar los SPM para minimizar estos efectos, igualmente se observó que el fluido está pesado, para corregir esto se debe aumentar la dosis de diluyente del pozo disminuyendo la viscosidad.

El apéndice E muestra las figuras de cartas dinagráficas tomadas a los pozos BM en estudios. En el Gráfico 4.28 se muestran los estados diagnosticados de las cartas dinagráficas realizadas a los pozos completados

con BM, que afectan la eficiencia de las bombas y por consiguiente la producción de los pozos del área asignado a la empresa PetroUDO S.A.

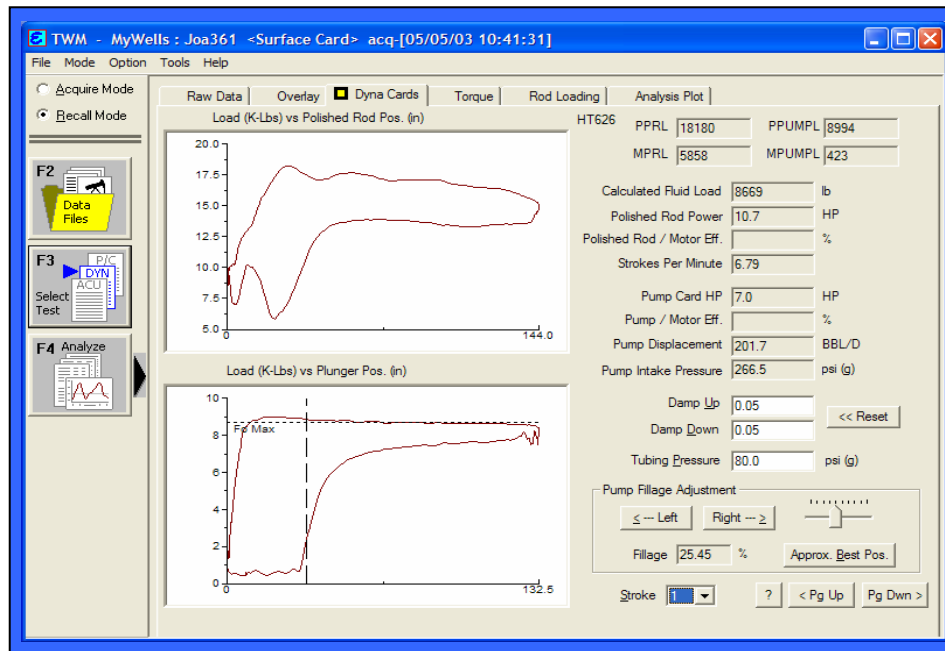


Figura 4.2. Carta Dinográfica. Pozo JOA-361.

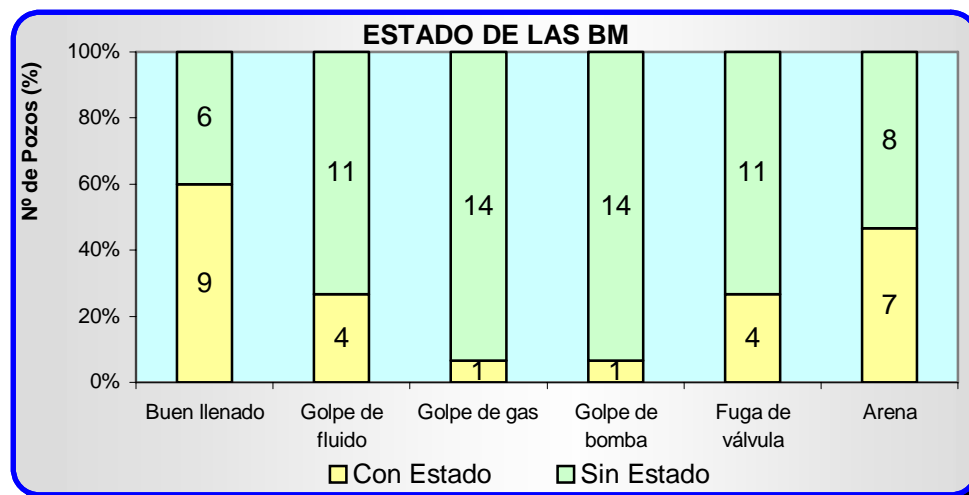


Gráfico 4.28. Estado de las BM.

Con lo que se concluyó que 9 de los pozos estudiados presentan buen llenado de la bomba, 4 bombas presentan golpe de fluido, 4 de los pozos muestran fuga de válvula en las bombas y 7 bombas muestran atascamiento, esto por presencia de arena.

4.4.6 Tiempo Diferido

El tiempo diferido se define como el lapso o periodo de tiempo que se pierde en la reactivación del pozo categoría 2 a causa de atraso en el servicio o reparación. Este tiempo genera caídas en los niveles de producción diaria y por consiguiente pérdidas de divisas para la empresa.

Para determinar el tiempo diferido que presentan los pozos seleccionados del Área Jobo-02 asignados por convenio a la empresa PetroUDO S.A. se realizó un histórico de paradas a partir de la reactivación en Mayo hasta el 30 de Noviembre.

El histórico de parada muestra la causa de parada, el tiempo de parada, el tiempo estimado que se necesita para realizar el servicio o reparación, el tiempo diferido que no es más que el tiempo que se pierde, la pérdida de producción por parada que resulta del producto entre el tiempo de parada y la producción diaria correspondiente al periodo de parada, por último la pérdida de producción diferida producto del tiempo diferido con la producción diaria de cada pozo. Cabe destacar que las pérdidas de producción por parada y diferida están corregidas con el factor de campo asignado a la UEPE-PDVSA.

El tiempo estimado se determinó basándose en la experiencia de campo, indicando que para los trabajos mayores se requieren de 24 horas

para programar y coordinar los equipos requeridos para el servicio o reparación, los trabajos menores necesitan de 3 a 8 horas dependiendo de la causa de parada. Las paradas por falla eléctrica de alta tensión no están contabilizadas por ser un agente externo al pozo.

La Tabla 4.4 muestra que el pozo JOA-139 perdió 1049 horas a causa de las paradas, las cuales se hubiesen solventado con 199 horas lo que indica que se perdieron 850 horas por retraso en los servicios y/o reparaciones concluyendo que de los 4858 BN perdidos por las paradas se hubiesen recuperado 3901 BN si se atiende con prontitud las fallas reportadas por el pozo, esta pérdida de producción diferida representa el 80% de la producción pérdida por parada.

Tabla 4.4. Histórico de Parada. Pozo JOA-139.

PETROUDO, S.A. PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN POR PARADA POZO JOA-139			Factor Campo	Prueba BNPD	Fecha de Cierre	Fecha de Activación	Tiempo Parada (h)	Tiempo Estimado (h)	Tiempo Diferido (h)	Pérdida Parada (bls)	Pérdida Diferida (bls)
Nº	Causa de Cierre	Estado									
1	Circular pozo	OC NC	0,7	233	6/5/03 14:42	9/5/03 11:07	68	24	44	465	302
2	Falla electrica	AM EL	0,7	233	12/5/03 7:00	12/5/03 9:30	3	3	0	17	0
3	Instalar correas	AM CR	0,67632	165	12/6/03 10:55	12/6/03 14:35	4	3	1	17	3
4	Soltó correas	AM CR	0,67632	165	12/6/03 16:00	13/6/03 9:00	17	3	14	79	65
5	Soltó correas	AM CR	0,67632	165	13/6/03 10:04	17/6/03 16:38	103	3	100	477	463
6	Alto nivel en los Tk, Limpieza de succión	OC EF	0,67632	165	24/6/03 9:25	24/6/03 14:01	5	5	0	21	0
7	Falla electrica	AM EM	0,67632	165	27/6/03 4:07	27/6/03 10:43	7	3	4	31	17
8	Falla electrica	OC EL	0,74173	165	1/7/03 13:15	1/7/03 23:00	10	10	0	50	0
9	Falla electrica	AE EL	0,74173	165	13/7/03 8:27	13/7/03 9:10	1	1	0	4	0
10	Falla electrica	OC EL	0,74173	165	14/7/03 20:00	14/7/03 20:40	1	1	0	3	0
11	Alta tensión	AE EL	0,74173	165	20/7/03 9:23	20/7/03 10:24	1	1	0	5	0
12	Parado,remplazar empaaduras	AM EP	0,71875	165	6/8/03 10:00	7/8/03 17:16	31	24	7	155	36
13	Parado para alinear unidad de bombeo	AM BL	0,71875	165	11/8/03 8:00	11/8/03 10:15	2	2	0	11	0
14	Pozo parado. Soltó correas	AM CR	0,71875	165	12/8/03 8:30	14/8/03 9:40	49	3	46	243	228
15	Falla electrica	AE EL	0,71875	165	26/8/03 8:00	27/8/03 10:21	26	3	23	130	115
16	Toma de carta dinagráfica	OS DI	0,69271	165	9/9/03 14:00	11/9/03 19:37	54	8	46	255	217
17	Fuga en los empaques	AM EP	0,68713	133	6/10/03 8:00	6/10/03 10:00	2	2	0	8	0
18	Rolinera puente central dañado	AM BL	0,68713	137	24/10/03 10:45	27/10/03 10:29	72	24	48	281	187
19	Toma de carta dinagráfica	OS DI	0,76668	137	5/11/03 10:30	6/11/03 17:49	31	8	23	137	102
20	Espera evaluación	OS EE	0,76668	137	6/11/03 17:49	13/11/03 10:00	160	1	159	701	697
21	Circular pozo	OC NC	0,76668	137	13/11/03 16:07	14/11/03 12:30	20	20	0	89	0
22	Reemplazar empaques	AM EP	0,76668	137	14/11/03 12:30	16/11/03 12:30	48	24	24	210	105
22	Circular pozo	OC NC	0,76668	137	16/11/03 12:30	30/11/03 12:00	335	24	311	1468	1363
TOTAL:							1049	199	850	4858	3901

En el apéndice B se tienen los históricos de parada de los pozos en estudio. En el Gráfico 4.29 se presentan las causas de paradas con su pérdida de producción asociada y el número de parada por esa causa en los pozos del área asignada al convenio, reflejando que la mayor pérdida de producción se tiene en espera por el camión bomba (NC) y la mayor frecuencia de paradas se tiene a causa de falla eléctrica menor (EM) y espera por evaluación (EE) de ingeniería con 23 cada una.

El Gráfico 4.30 presenta las pérdidas de producción por paradas en los pozos BM donde se observa que las mayores pérdidas se tienen por espera del camión bomba (NC), toma de carta dinagráfía (DI) y problemas con la estructura del balancín (BL), estas perdidas generan un déficit de más de 22700 BN a causa de estas paradas.

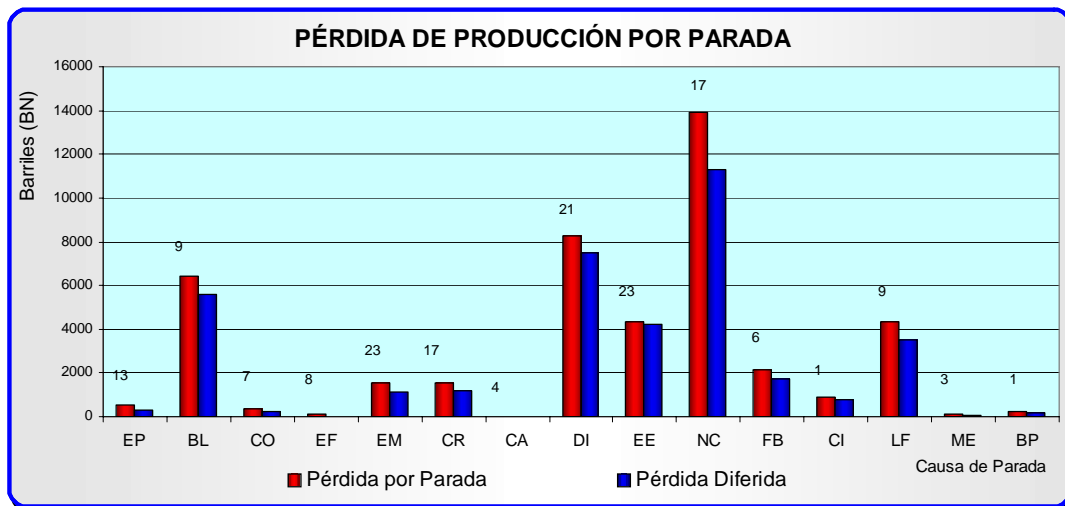


Gráfico 4.29. Pérdida de Producción por Parada.

El Gráfico 4.31 presenta las pérdidas de producción por paradas en los pozos BCP donde se observa que las mayores pérdidas se tienen por reparación de línea de flujo (LF) y espera del camión bomba (NC), estas

pérdidas generan un déficit de más de 5000 BN por consecuencia de estas paradas.

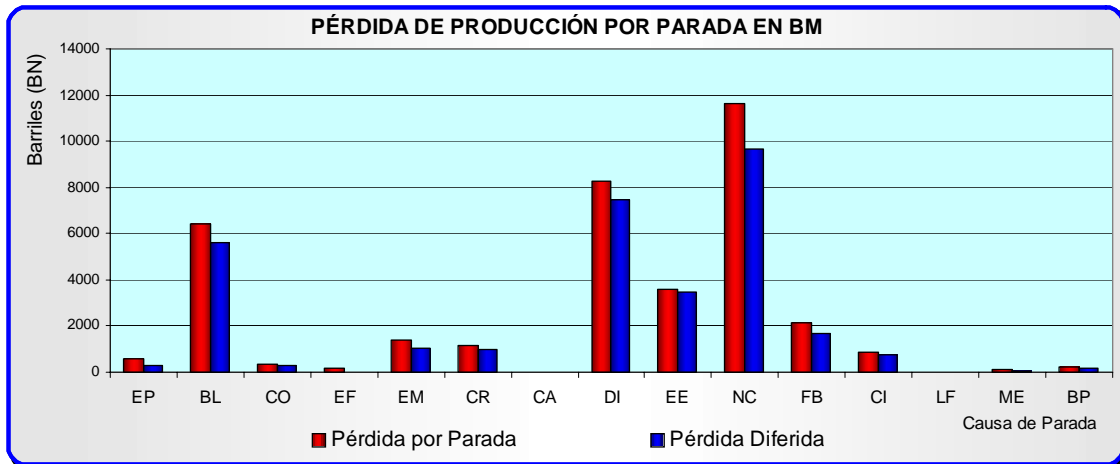


Gráfico 4.30. Pérdida de Producción por Parada en Pozos BM.

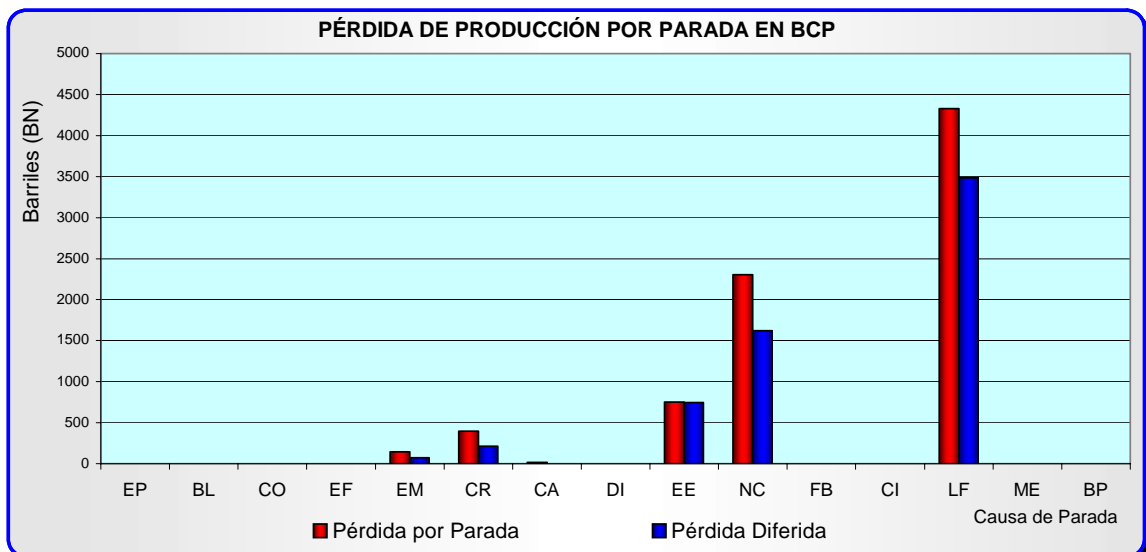


Gráfico 4.31. Pérdida de Producción por Parada en Pozos BCP.

En el Gráfico 4.32 se muestra la pérdida de producción a causas de paradas por fallas en los pozos, distribuidas por método de levantamiento donde se observó que el método que presenta mayor pérdida es el BM, esto por que el equipo de superficie tiene un mayor número de partes y/o componentes que requieren de mantenimiento, servicio y/o reparación, comparado con los demás métodos.

La producción perdida por parada de los pozos LAG es producto de cierre por mantenimiento preventivo y/o correctivo de las plantas compresoras de gas, por lo que esta producción no se contabiliza como pérdida diferida por ser generado por agente externo a los pozos.

El método BCP presentó la menor pérdida de producción, reflejando el 17,7% de la sumatoria entre éste métodos y el BM, con lo que se concluye que los pozos completados con BCP son más estables.

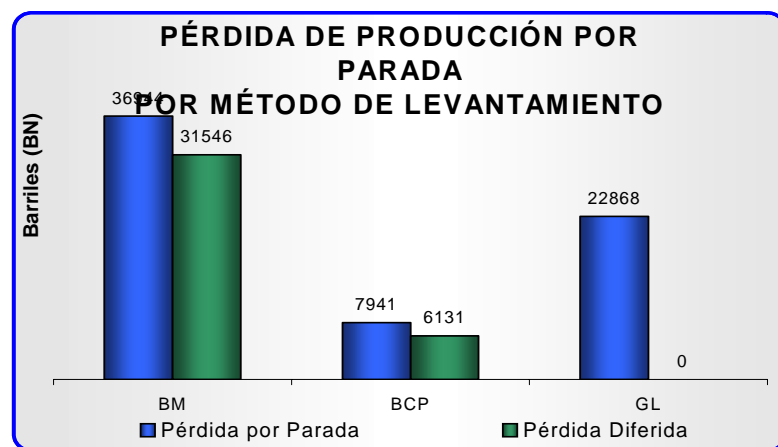


Gráfico 4.32. Pérdida de Producción por Parada por Método.

La pérdida total de producción reportada en los pozos asignados al convenio a causa de paradas por fallas o servicios desde la reactivación en

mayo hasta el 31 de noviembre del año 2003 es de 44885 BN aproximadamente de los cuales se hubiesen recuperado 37677 BN de esa producción si se atiende con celeridad los servicios y/o reparaciones según se aprecia en el Gráfico 4.33. Esta producción diferida representa más del 83,94% de la pérdida de producción por parada

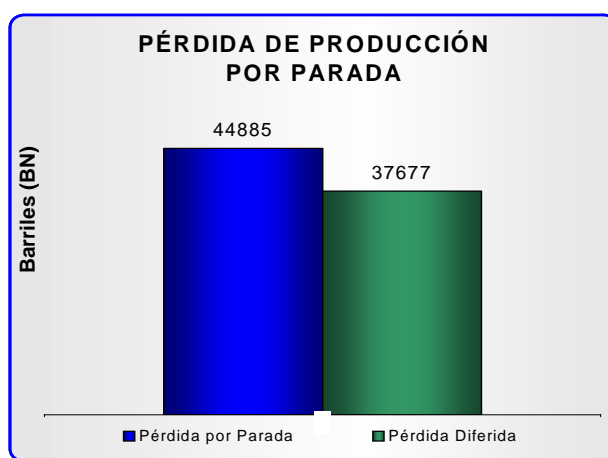


Gráfico 4.33. Pérdida de Producción por Parada en el Área Jobo-02.

4.5 Potencial de Producción

El potencial de producción que se asigna a un pozo se define como la capacidad que tiene de producir hidrocarburos. Se determina de las pruebas de producción realizada a los pozos donde se contabiliza la tasa máxima de crudo que el pozo puede aportar y varía de acuerdo a las condiciones de operación, es decir carrera del balancín, RPM o SPM, tipo de bomba, etc.

En el Gráfico 4.34 se observó que 58% de los pozos seleccionados presentan un potencial de producción inferior a 100 BNPD de crudo, esto se debe principalmente a la alta tasa de producción de agua que reportan los pozos asignados al Área Jobo-02, solo el 16% de los pozos reflejan un

potencial mayor a 200 BNPD de crudo, esto gracias a elevadas tasas de producción de fluido con que se tienen operando estos pozos.

Estos últimos operan sobre los 500 BPD, factor (alta tasa de producción de fluido) que perjudica considerablemente la producción de crudo de la empresa ya que estas tasas generan incrementos continuos en el corte de agua asociado al pozo disminuyendo al mismo tiempo la producción de crudo.

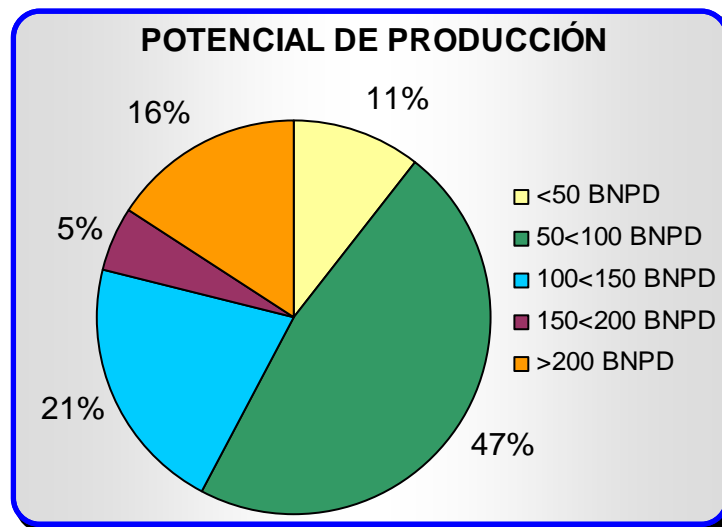


Gráfico 4.34. Escala de Potencial de Producción.

Las curvas de comportamiento de afluencia IPR, Gráfico 4.35, permitieron determinar la máxima tasa de producción que el pozo puede aportar bajo ciertas condiciones de operación por lo que es importante conocer este parámetro al momento de buscar un incremento en la producción de los pozos asignados por convenio a la empresa PetroUDO S.A.

Se construyeron las curvas con una hoja de cálculo siguiendo la ecuación de Vogel para flujo bifásico, esto debido a que la presión de yacimiento es igual a la presión de burbujeo, lo cual permite que se libere el gas asociado al crudo tanto en el yacimiento como en el fondo del pozo.

En el apéndice F se muestran la tabla de datos y las curvas de comportamiento de afluencia de los pozos en estudio.

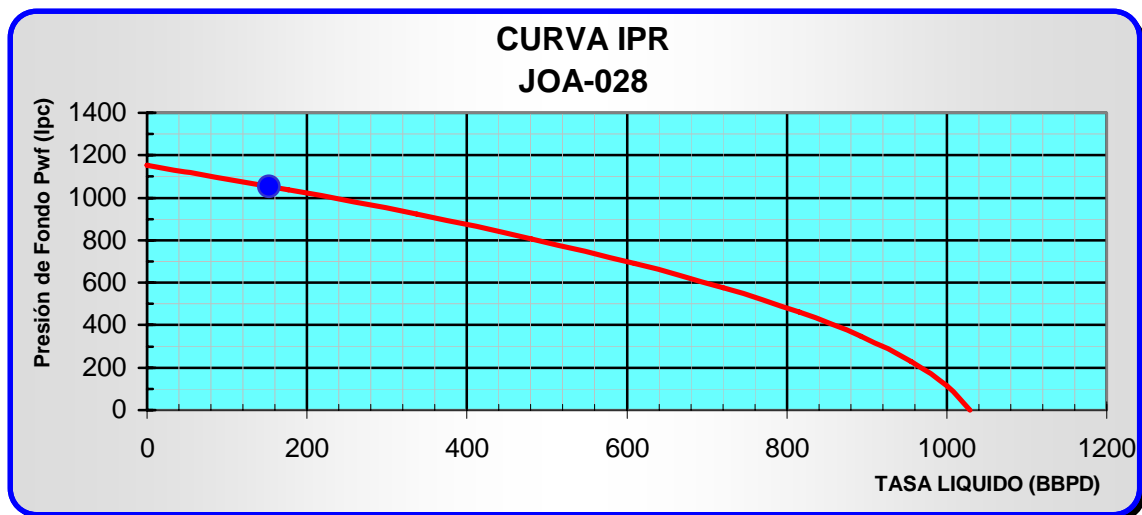


Gráfico 4.35. Comportamiento de Afluencia. Pozo JOA-028

En el Gráfico 4.36 se presentan la tasa máxima y actual de los pozos seleccionados del área en estudio observándose que se tienen pozos con tasas actuales próximas a la tasa máxima como son los casos JOA-102, JOA-111, JOA-118, JOA-131 y JOA-361, igualmente se observó que los pozos con tasa actuales de producción inferior a 200 BPD reportan cortes de agua menores a 55% y con tasas de producción superior a esta los pozos presentan cortes de agua mayores a 55%.

No fue posible realizar las curvas IPR a los pozos JOA-025, JOA-059, JOA-066, JOA-127 y JOA-364 por no poseer data con la que se calcule la presión de fondo fluyente. La tasa máxima de producción obtenida en las curvas IPR para los pozos activos del Área Jobo-02 se encuentran dentro del rango de operación de las bombas de subsuelo, excepto el pozo JOA-120 el cual excedió la tasa máxima de diseño, esto posiblemente por no poseer una data confiable porque las cartas dinagráficas y los niveles de fluido reflejaban disparidad en los resultados.

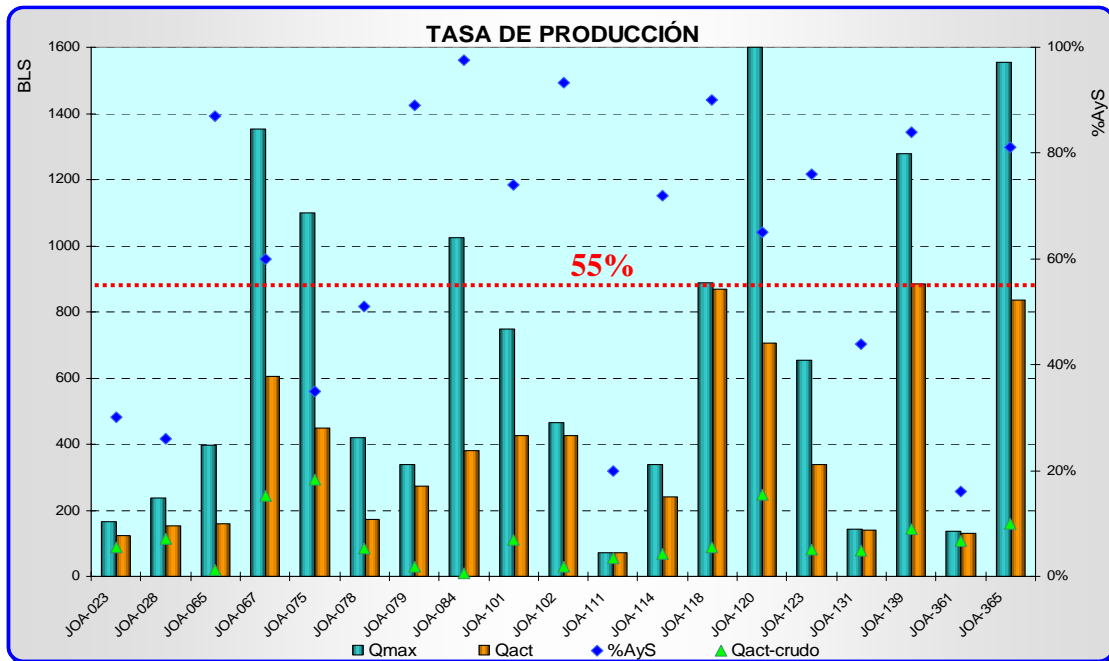


Gráfico 4.36. Tasa Máxima y Actual de Producción.

Para mantener el potencial de producción de los pozos es recomendable no exceder la tasa de 200 BPD de fluido en aquellos que están por debajo de ésta, igualmente se recomienda disminuir la tasa de producción en aquellos pozos que sobrepasan los 200 BPD con la finalidad de reducir el corte de agua que estos presentan.

4.6 Propuestas de Mejora

Para el mantenimiento o incremento de los niveles productivos del área asignada al Convenio se plantearon las siguientes propuestas:

Pozo JOA-023: La carta dinagráfica de este pozo (Apéndice E), indicó que la bomba tiene un severo golpe de fluido, lo cual puede ser producto de la viscosidad y velocidad de la unidad de bombeo (SPM), este problema disminuye la eficiencia de la bomba y puede ocasionar daños al sistema de extracción. Para disminuir el efecto del golpe de fluido se propuso bajar la tasa de fluido con un cambio de polea en el motor por una más pequeña.

Pozo JOA-025: La carta dinagráfica de este pozo (Apéndice E) presentó atascamiento del pistón de la bomba posiblemente por arena, el histórico de producción (Apéndice A) reflejó que las últimas muestra contienen alto corte de agua influyendo esto en la producción neta de crudo. Para minimizar estos efectos, que son perjudiciales para la vida productiva del pozo, se propuso bajar la producción con un cambio de polea al motor, tomando en cuenta que el pozo trabaja a 8,65 SPM con una polea de 12 pulgadas, y utilizar bomba con pistón que maneje arena para evitar el atascamiento durante las carrera ascendente y descendente del pistón.

Pozo JOA-028: Este pozo reflejó condiciones de producción estable a una velocidad de 5,56 SPM con una polea de 8 pulgadas y carrera de 96 pies, como se aprecia en el histórico de producción (apéndice A). Para este pozo se propuso incrementar la producción con un cambio de carrera del balancín a 120 pies.

Pozo JOA-065: El histórico de producción de este pozo (Apéndice A) reflejó un continuo crecimiento del corte de agua con valores superiores al 90%, por lo que se propuso disminuir la tasa de producción del pozo con un cambio de polea en el motor que genere 196 RPM.

Pozo JOA-067: La carta dinagráfica y prueba de válvula de este pozo relejó que la bomba tiene fuga por la válvula viajera, este problema disminuye la eficiencia de la bomba, adicional a esto, los análisis de las muestras de crudo reflejaron producción continua de sedimentos y aumento en el corte de agua, por lo que se propuso cambio de polea al motor para disminuir la producción y cambiar el conjunto móvil de la bomba por uno que tenga pistón para manejar arena.

Pozo JOA-078: La carta dinagráfica de este pozo (Apéndice E) presentó que la bomba tiene golpe de gas, este problema disminuye la eficiencia de la bomba y puede general fallas en el sistema de bombeo. Para minimizar este efecto se propuso aumentar la sumergencia dinámica de la bomba, mediante el cambio de la bomba por una de menor diámetro o profundizar la bomba en la completación o utilizar bombas con dispositivo antibloqueo de gas.

Pozo JOA-079: El histórico de producción de este pozo (Apéndice A) reflejó un continuo crecimiento del corte de agua, por lo que se propuso disminuir la tasa del pozo con un cambio de polea en el motor que genere 196 RPM.

Pozo JOA-084: El histórico de producción de este pozo (Apéndice A) reflejó un crecimiento continuo del corte de agua hasta niveles superiores al 95% con tasas superiores a los 400 BBPD, incrementando considerablemente el corte de agua de la producción total entregada a

PDVSA, motivo por el cual se propuso el cierre del pozo por alto corte de agua.

Pozo JOA-101: La carta dinagráfica y prueba de válvula de este pozo (Apéndice E) presentó que la bomba tiene fuga por la válvula móvil, este problema disminuye la eficiencia de la bomba, adicional a esto, los análisis de las muestras de crudo reflejaron producción continua de sedimentos y aumento en el corte de agua, por lo que se propuso disminuir la tasa de fluido con un cambio de carrera del balancín a 120 pies y cambiar el conjunto móvil de la bomba por uno que tenga pistón para manejar arena.

Pozo JOA-102: El histórico de producción de este pozo (Apéndice A) reflejó un crecimiento continuo del corte de agua hasta niveles superiores al 90% con producción continua de sedimentos, para minimizar este efecto se propuso disminuir la velocidad de la unidad de bombeo con un cambio de polea en el motor.

Pozo JOA-111: La carta dinagráfica de este pozo (Apéndice E) presentó que la bomba tiene severo golpe de fluido, este problema disminuye la eficiencia de la bomba y puede general fallas en el sistema de bombeo. Para minimizar este efecto se propuso cambiar la bomba por una de menor diámetro.

Pozo JOA-114: La carta dinagráfica de este pozo (Apéndice E) reflejó perdida de fluido durante la carrera, específicamente en el punto muerto superior, y atascamiento del pistón posiblemente por arena, esto último se corrobora con los análisis de muestra que reportó producción continua de sedimento. Para corregir estos problemas se propuso cambiar el conjunto móvil de la bomba por uno que tenga pistón para manejar arena.

Pozo JOA-118: El histórico de producción de este pozo (Apéndice A) reflejó un crecimiento continuo del corte de agua hasta niveles superiores al 85% con producción continua de sedimentos, para minimizar este efecto se propuso disminuir la velocidad de la unidad de bombeo con un cambio de polea en el motor.

Pozo JOA-120: La carta dinagráfica de este pozo (Apéndice E) reflejó pérdida de fluido durante la carrera, disminuyendo la eficiencia de la bomba, y atascamiento del pistón posiblemente por arena, esto último se corrobora con los análisis de muestra que reflejó producción continua de sedimento. Para corregir estos problemas se propuso cambiar el conjunto móvil de la bomba por uno que tenga pistón para manejar arena.

Pozo JOA-131: La carta dinagráfica y prueba de válvula de este pozo (Apéndice E) presentó que la bomba tiene golpe de fluido, fuga por la válvula móvil y atascamiento del conjunto móvil, estos problemas disminuyen la eficiencia de la bomba, adicional a estos, los análisis de las muestras de crudo reflejaron producción continua de sedimentos, por lo que se propuso cambiar la bomba por una de menor diámetro que tenga pistón para manejar arena.

Pozo JOA-361: La carta dinagráfica de este pozo (Apéndice E), indicó que la bomba tiene un severo golpe de fluido con atascamiento del pistón, este problema puede ocasionar daños al sistema de bombeo. Para disminuir el efecto del golpe de fluido y tomando en cuenta que el IP del pozo es bajo se propuso cambiar la bomba por una de menor diámetro con pistón que maneje arena.

Pozo JOA-365: El histórico de producción de este pozo (Apéndice A) reflejó un continuo crecimiento del corte de agua, por lo que se propuso disminuir la tasa de producción del pozo con un cambio de polea en el motor que genere 196 RPM.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

No se puede comparar la eficiencia de los métodos de levantamiento BM y BCP por presentar diferentes condiciones de completación a nivel de pozo, verticales para el primero y horizontales para el segundo.

Los gráficos del historial de producción no generan un diagnóstico exacto de lo ocurrido en un momento determinado durante la vida productiva del pozo.

El sistema de medición AOK, utilizado en los separadores de prueba es menos eficiente que el sistema por nivel, aunque ambos sistemas de medición reflejan un alto índice de pruebas malas.

El punto óptimo para realizar la tomas de muestra debe estar ubicado en la línea de flujo y no en el cabezal.

El 58% de los pozos en estudio tienen un corte de agua mayor a 60%, y el 87% de los pozos verticales reflejan problemas de intrusión de agua, siendo la canalización el problema que rige el crecimiento acelerado de los altos cortes de agua en los pozos.

La aplicación de factores de campo distinto al acordado generó una merma de 32.834 BN en un lapso de 7 meses.

Los pozos completados con BCP presentan un buen rendimiento de la bomba y 6 de los pozos BM reflejan buen llenado de la bomba de subsuelo, no obstante se tiene presencia de arena en 46,7% de los pozos.

El 84% de la pérdida por parada se generó por tardanza en las operaciones de servicio y/o mantenimiento correctivo, teniendo la mayor pérdida de producción la espera del servicio de camión bomba; Siendo el método BM quien reporta mayor pérdida de producción por parada, 82%.

La tasa máxima de producción obtenida de las curvas IPR para los pozos activos del Área Jobo-02 se encuentra dentro del rango de operación de las bombas de subsuelo.

5.2 RECOMENDACIONES

Estudiar técnica y económicamente el uso de medidores de fluido multifásico.

Realizar una campaña de instalación de toma de muestra en la línea de flujo de los pozos.

En presencia de un aumento continuo del corte de agua disminuir la tasa de producción.

Estudiar técnica y económicamente el uso de equipos e instalaciones que permitan manipular los volúmenes de agua producidos.

Disminuir la velocidad en los pozos BM que presentan golpe de fluido.

Circular los pozos BM que reflejen presencia constante de arena.

Estudiar la factibilidad de contar con personal y existencia de materiales para el mantenimiento de los pozos.

No exceder la tasa de 200 BBPD en aquellos pozos con un corte de agua menor a 55%.

Llevar a cabo las propuestas de mejora hechas a los pozos del Área Jobo-02.

BIBLIOGRAFÍA

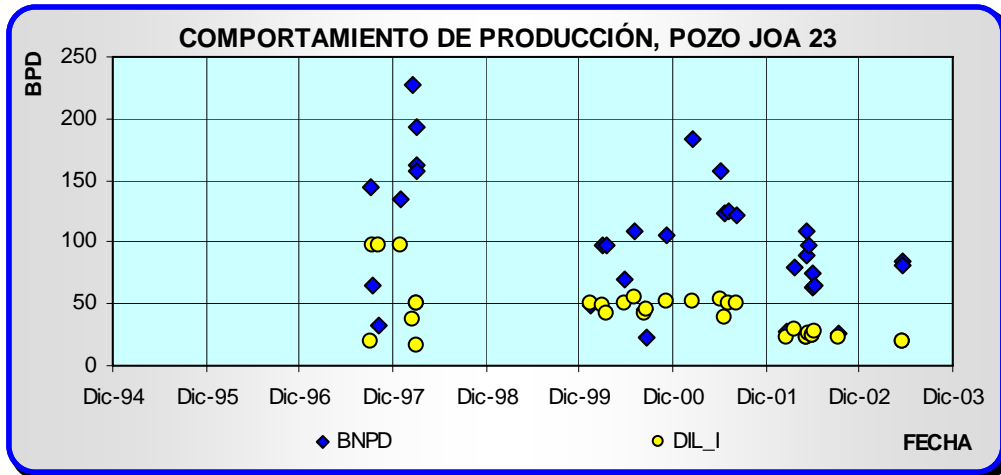
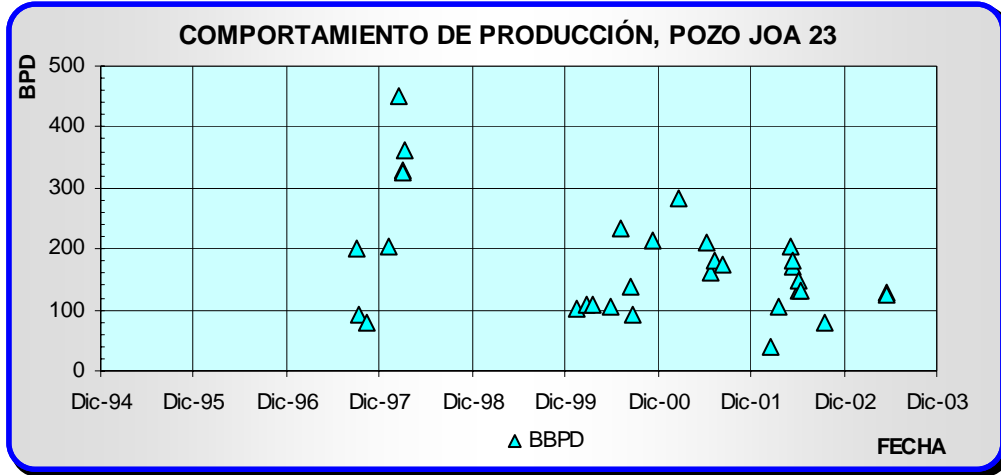
- ❖ ARIAS, F. (1997). **“El proyecto de investigación”**. Guía para su elaboración. Editorial Episteme. 2^{da} Edición. Caracas, Venezuela.
- ❖ CISNEROS, A. (1998). **“Producción de hidrocarburos”**. PDVSA E&P.
- ❖ FUNDAUDO. (2002). **“Plan de Desarrollo del campo Jobo-02, 2002-2021”**.
- ❖ GRANADO, J. (1999). **“Análisis de pozos deficientes, debido a fallas en los equipos de subsuelo de Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidad Progresiva, en el Campo Melones, UEY Pesado Oeste San Tomé”**. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente.
- ❖ MARIÑO, E. (1999). **“Bombeo Mecánico”**. Tecnopetrol de Venezuela S.A.
- ❖ MORLES, V. (1994). **“Planeamiento y análisis de investigaciones”**. Editorial El Dorado. 8^{va} Edición. Caracas, Venezuela.
- ❖ PEREIRA, A. (1999). **“Selección de pozos y diseño de levantamiento artificial en el Campo Jobo, Yacimiento Morichal-01”**. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente.
- ❖ T.E.W. NIND. (1987). **“Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros”**. Editorial Limusa. Mexico.
- ❖ TORRES, I. (1999). **“Análisis Nodal”**. Tecnopetrol de Venezuela S.A.

APÉNDICES

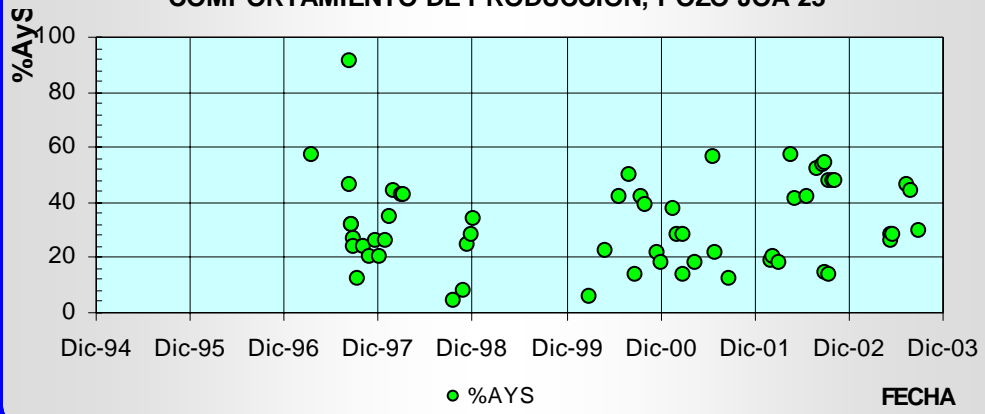
APÉNDICE “A”

HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

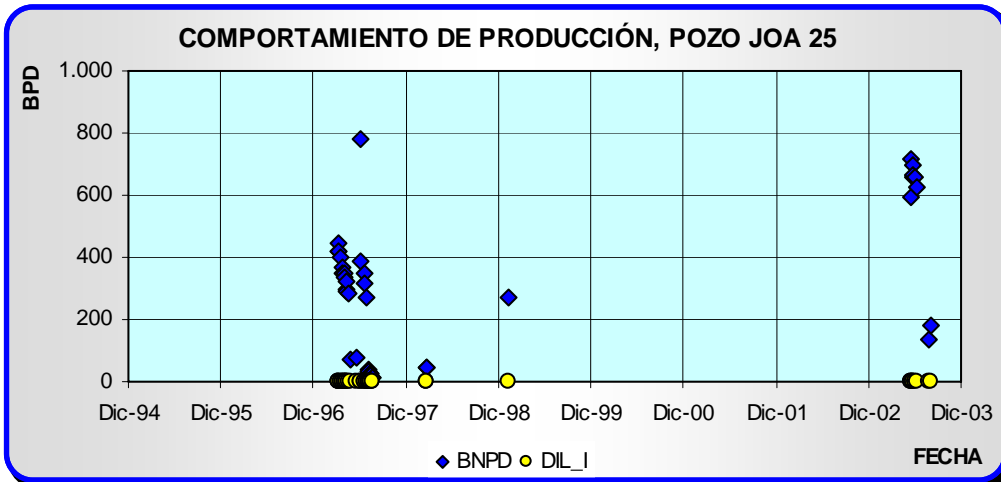
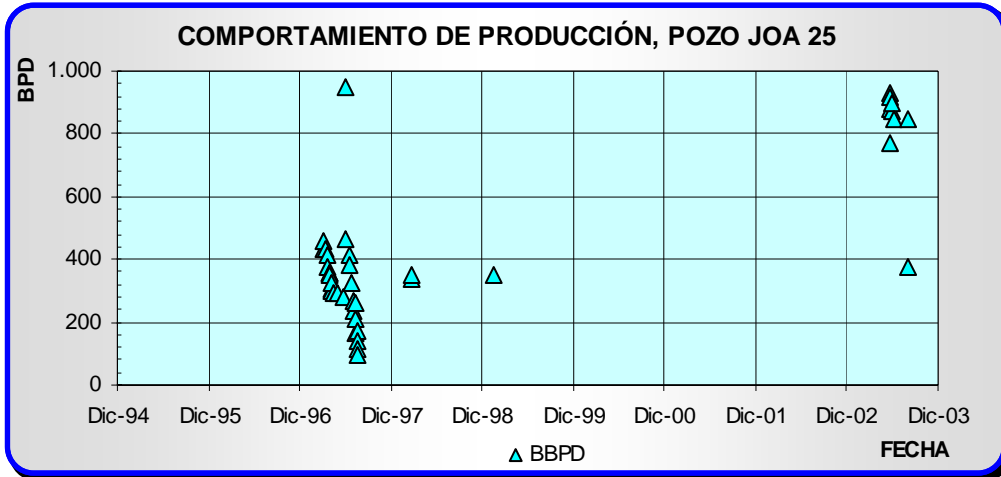
Histórico de Producción del Pozo JOA-023



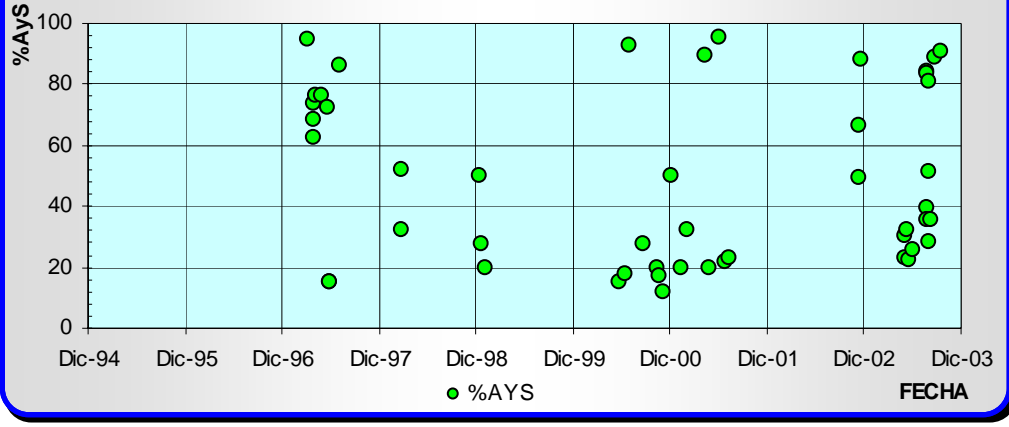
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA 23



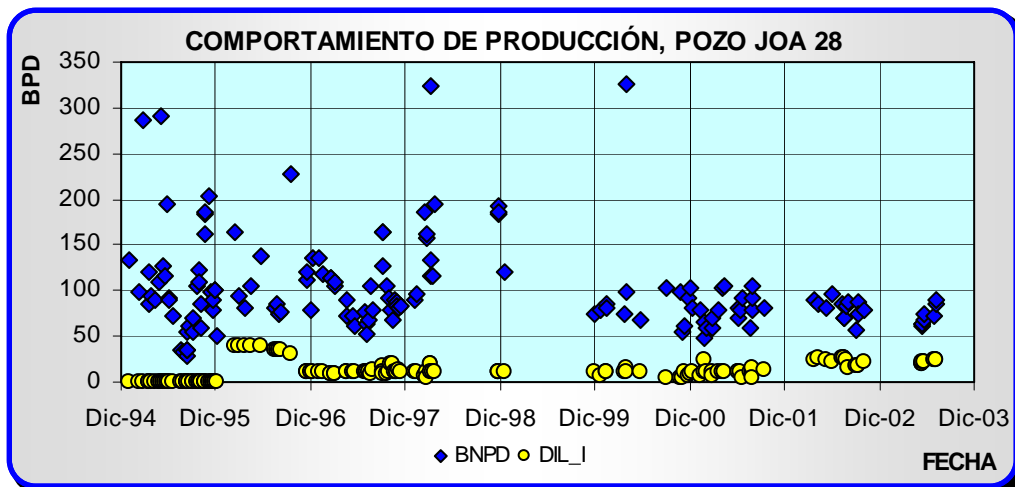
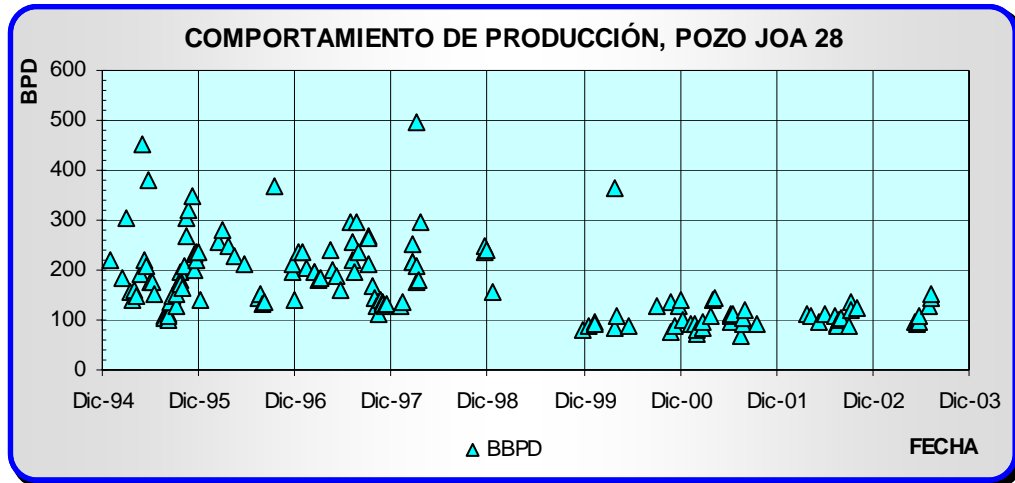
Histórico de Producción del Pozo JOA-025



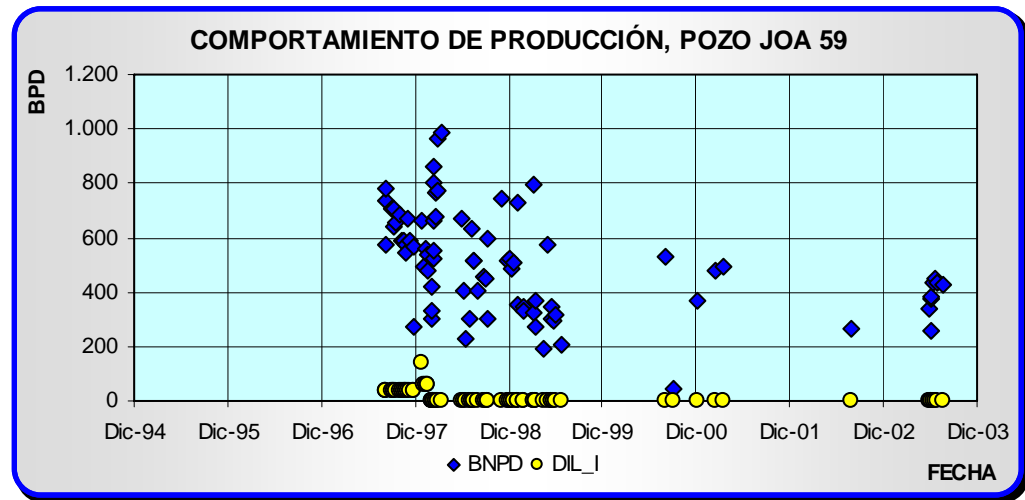
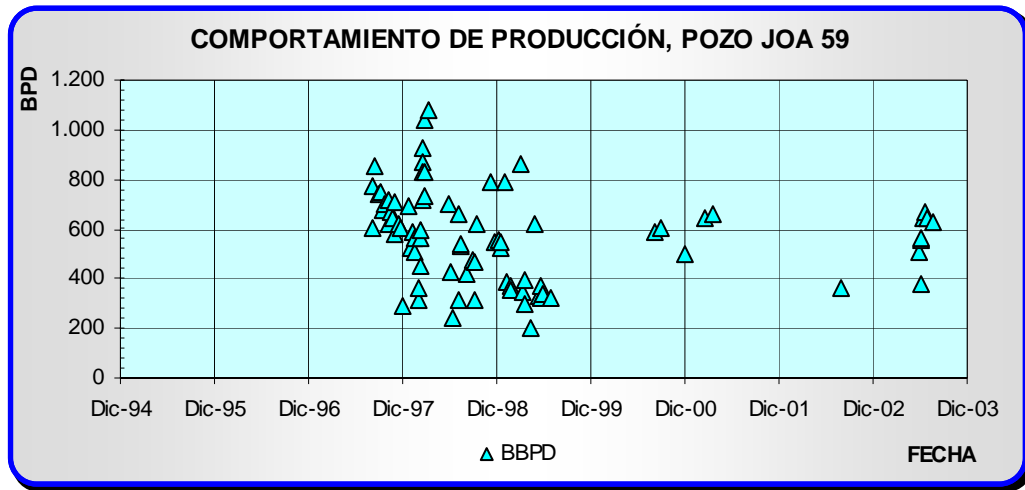
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA 25

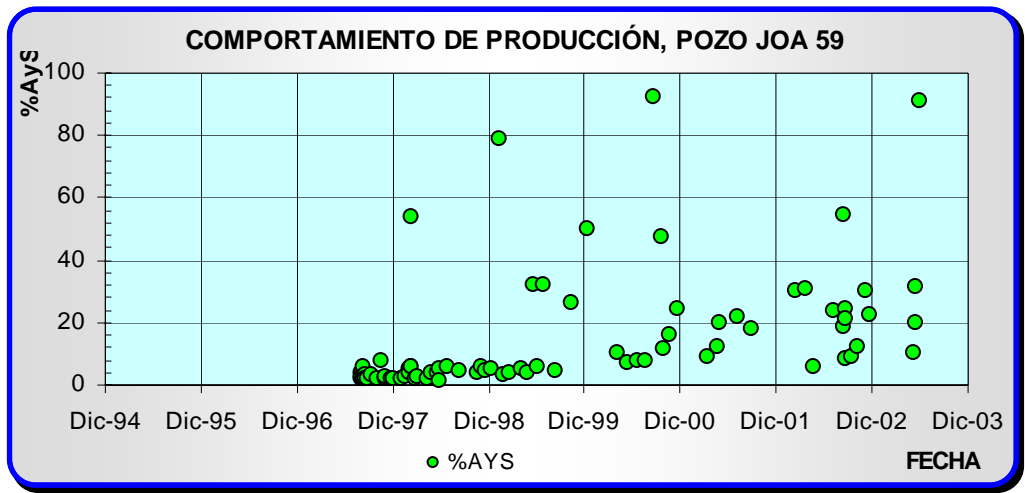


Histórico de Producción del Pozo JOA-028

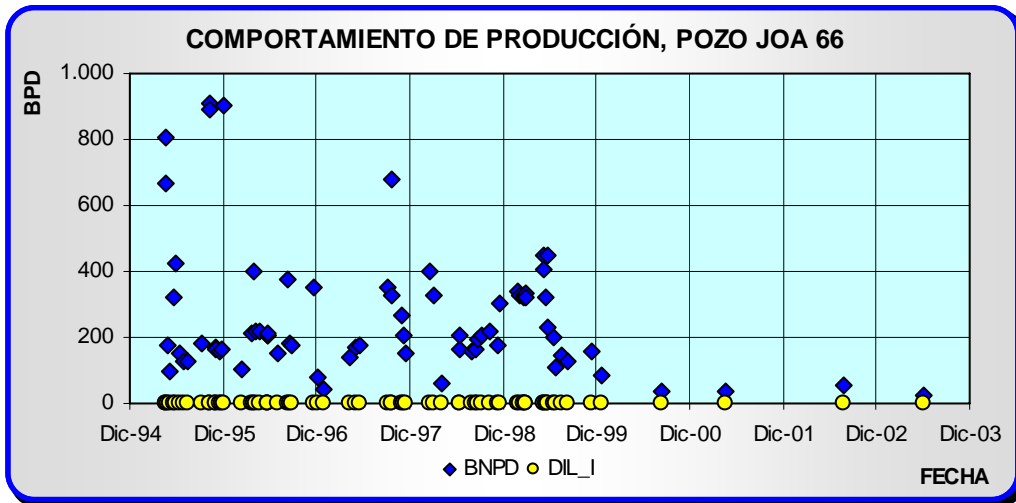
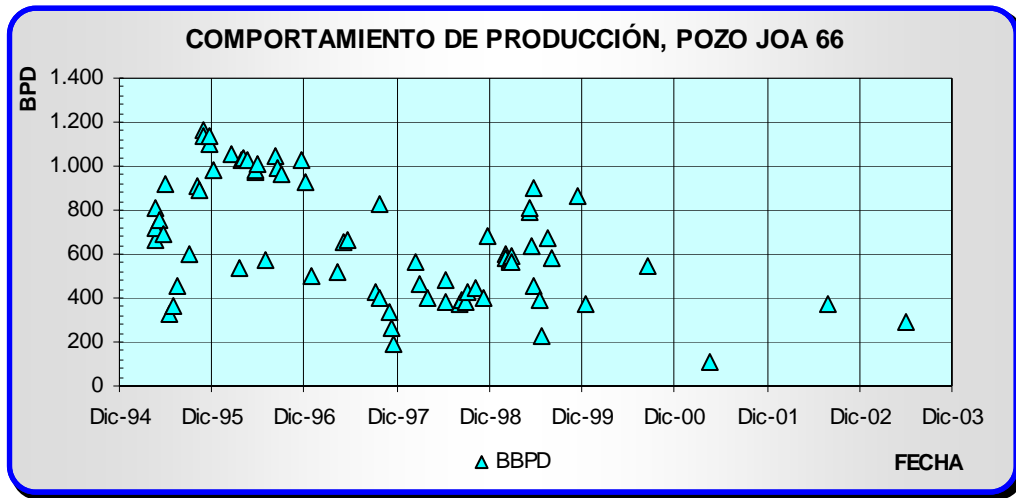


Histórico de Producción del Pozo JOA-059

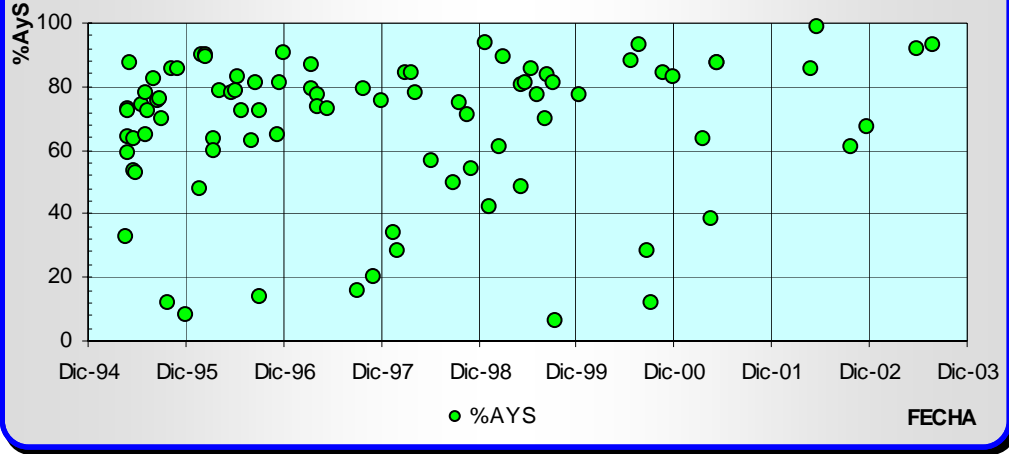




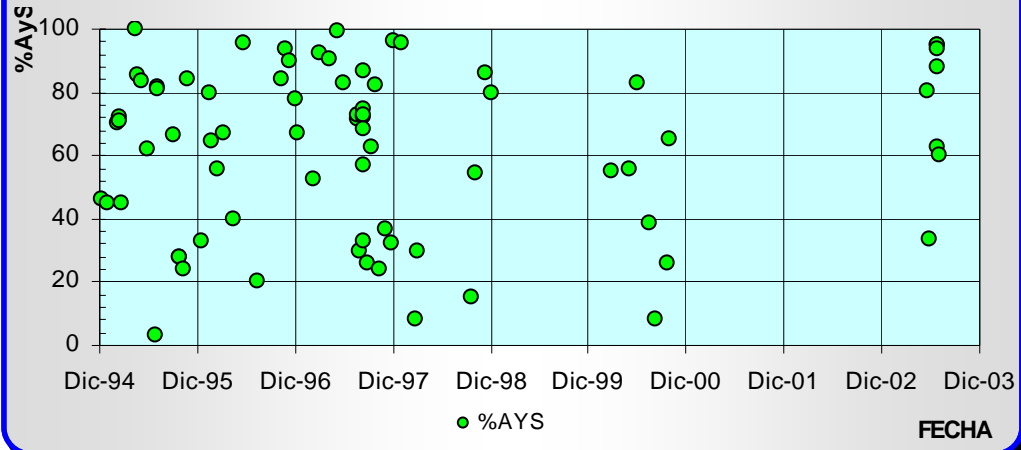
Histórico de Producción del Pozo JOA-066



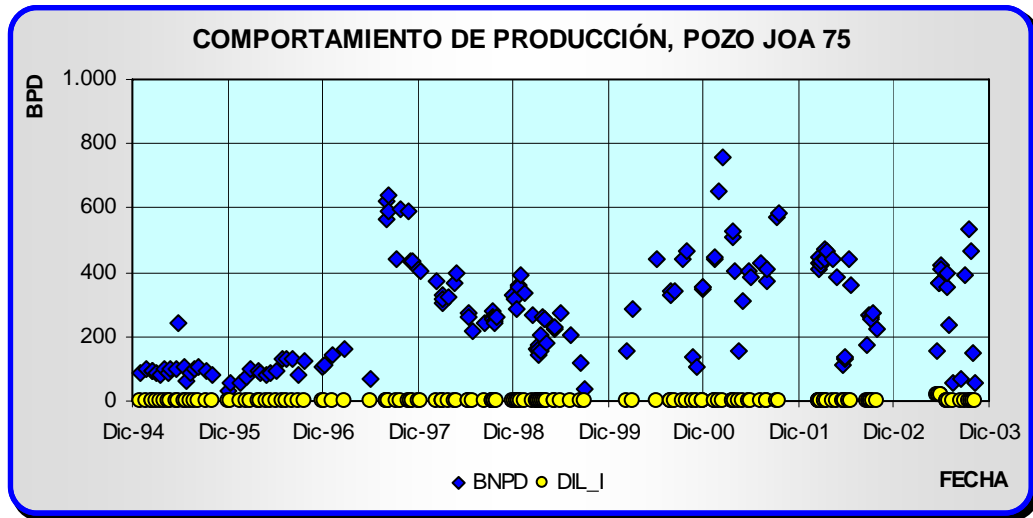
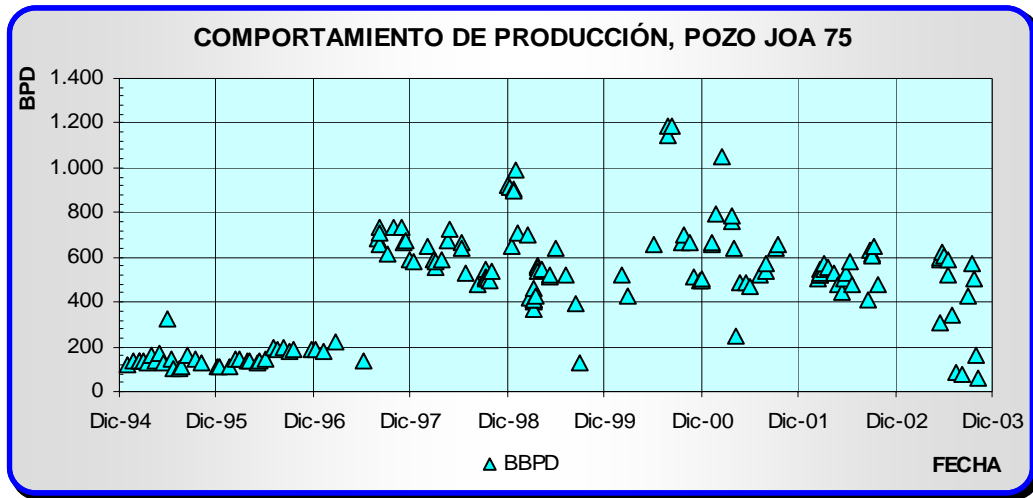
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA 66



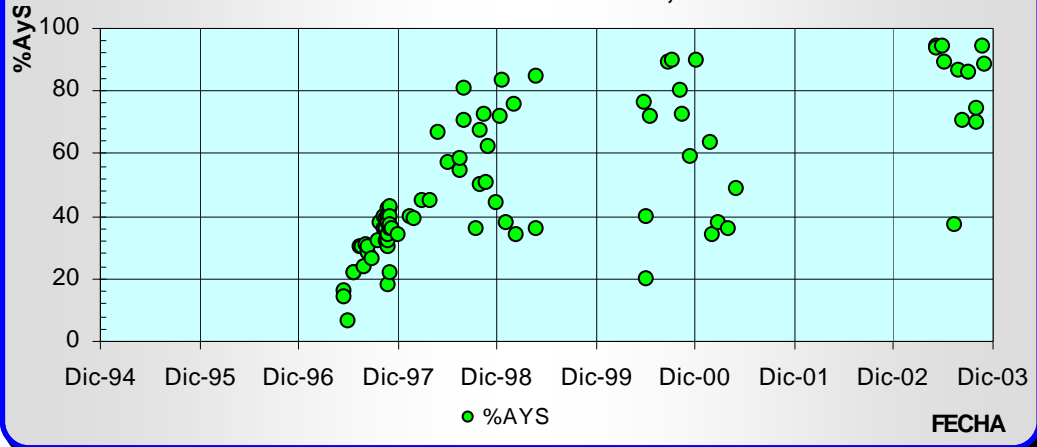
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA 67



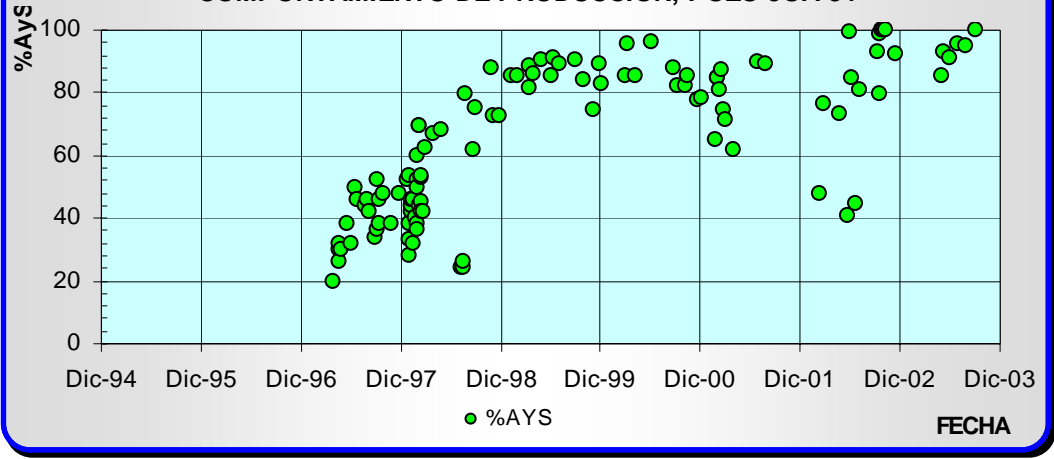
Histórico de Producción del Pozo JOA-075



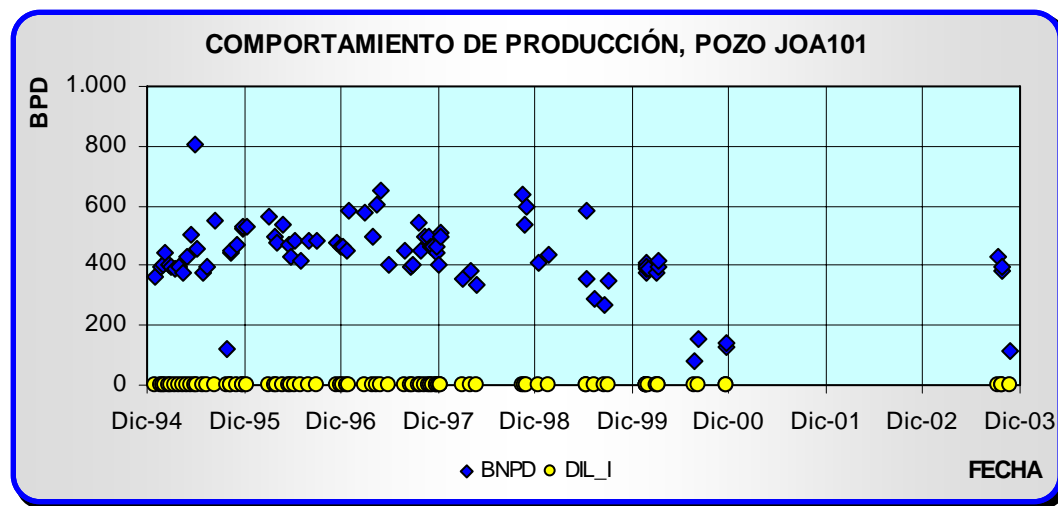
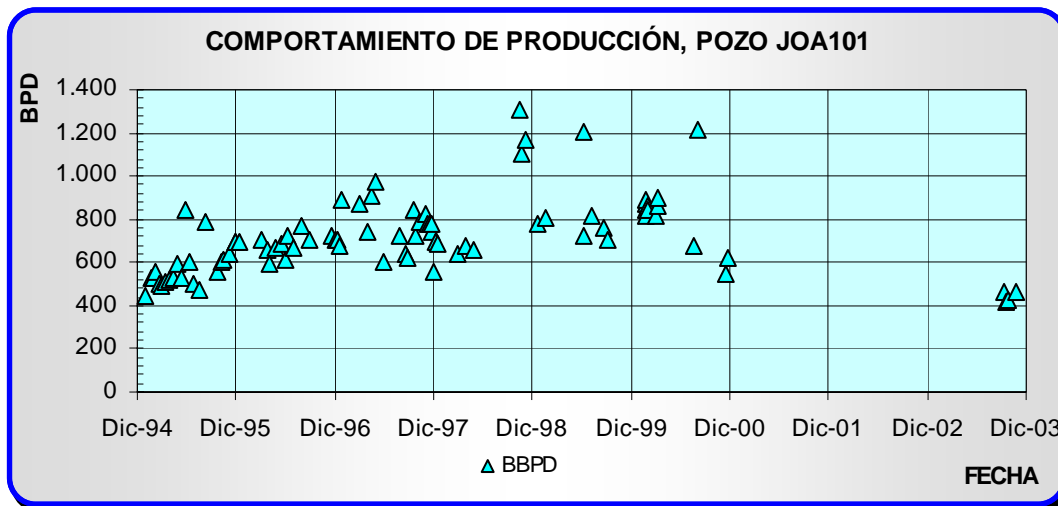
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA 79



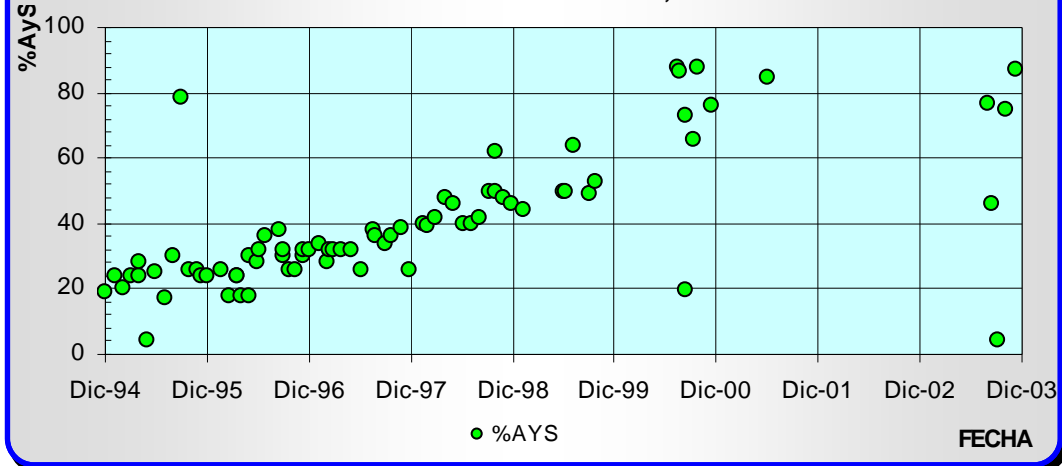
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA 84



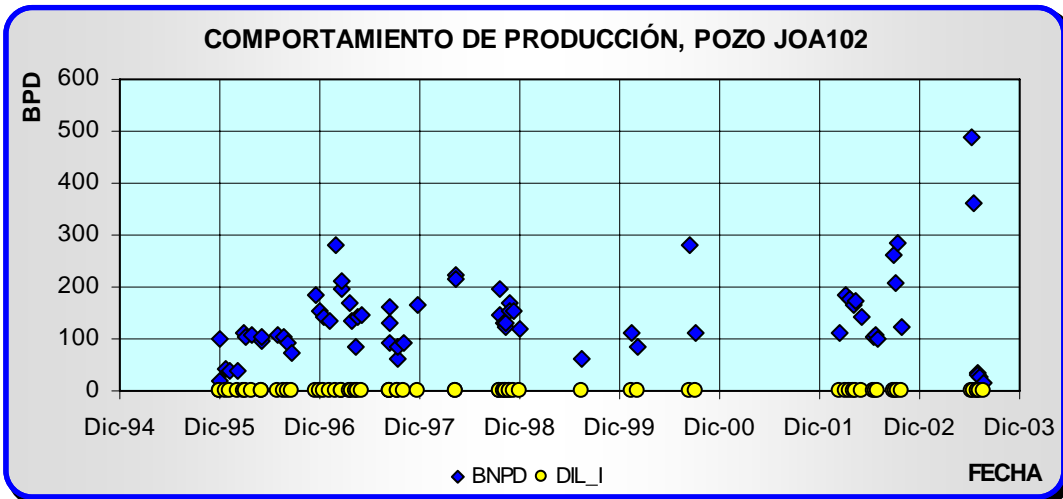
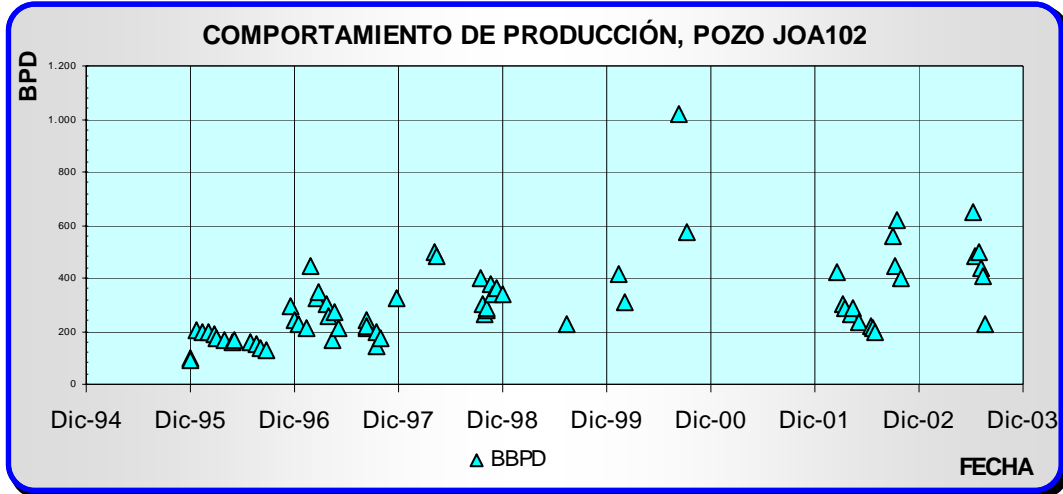
Histórico de Producción del Pozo JOA-101

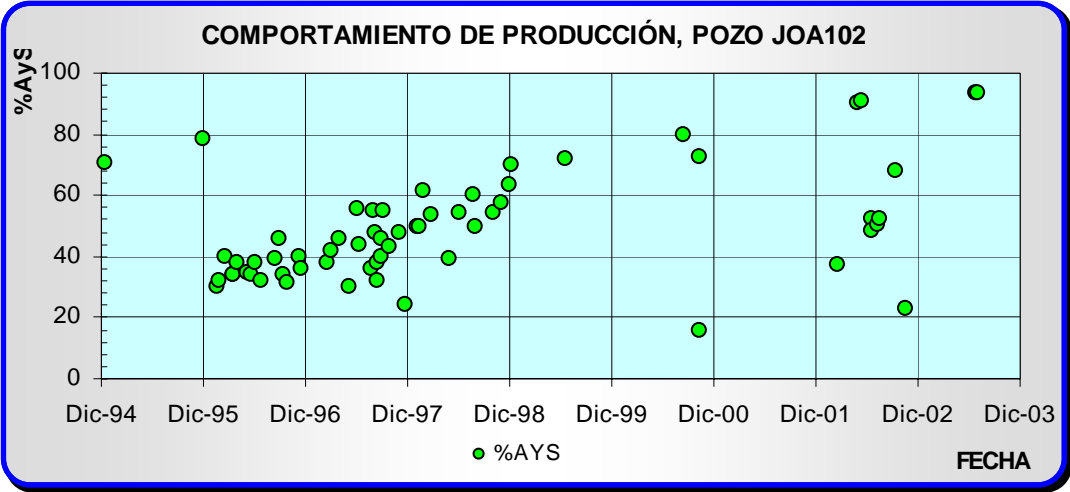


COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA101

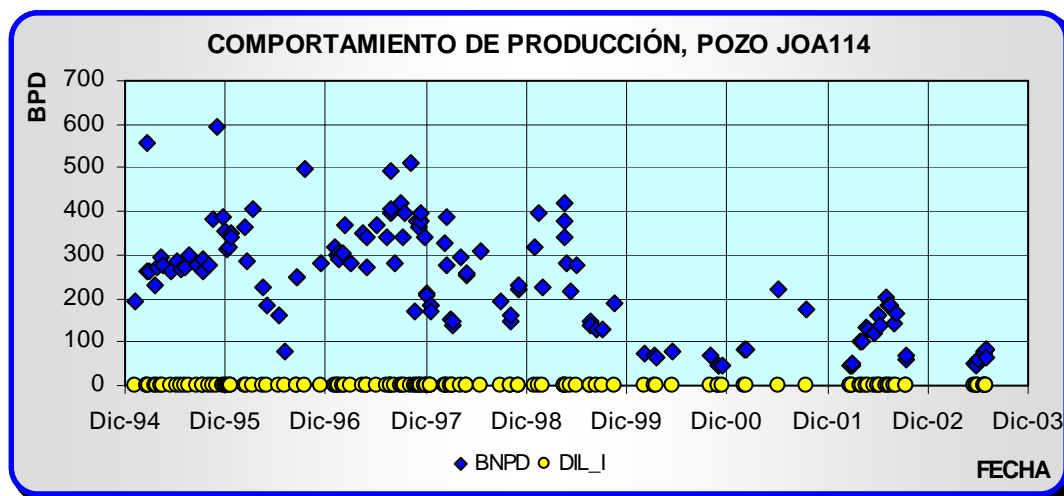
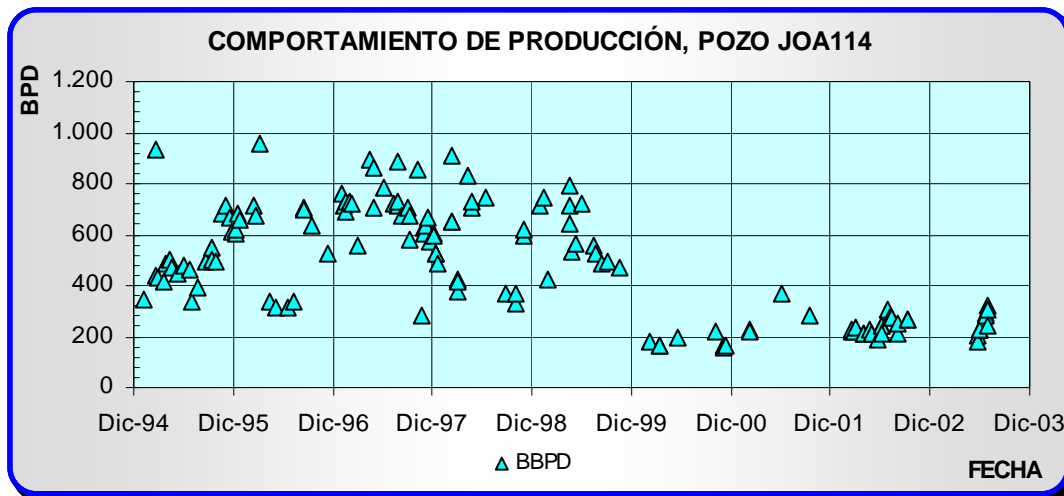


Histórico de Producción del Pozo JOA-102

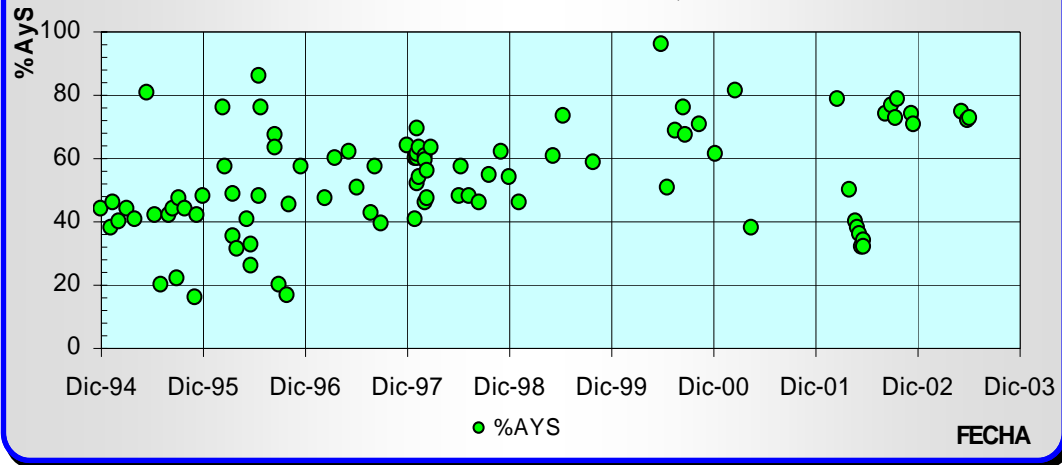




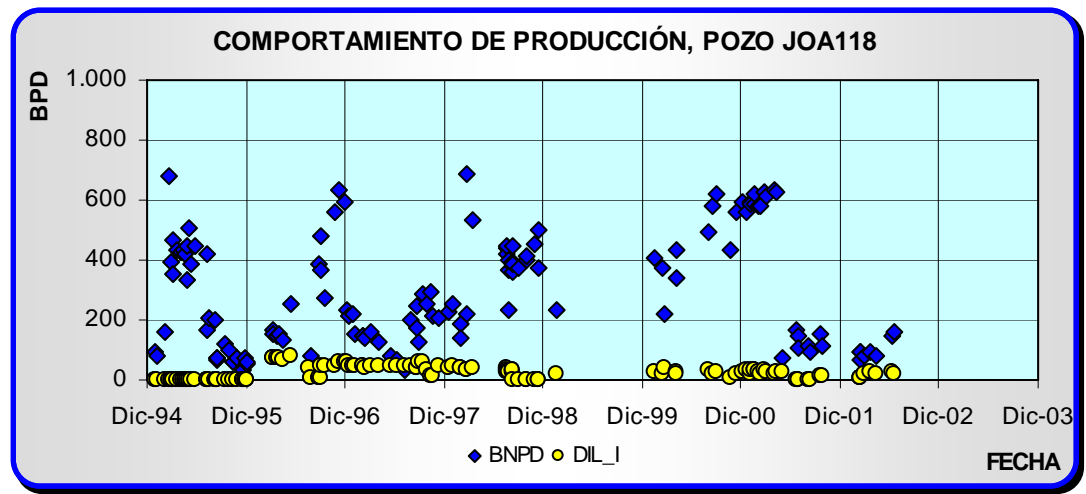
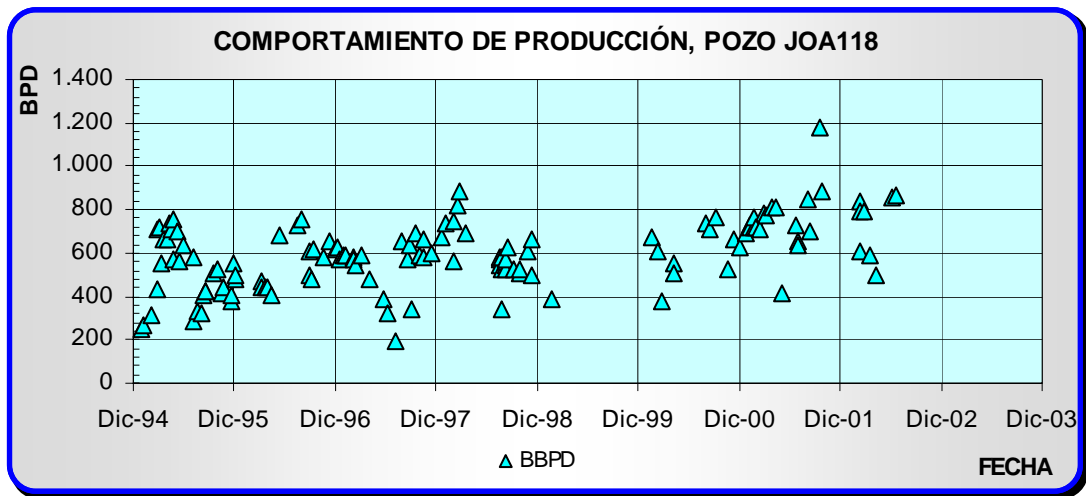
Histórico de Producción del Pozo JOA-114



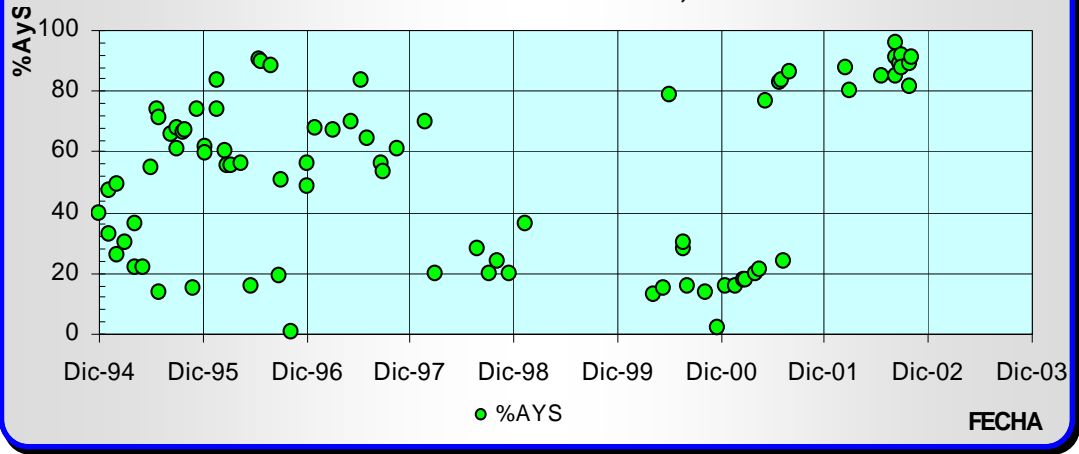
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA114



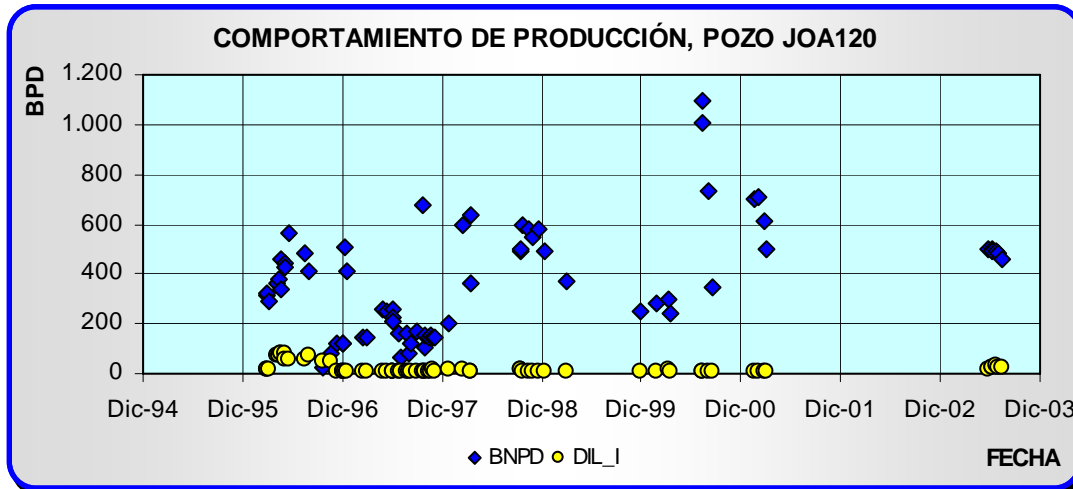
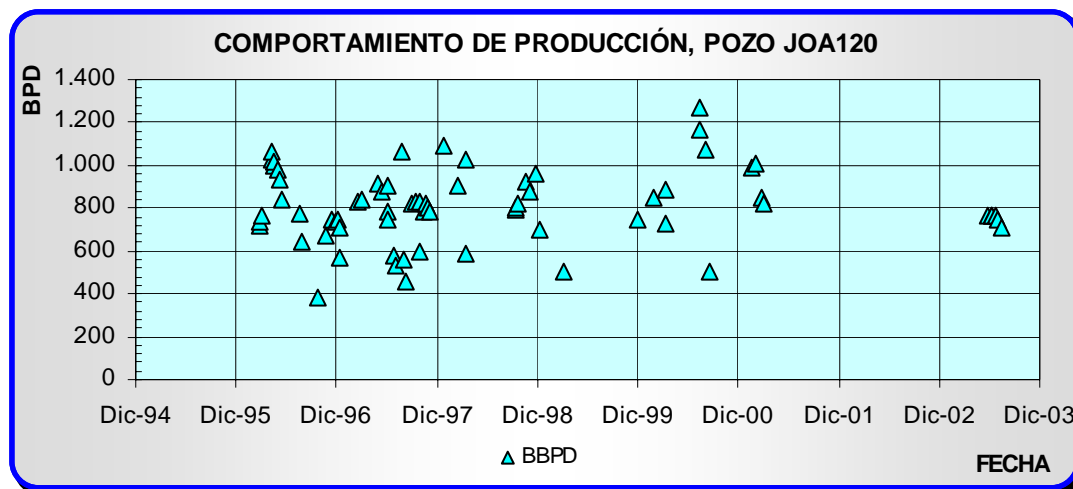
Histórico de Producción del Pozo JOA-118



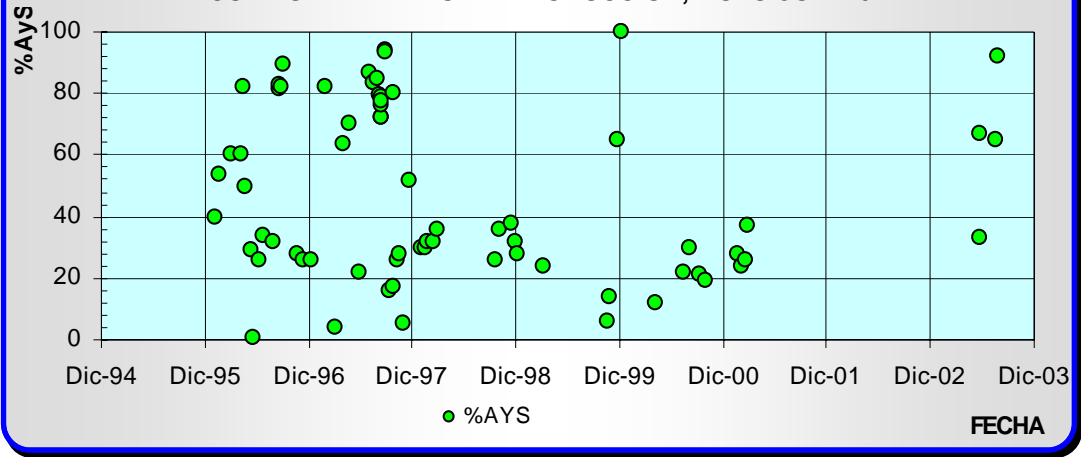
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA118



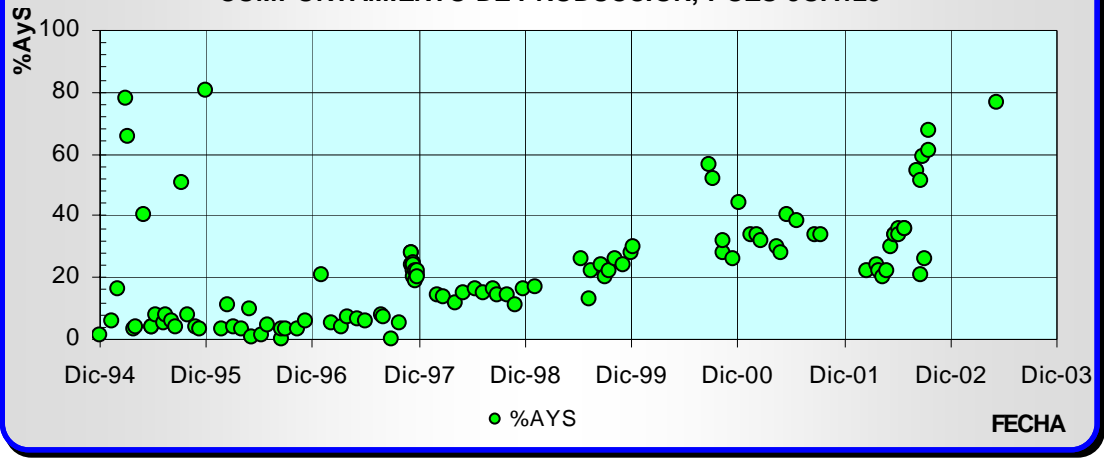
Histórico de Producción del Pozo JOA-120



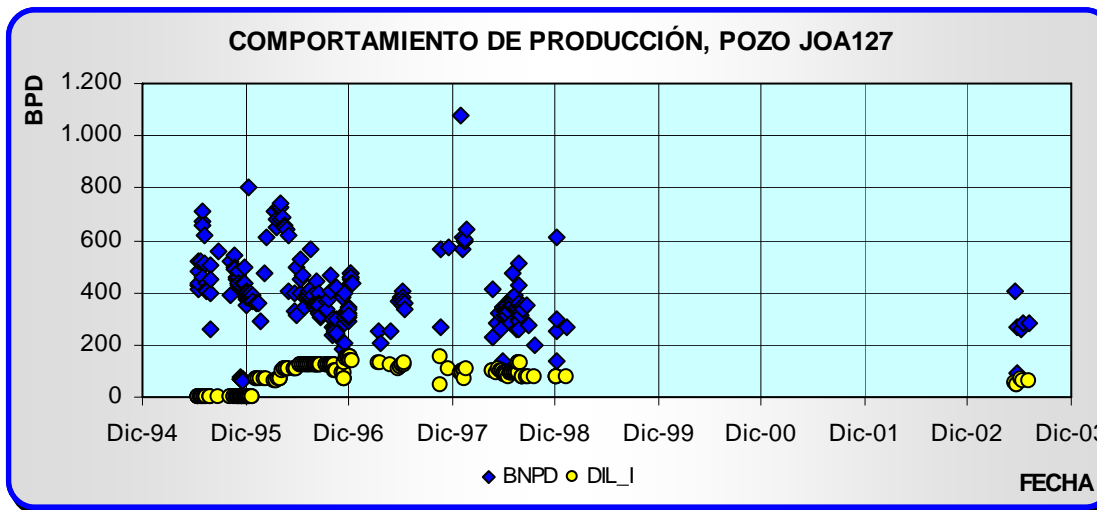
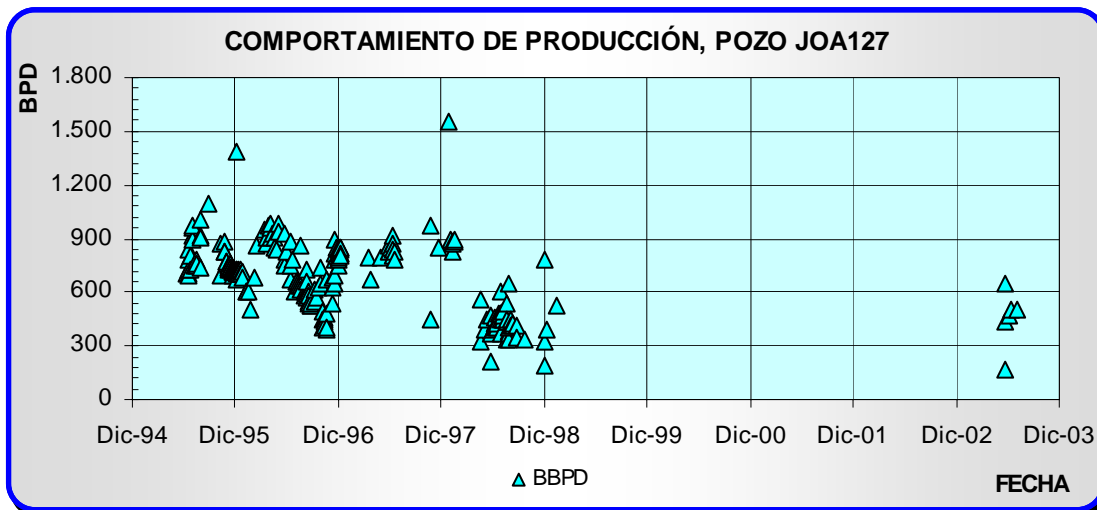
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA120



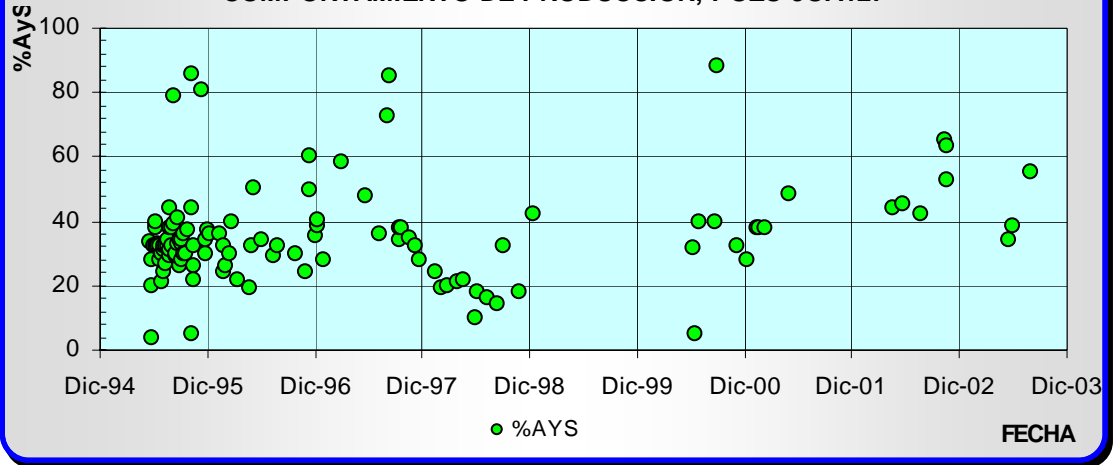
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA123



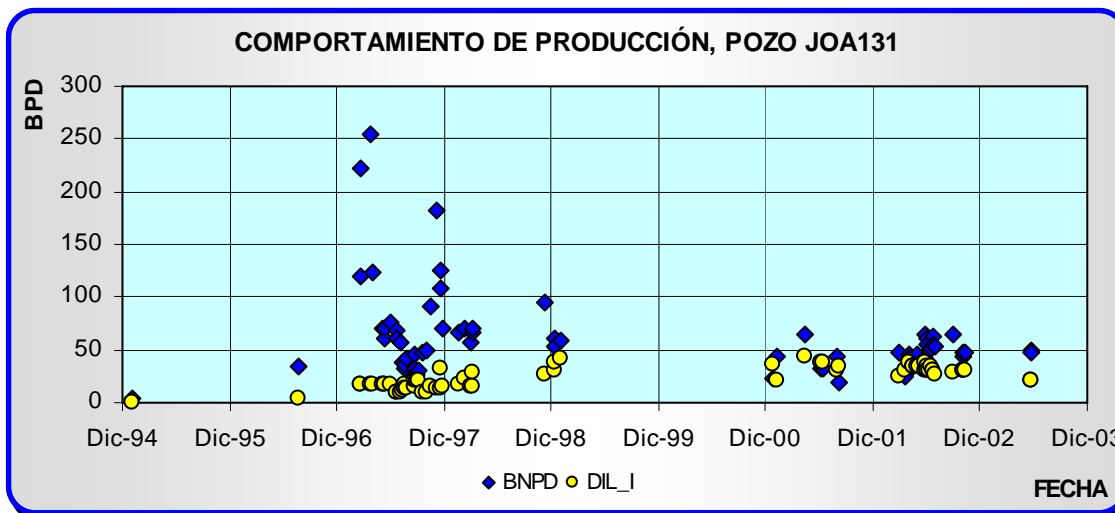
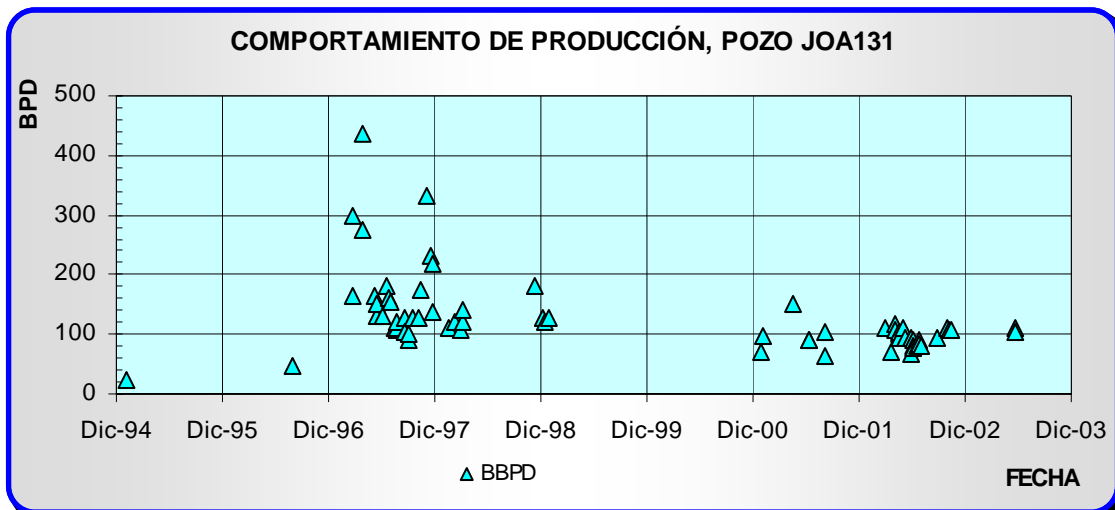
Histórico de Producción del Pozo JOA-127



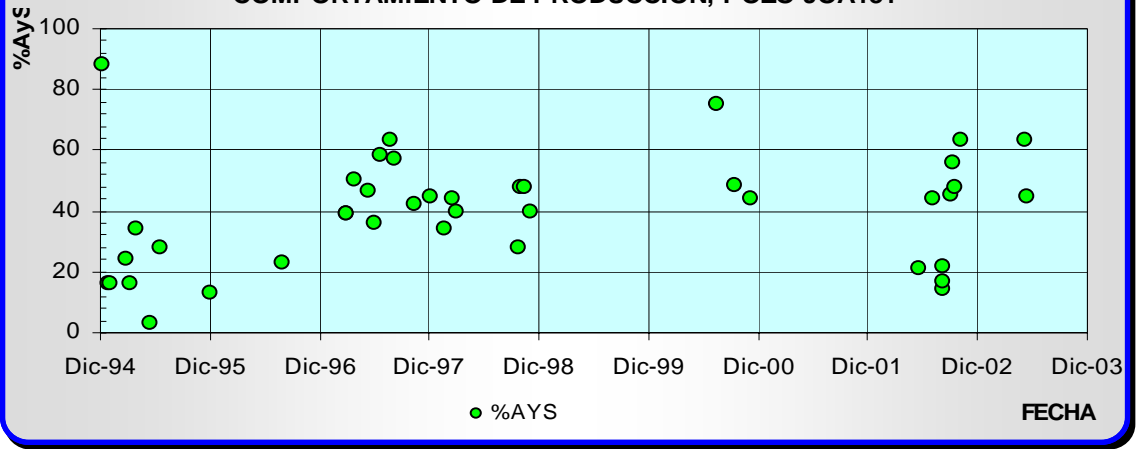
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA127



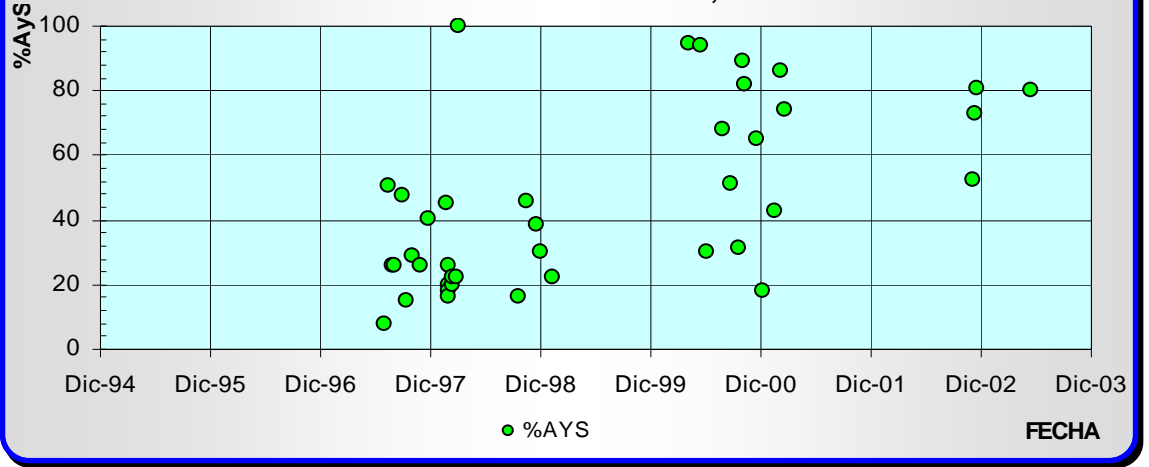
Histórico de Producción del Pozo JOA-131



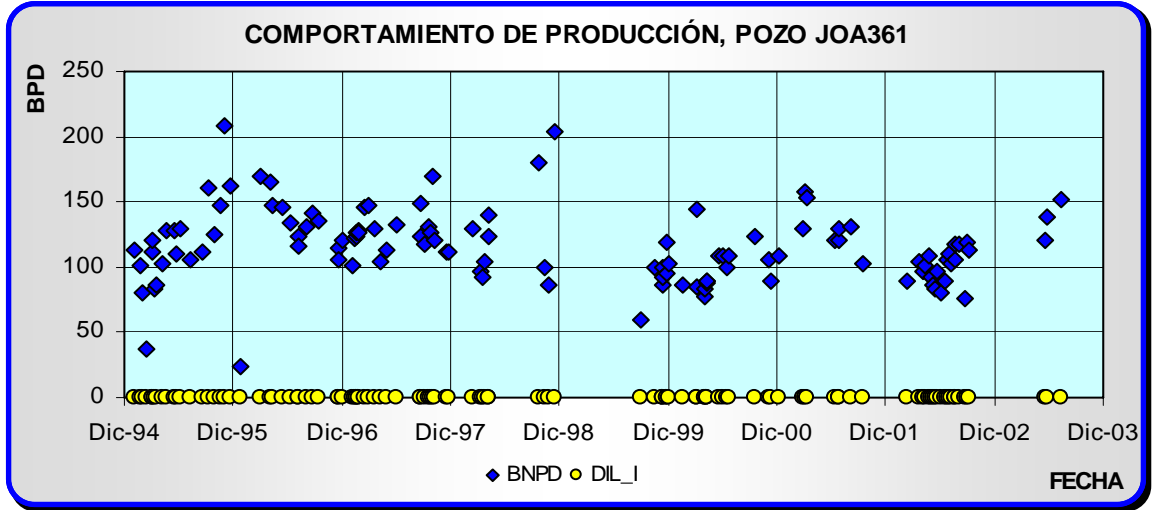
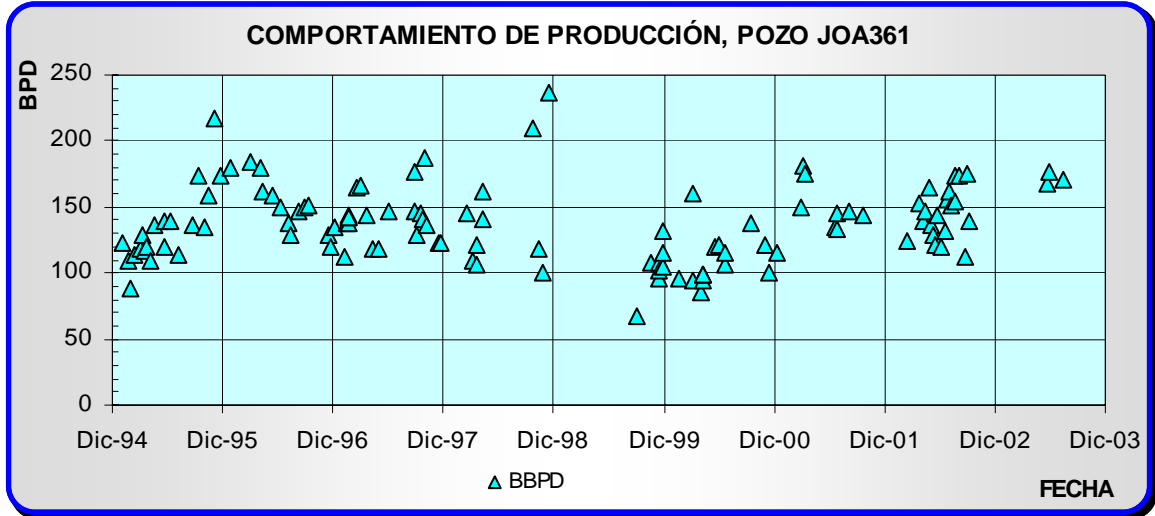
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA131



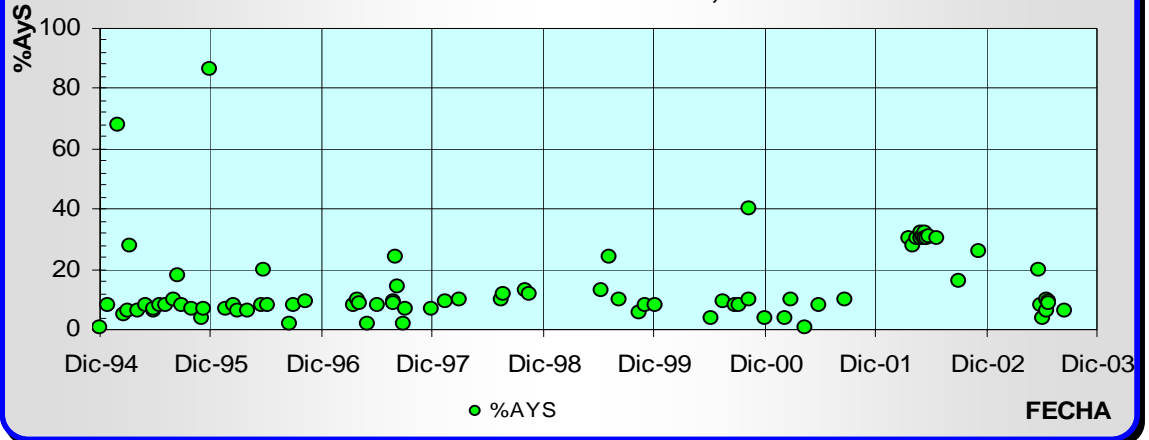
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA139



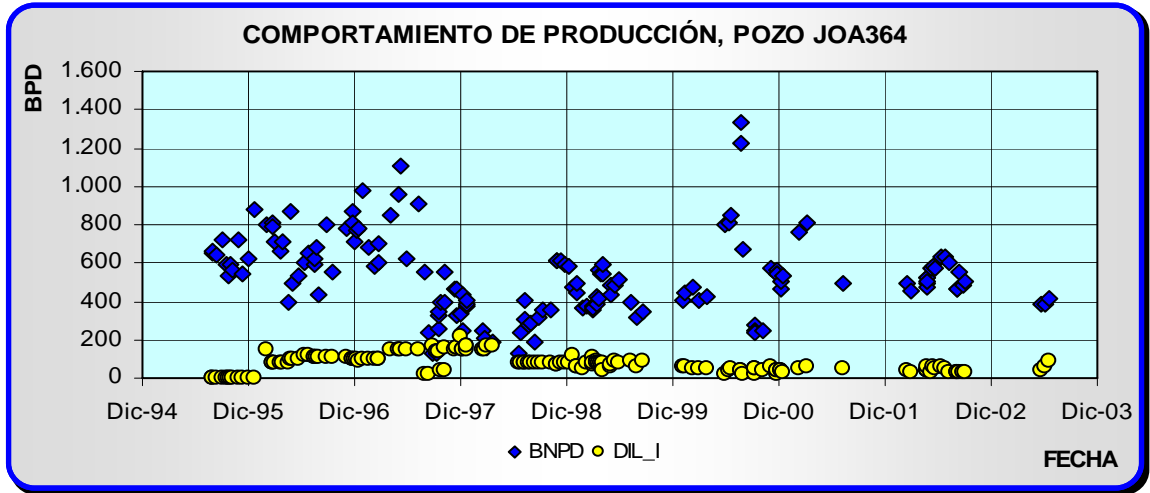
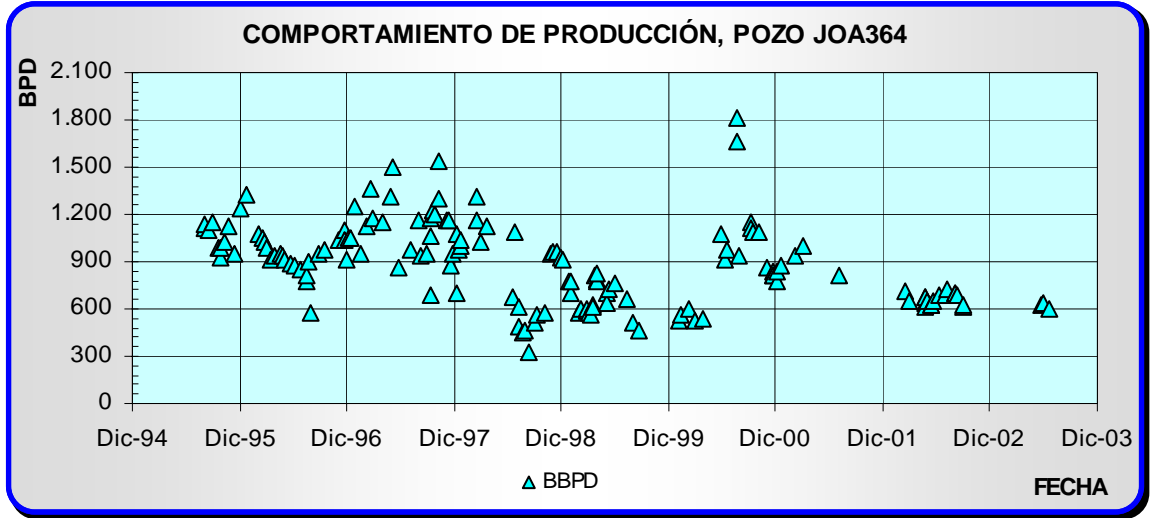
Histórico de Producción del Pozo JOA-361



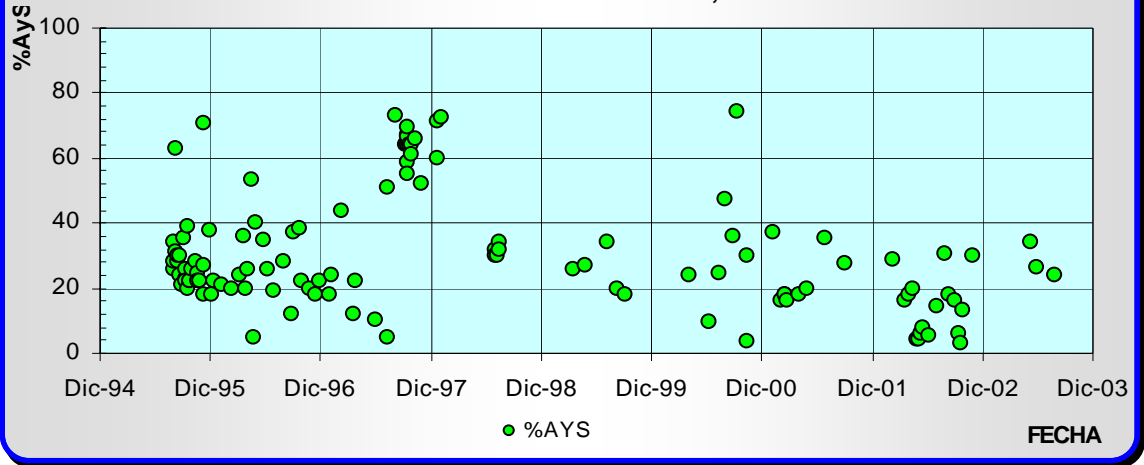
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA361



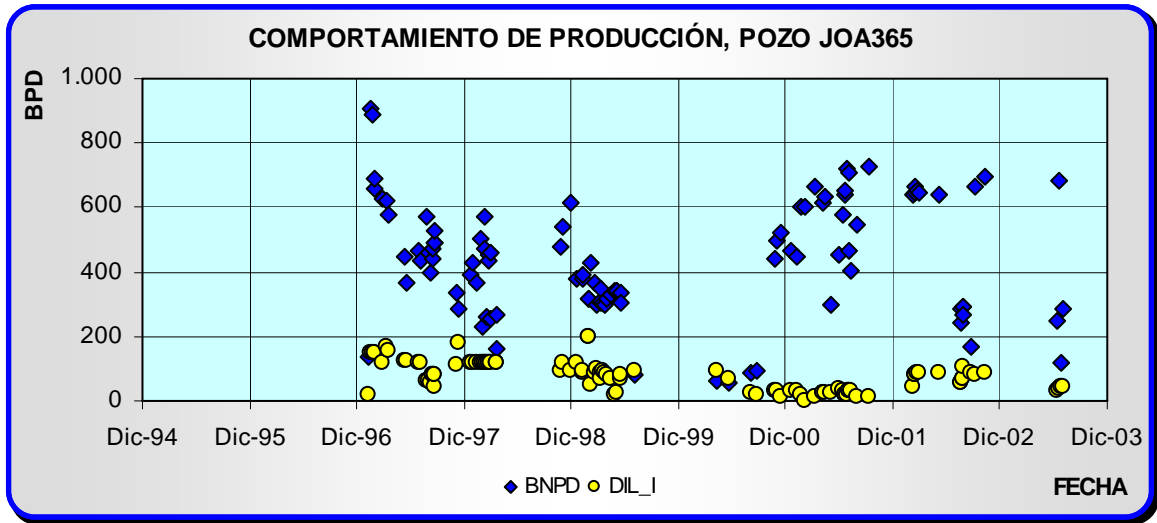
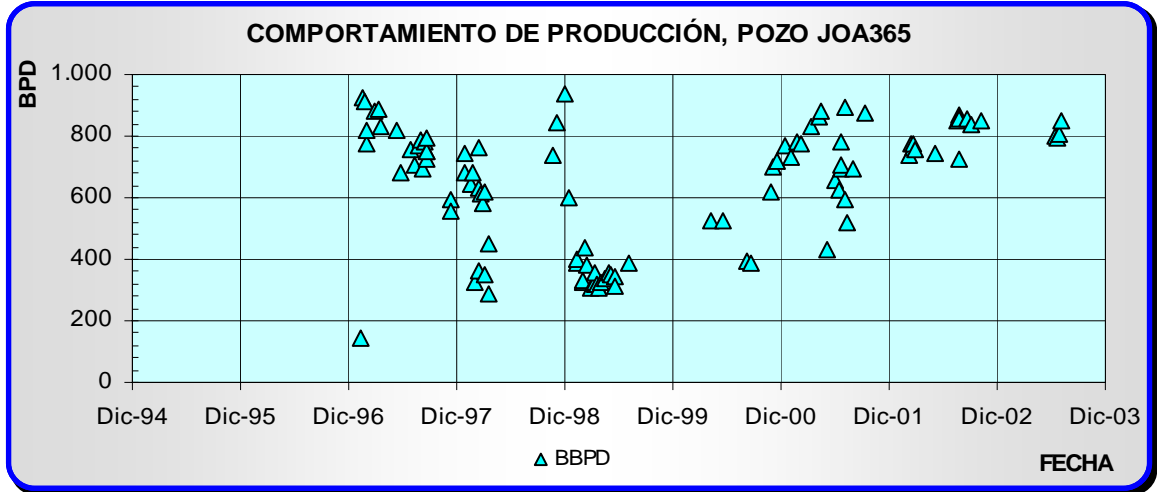
Histórico de Producción del Pozo JOA-364



COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, POZO JOA364



Histórico de Producción del Pozo JOA-365



APÉNDICE “B”
HISTÓRICO DE PARADAS

Tabla 1. Pérdida de Producción en Pozos BM

POZO	Parada (h)	Tiempo Estimado (h)	Tiempo Perdido (h)	Prod. por Parada (bls)	Prod. Perdida (bls)
JOA-023	456	147	309	890	577
JOA-025	1158	104	1054	12745	11682
JOA-028	158	57	101	402	261
JOA-067	390	50	340	2559	2217
JOA-078	230	135	94	426	161
JOA-101	300	55	246	1429	1133
JOA-102	957	156	801	2737	2312
JOA-111	269	48	221	362	313
JOA-114	125	42	83	226	145
JOA-118	276	38	238	1286	1109
JOA-120	547	109	438	7728	6213
JOA123	302	49	252	746	613
JOA-131	505	75	430	739	628
JOA-139	1049	199	850	4858	3901
JOA-361	129	60	69	497	281
TOTAL:	6849	1323	5526	37629	31546

Tabla 2. Pérdida de Producción en Pozos BCP

POZO	Parada (h)	Tiempo Estimado (h)	Tiempo Perdido (h)	Prod. por Parada (bls)	Prod. Perdida (bls)
JOA-065	601	115	485	4200	3342
JOA-075	425	54	371	1383	1095
JOA-079	146	86	60	267	116
JOA-084	249	81	168	95	68
JOA-127	230	45	186	1793	1428
JOA-364	71	67	4	872	56
JOA-365	28	25	3	364	27
TOTAL:	1723	448	1275	8609	6104

Tabla 3. Pérdida de Producción en Pozos LAG

POZO	Parada (h)	Tiempo Estimado (h)	Tiempo Perdido (h)	Prod. por Parada (bls)	Prod. Perdida (bls)
JOA-059	1711	1711	0	21759	0
JOA-066	1688	1688	0	1109	0
TOTAL:	3399	3399	0	22868	0

APÉNDICE “C”
CONDICIÓN DE PRUEBA Y MUESTRA

Tabla 28. Estado de Prueba en BM

Pozo	Mult	Buena	Aceptada	Dudosa	Mala	Total	%P-Buena	%P-Acept	%P-Dudosa	%P-Mala
JOA-23	MJ-4	1	1	0	9	11	9,09%	9,09%	0,00%	81,82%
JOA-25	MJ-2	7	2	0	3	12	58,33%	16,67%	0,00%	25,00%
JOA-28	MJ-4	5	3	1	5	14	35,71%	21,43%	7,14%	35,71%
JOA-67	MJ-4	3	0	1	2	6	50,00%	0,00%	16,67%	33,33%
JOA-78	MJ-6	2	0	1	3	6	33,33%	0,00%	16,67%	50,00%
JOA-101	MJ-6	2	0	1	2	5	40,00%	0,00%	20,00%	40,00%
JOA-102	MJ-6	5	2	0	1	8	62,50%	25,00%	0,00%	12,50%
JOA-111	MJ-5	14	4	4	21	43	32,56%	9,30%	9,30%	48,84%
JOA-114	MJ-6	5	1	3	3	12	41,67%	8,33%	25,00%	25,00%
JOA-118	MJ-4	0	0	0	2	2	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
JOA-120	MJ-4	6	0	0	4	10	60,00%	0,00%	0,00%	40,00%
JOA-123	MJ-6	1	4	0	0	5	20,00%	80,00%	0,00%	0,00%
JOA-131	MJ-5	9	4	13	14	40	22,50%	10,00%	32,50%	35,00%
JOA-139	MJ-4	5	0	0	3	8	62,50%	0,00%	0,00%	37,50%
JOA-361	MJ-6	4	1	0	6	11	36,36%	9,09%	0,00%	54,55%
Total	15	69	22	24	78	193	35,75%	11,40%	12,44%	40,41%

Tabla 29. Estado de Prueba en BCP

Pozo	Mult	Buena	Aceptada	Dudosa	Mala	Total	%P-Buena	%P-Acept	%P-Dudosa	%P-Mala
JOA-65	MJ-6	3	0	0	0	3	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
JOA-75	MJ-6	10	4	1	1	16	62,50%	25,00%	6,25%	6,25%
JOA-79	MJ-6	2	1	0	4	7	28,57%	14,29%	0,00%	57,14%
JOA-84	MJ-6	7	0	0	1	8	87,50%	0,00%	0,00%	12,50%
JOA-127	MJ-2	3	4	1	8	16	18,75%	25,00%	6,25%	50,00%
JOA-364	MJ-6	3	1	0	2	6	50,00%	16,67%	0,00%	33,33%
JOA-365	MJ-4	6	0	0	0	6	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total	7	34	10	2	16	62	54,84%	16,13%	3,23%	25,81%

Tabla 30. Estado de Prueba en LAG

Pozo	Mult	Buena	Aceptada	Dudosa	Mala	Total	%P-Buena	%P-Acept	%P-Dudosa	%P-Mala
JOA-59	MJ-4	8	0	0	0	8	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
JOA-66	MJ-6	0	1	0	0	1	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%
Total	2	8	1	0	0	9	88,89%	11,11%	0,00%	0,00%

Tabla 31. Estado de Prueba por Método

Método	Buena	Aceptada	Dudosa	Mala	Total	%P-Buena	%P-Acept	%P-Dudosa	%P-Mala
BM	69	22	24	78	193	35,75%	11,40%	12,44%	40,41%
BCP	34	10	2	16	62	54,84%	16,13%	3,23%	25,81%
GL	8	1	0	0	9	88,89%	11,11%	0,00%	0,00%
Total	111	33	26	94	264	42,05%	12,50%	9,85%	35,61%

Tabla 32. Estado de Prueba por Múltiple

Múlt-Prue	N° Pz	Buena	Aceptada	Dudosa	Mala	Total	%P-Buena	%P-Acept	%P-Dudosa	%P-Mala
MPJ-2	2	10	6	1	11	28	35,71%	21,43%	3,57%	39,29%
MPJ-4	8	34	4	2	25	65	52,31%	6,15%	3,08%	38,46%
MPJ-5	2	23	8	17	35	83	27,71%	9,64%	20,48%	42,17%
MPJ-6	12	44	15	6	23	88	50,00%	17,05%	6,82%	26,14%
Total	24	111	33	26	94	264	42,05%	12,50%	9,85%	35,61%

Tabla 33. Estado de Prueba por Separador

Sep-Prue	N° Pz	Buena	Aceptada	Dudosa	Mala	Total	%P-Buena	%P-Acept	%P-Dudosa	%P-Mala
AOK	4	33	14	18	46	111	29,73%	12,61%	16,22%	41,44%
NIVEL	20	78	19	8	48	153	50,98%	12,42%	5,23%	31,37%
Total	24	111	33	26	94	264	42,05%	12,50%	9,85%	35,61%

Tabla 34. Estado de Muestra en Yacimiento Jobo-01

Pozo	Zona	Buena	Aceptada	Mala	Total	%M-Buena	%M-Acept	%M-Mala	%AyS-P	Toma
JOA-23	2	8	0	0	8	100,00%	0,00%	0,00%	38,40%	Cabezal
JOA-25	2	15	0	3	18	83,33%	0,00%	16,67%	89,40%	Línea
JOA-28	2	5	0	4	9	55,56%	0,00%	44,44%	44,80%	Cabezal
JOA-65	1	0	0	6	6	0,00%	0,00%	100,00%	88,90%	Línea
JOA-66	1	3	0	1	4	75,00%	0,00%	25,00%	91,90%	Línea
JOA-75	1	11	0	3	14	78,57%	0,00%	21,43%	29,00%	Línea
JOA-78	1	4	0	3	7	57,14%	0,00%	42,86%	52,80%	Cabezal
JOA-79	1	4	0	6	10	40,00%	0,00%	60,00%	88,90%	Cabezal
JOA-84	1	2	0	10	12	16,67%	0,00%	83,33%	93,50%	Cabezal
JOA-101	1	4	0	2	6	66,67%	0,00%	33,33%	62,50%	Cabezal
JOA-102	1	3	0	9	12	25,00%	0,00%	75,00%	93,20%	Cabezal
JOA-114	1	5	0	6	11	45,45%	0,00%	54,55%	73,20%	Cabezal
JOA-123	1	1	0	5	6	16,67%	0,00%	83,33%	74,20%	Cabezal
Total	13	65	0	58	123	52,85%	0,00%	47,15%		

Tabla 35. Estado de Muestra en Yacimiento Morichal-01

Pozo	Zona	Buena	Aceptada	Mala	Total	%M-Buena	%M-Acept	%M-Mala	%AyS	Toma
JOA-59	2	3	1	3	7	42,86%	14,29%	42,86%	19,30%	Línea
JOA-67	2	5	0	3	8	62,50%	0,00%	37,50%	74,50%	Línea
JOA-111	2	7	1	4	12	58,33%	8,33%	33,33%	21,20%	Línea
JOA-118	2	2	0	1	3	66,67%	0,00%	33,33%	88,90%	Cabezal
JOA-120	2	2	0	2	4	50,00%	0,00%	50,00%	65,00%	Línea
JOA-127	2	8	0	5	13	61,54%	0,00%	38,46%	40,10%	Línea
JOA-131	2	3	0	10	13	23,08%	0,00%	76,92%	49,00%	Cabezal
JOA-139	2	6	0	1	7	85,71%	0,00%	14,29%	87,00%	Cabezal
JOA-361	1	9	1	5	15	60,00%	6,67%	33,33%	12,10%	Línea
JOA-364	1	8	0	4	12	66,67%	0,00%	33,33%	54,00%	Línea
JOA-365	2	7	0	13	20	35,00%	0,00%	65,00%	76,00%	Cabezal
Total	11	60	3	51	114	52,63%	2,63%	44,74%		

Tabla 36. Estado de Muestra por Zona Operativa

Zona	N° Pz	Buena	Aceptada	Mala	Total	%M-Buena	%M-Acept	%M-Mala
ZONA 1	12	54	1	60	115	46,96%	0,87%	52,17%
ZONA 2	12	71	2	49	122	58,20%	1,64%	40,16%
Total	24	125	3	109	237	52,74%	1,27%	45,99%

Tabla 37. Estado de Muestra por Yacimiento

Yacimiento	N° Pz	Buena	Aceptada	Mala	Total	%M-Buena	%M-Acept	%M-Mala
Jobo-01	13	65	0	58	123	52,85%	0,00%	47,15%
Morichal-01	11	60	3	51	114	52,63%	2,63%	44,74%
Total	24	125	3	109	237	52,74%	1,27%	45,99%

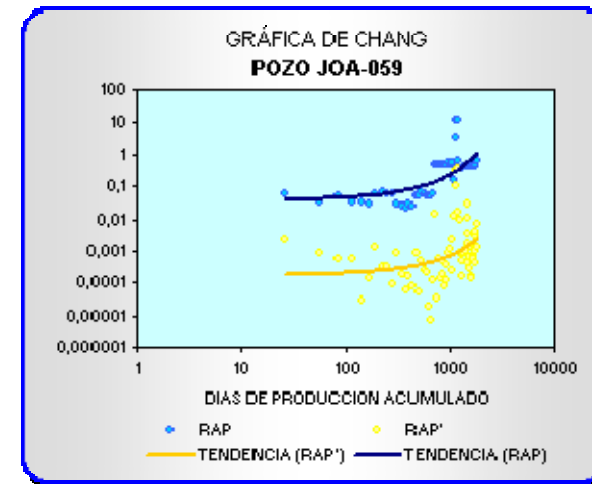
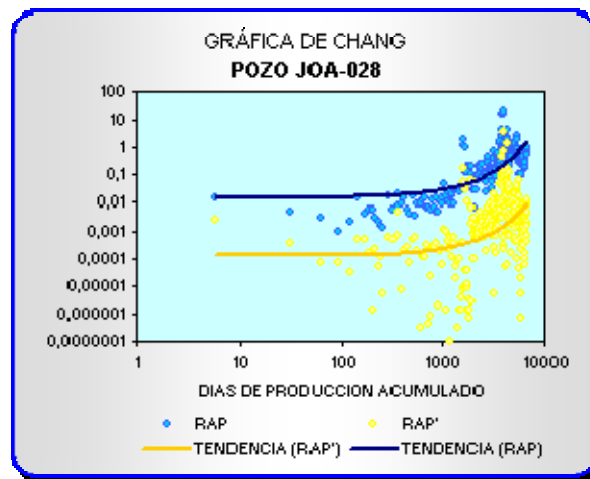
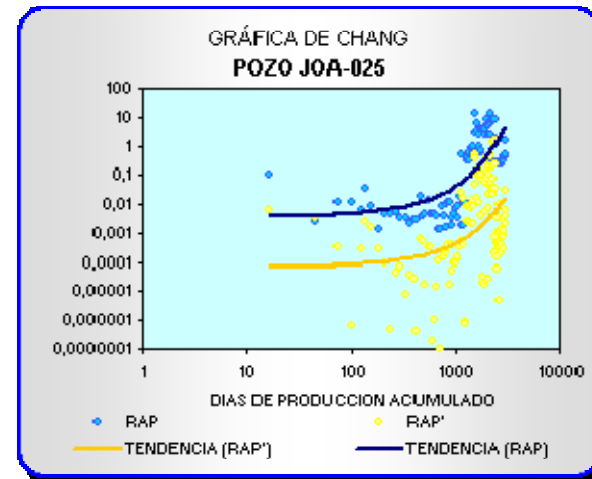
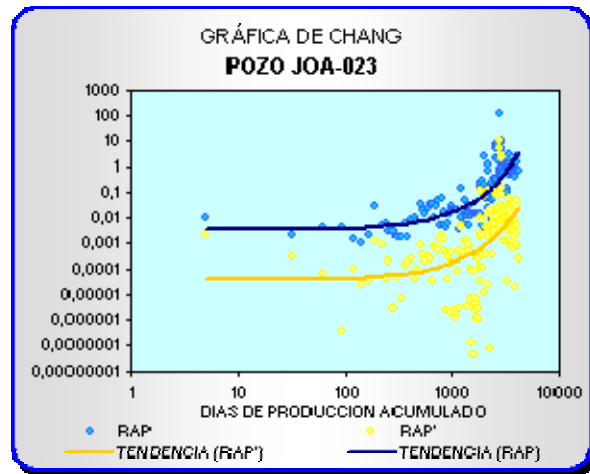
Tabla 38. Estado de Muestra por Punto de Toma

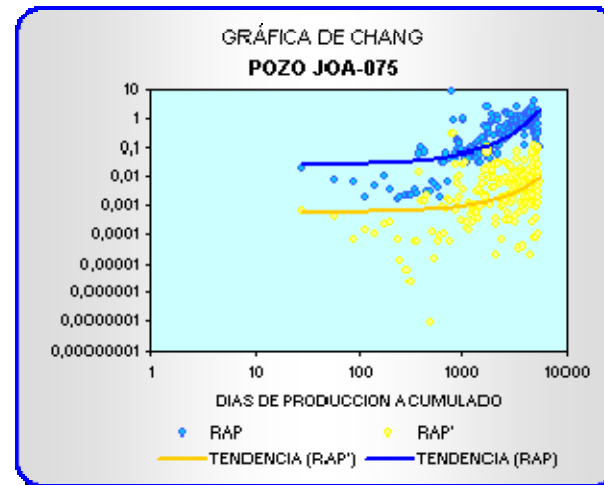
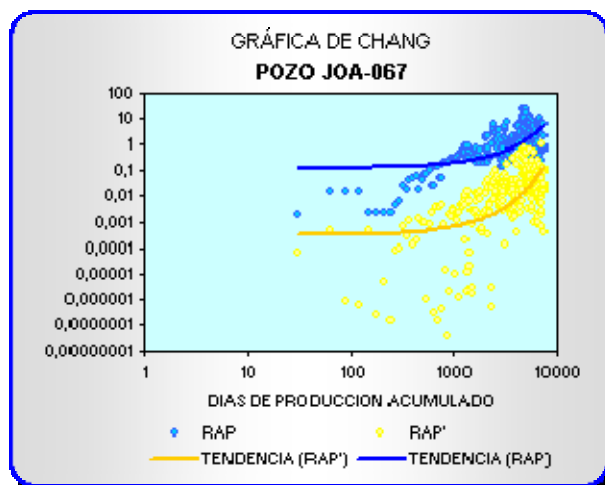
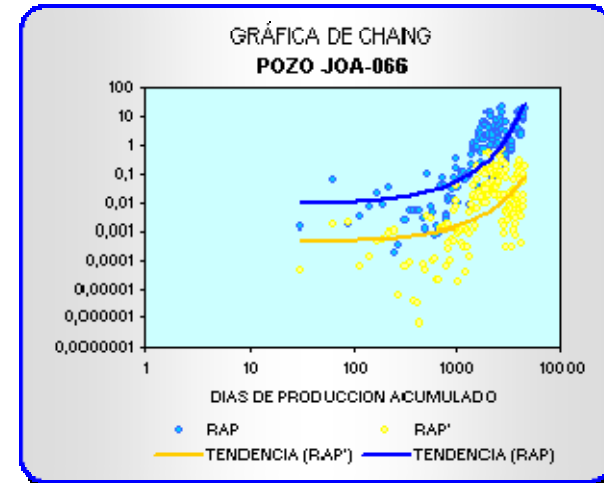
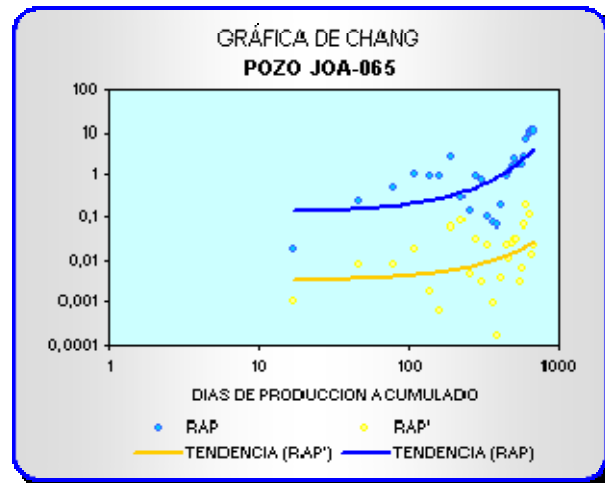
Yacimiento	N° Pz	Buena	Aceptada	Mala	Total	%M-Buena	%M-Acept	%M-Mala
Cabezal	13	54	0	70	124	43,55%	0,00%	56,45%
Línea	11	71	3	39	113	62,83%	2,65%	34,51%
Total	24	125	3	109	237	52,74%	1,27%	45,99%

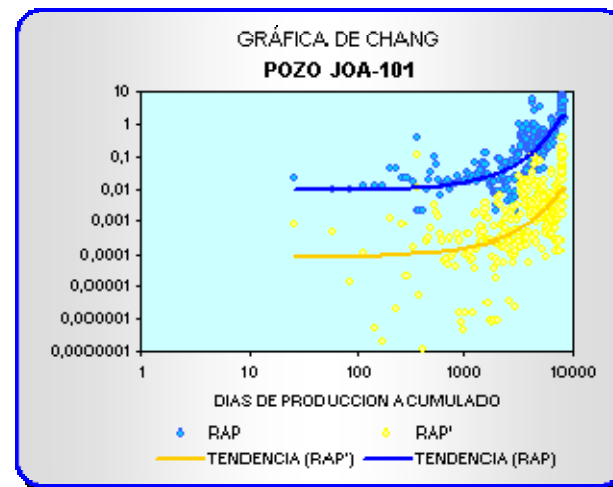
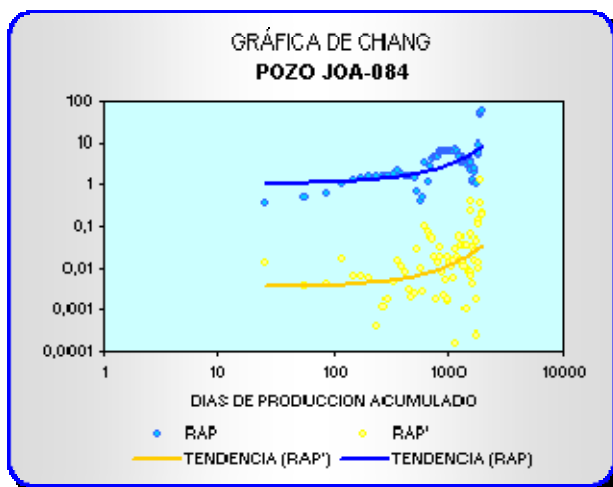
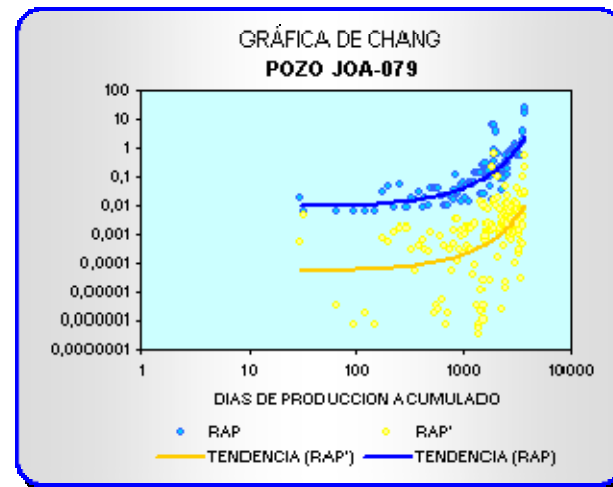
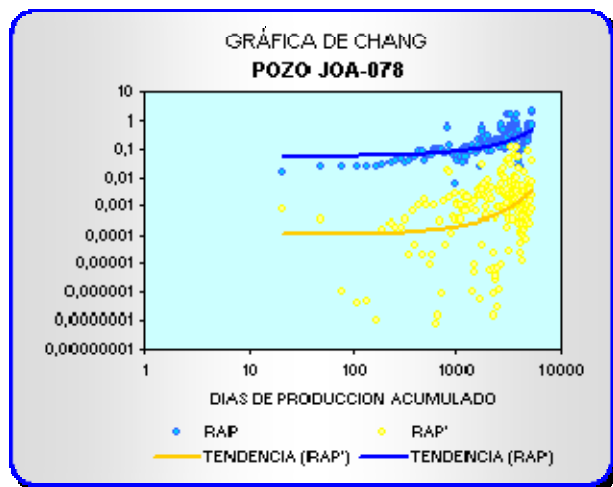
Tabla 39. %AyS

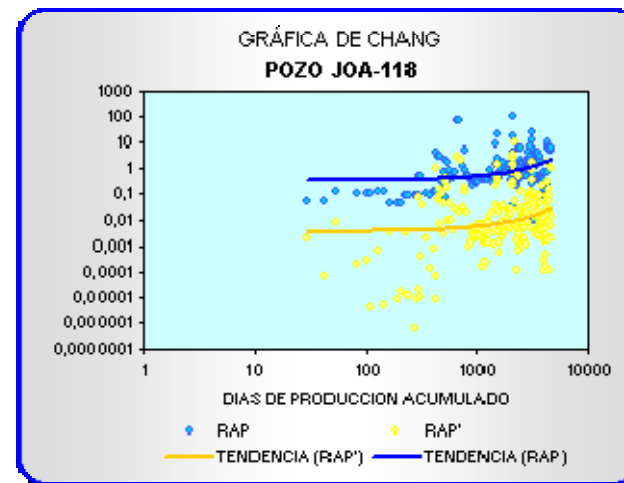
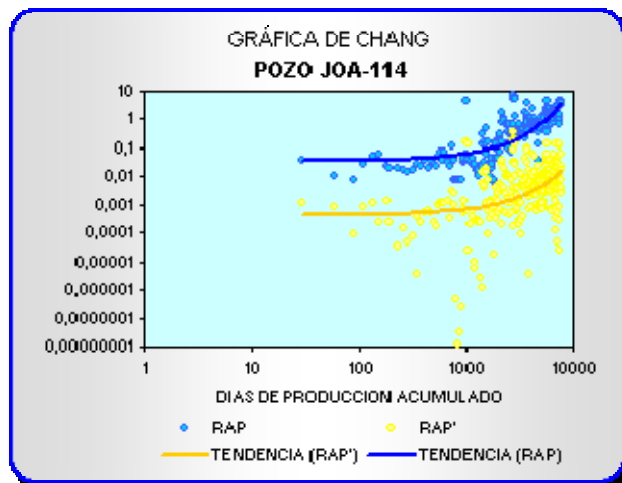
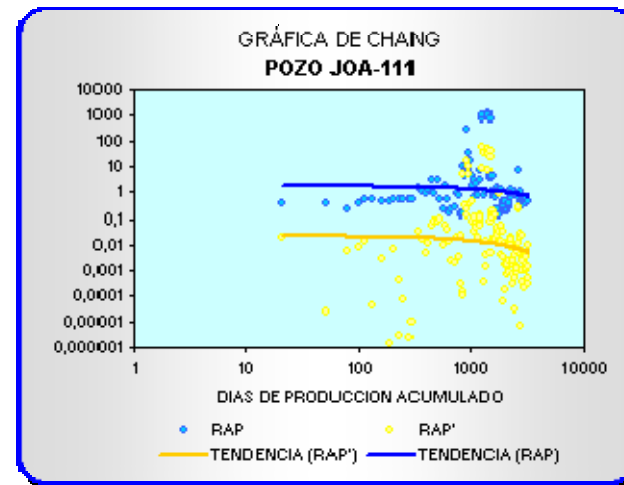
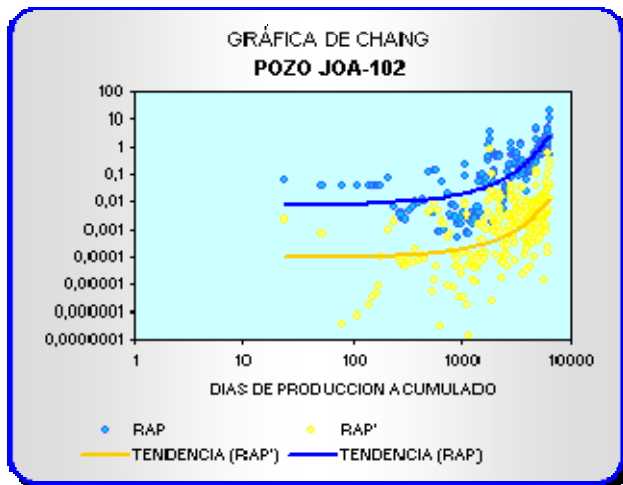
Escala	N° Pozos
0-20	2
20-40	3
40-60	5
60-80	6
80-100	8
Total:	24

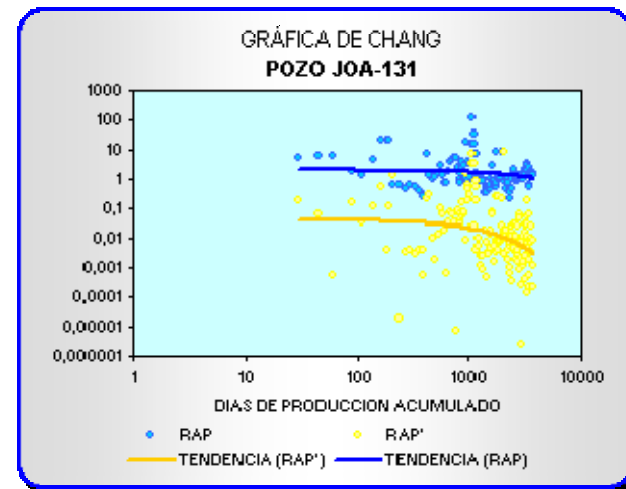
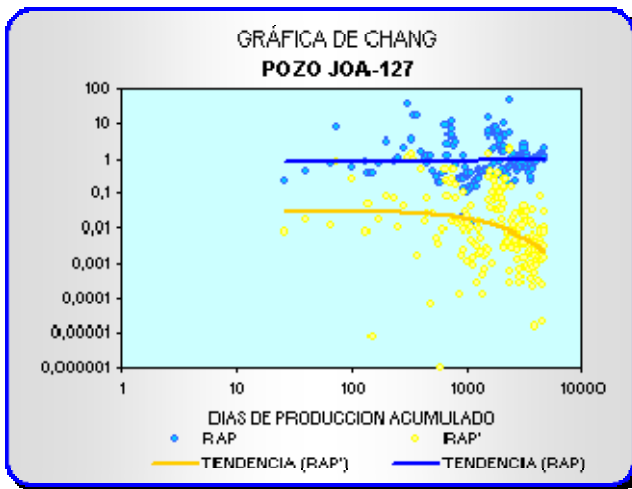
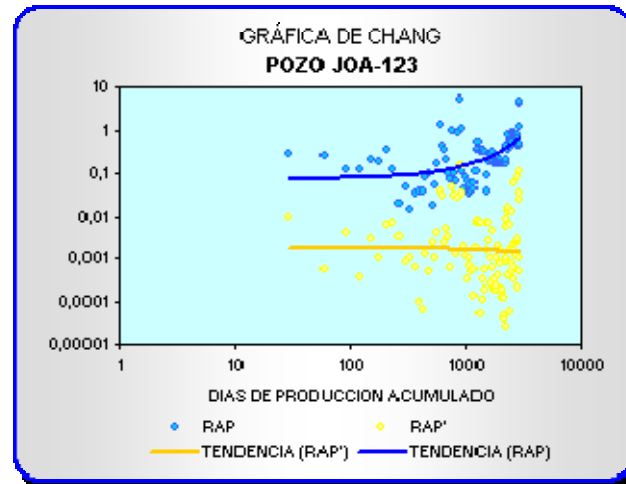
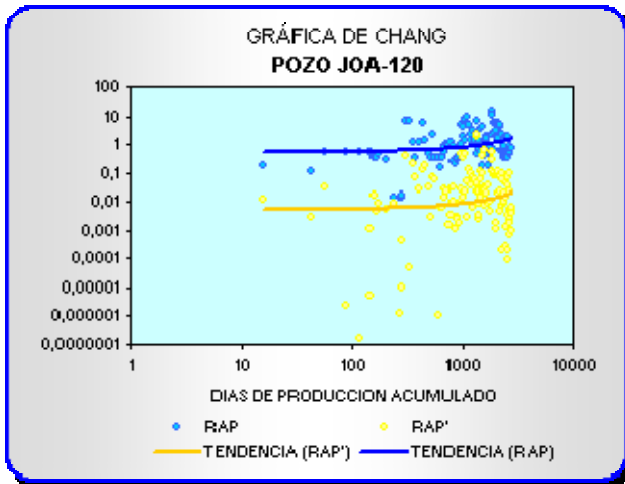
APÉNDICE “D”
GRÁFICOS DE CHANG

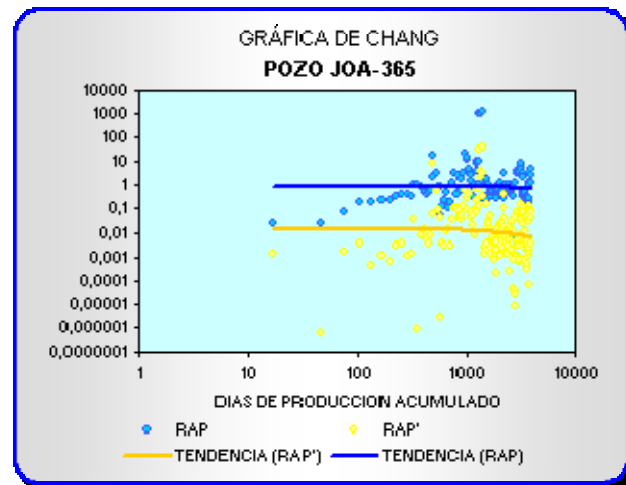
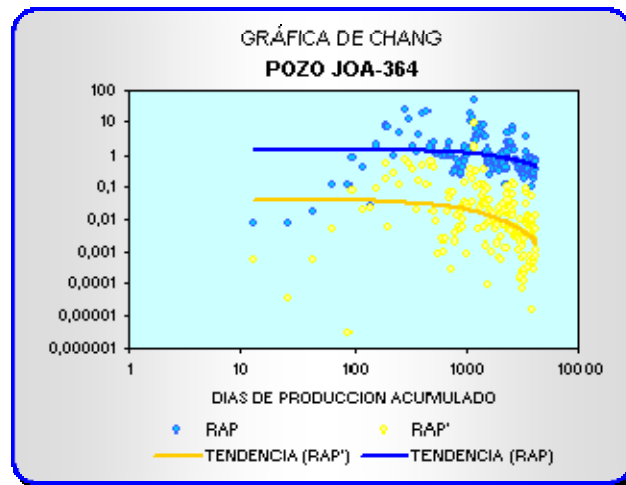
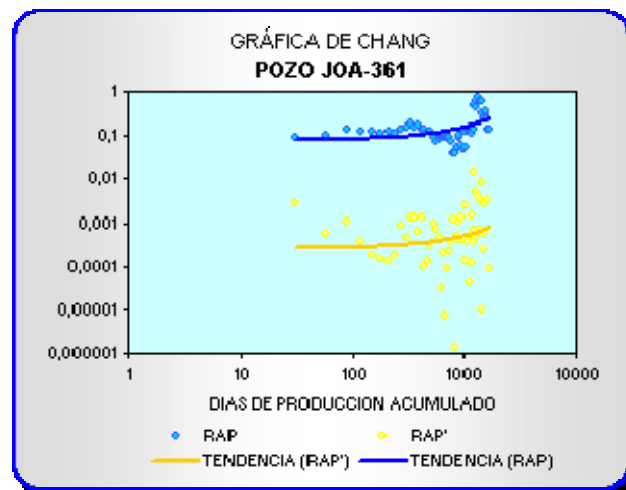
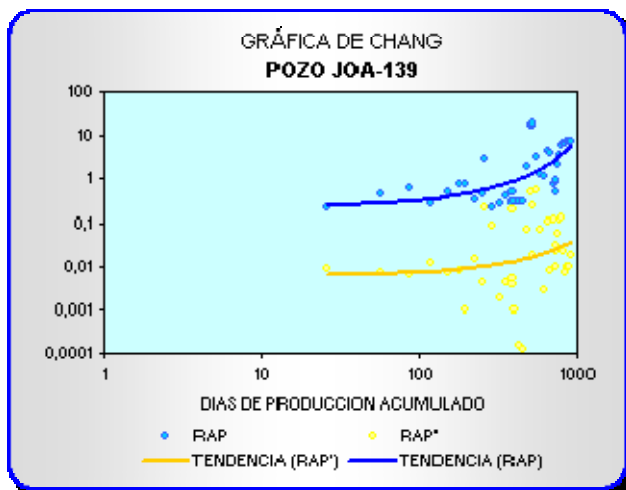




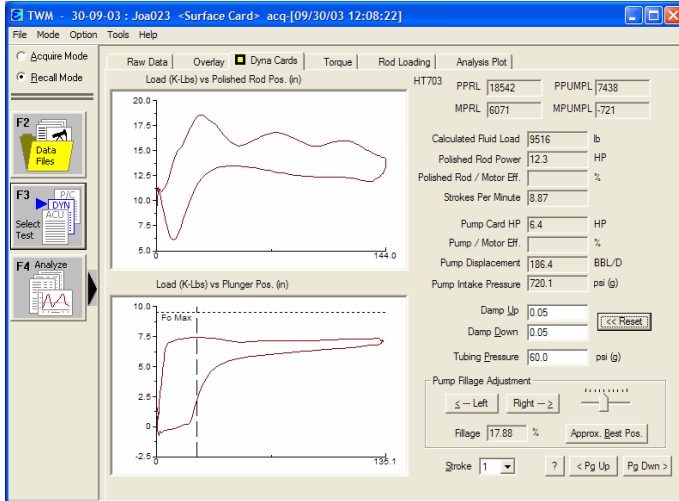




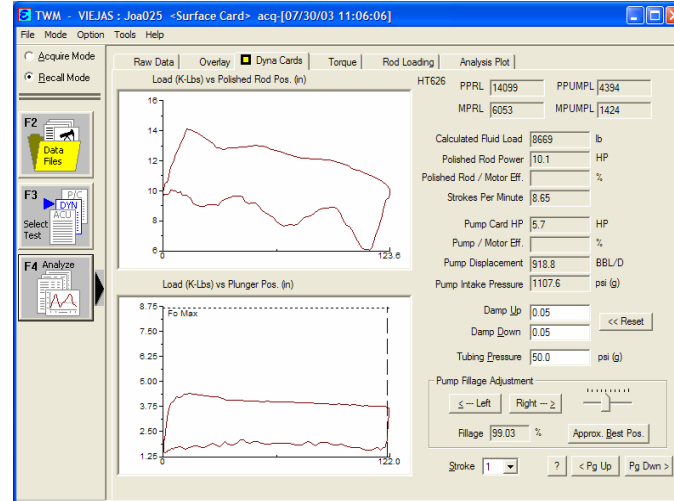




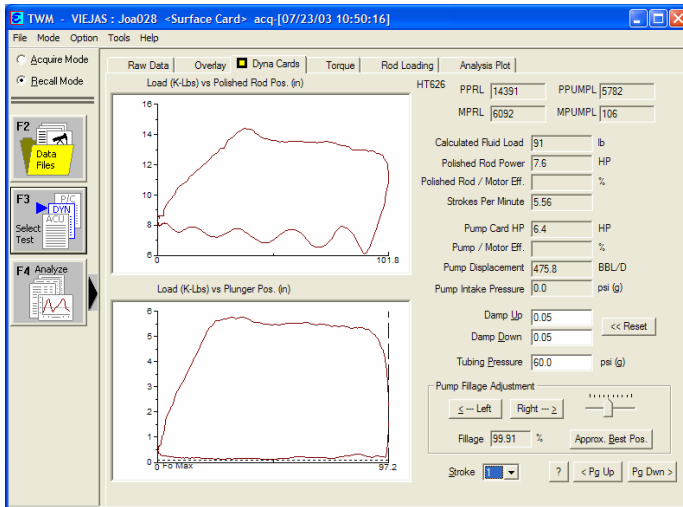
APÉNDICE “E”
EFICIENCIA DE BOMBEO



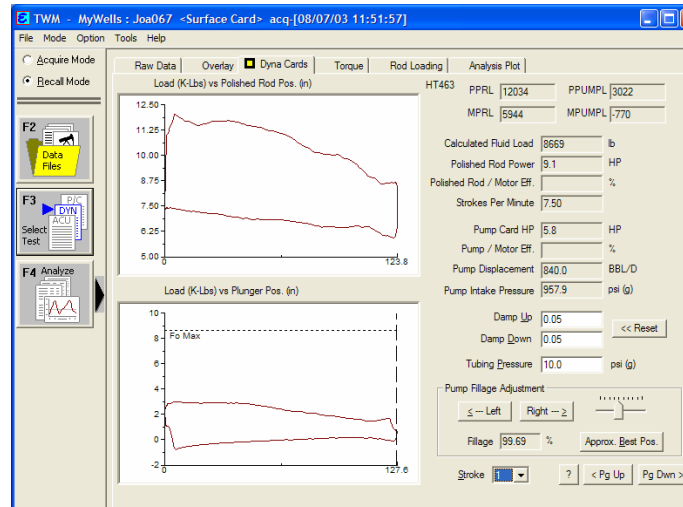
Carta Dinagráfica JOA-023



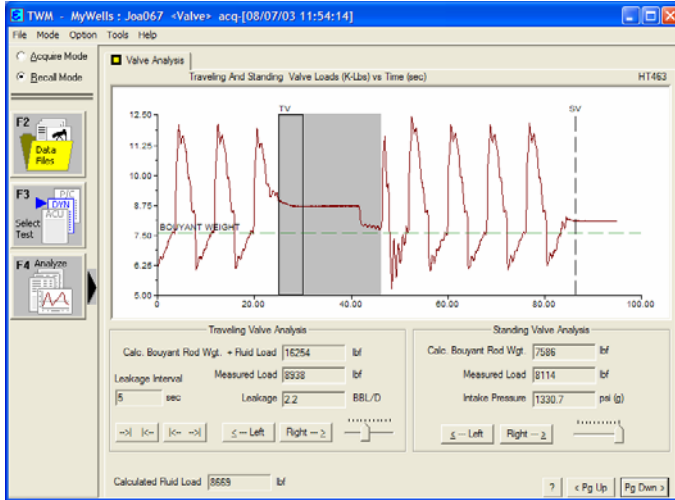
Carta Dinagráfica JOA-025



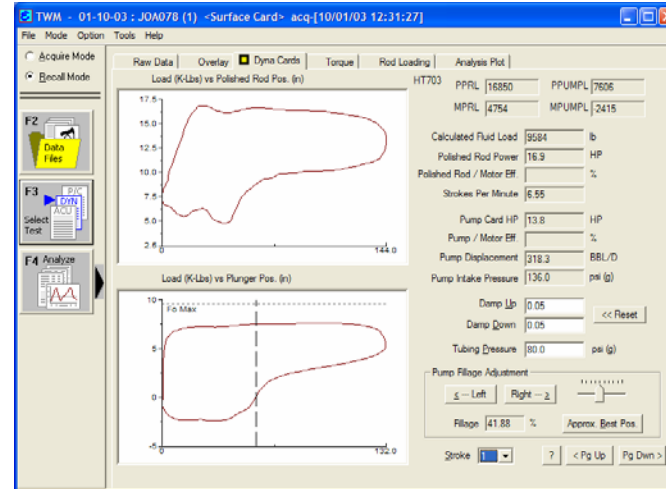
Carta Dinagráfica JOA-028



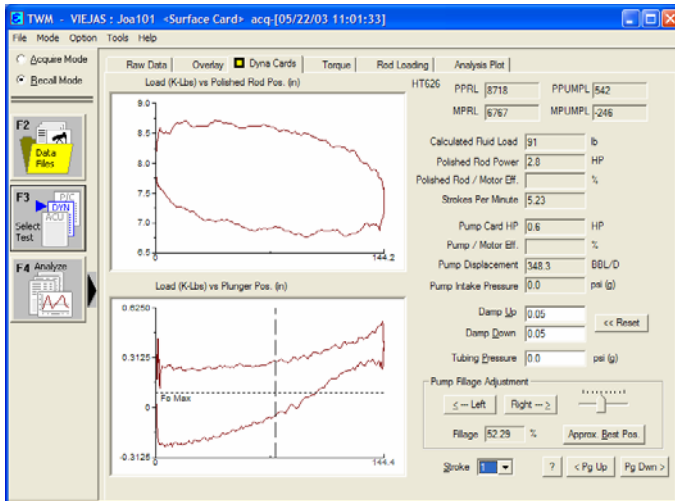
Carta Dinagráfica JOA-067



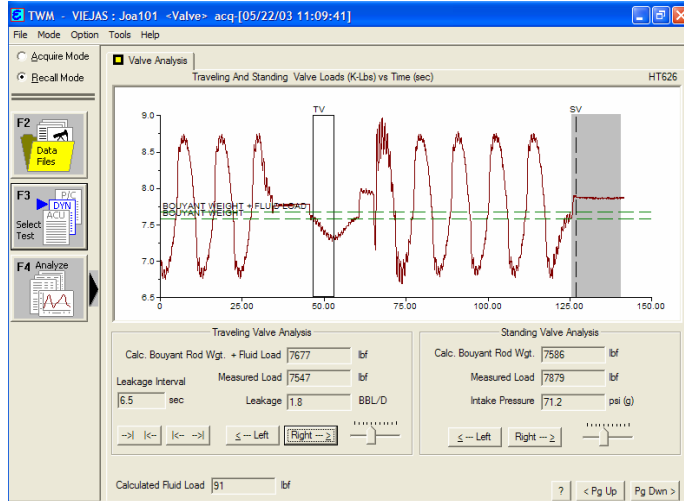
Prueba de Válvula JOA-067



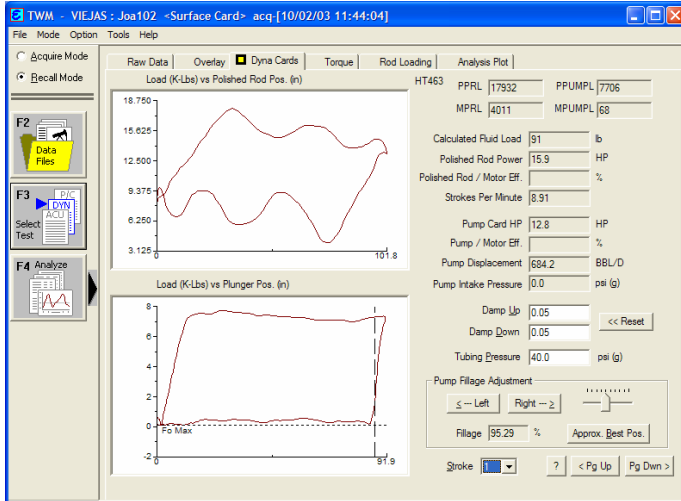
Carta Dinagráfica JOA-078



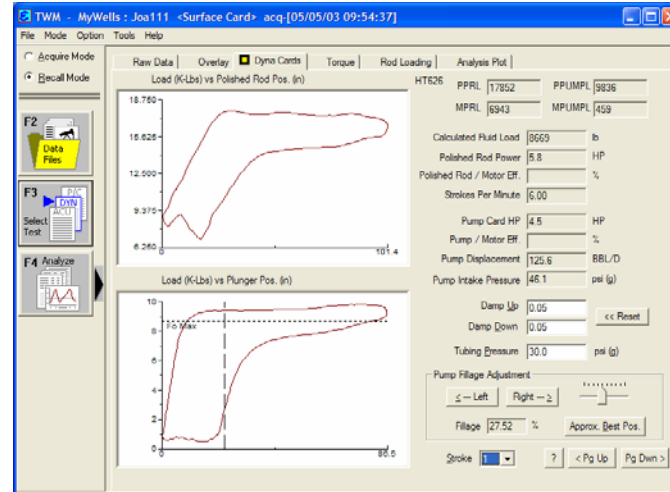
Carta Dinagráfica JOA-101



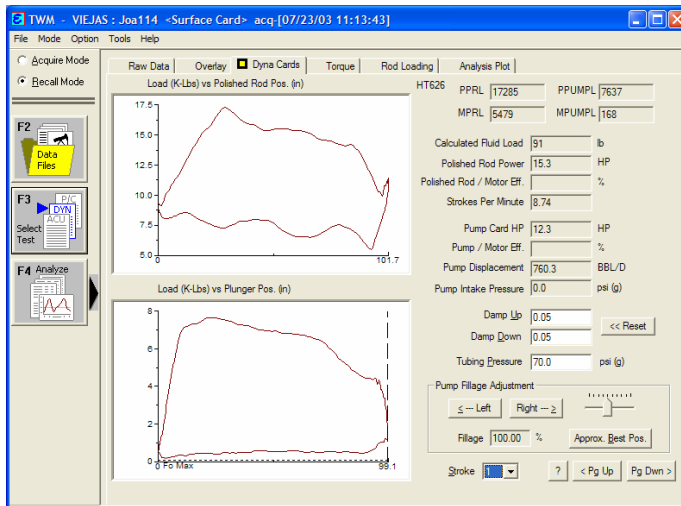
Prueba de Válvulas JOA-101



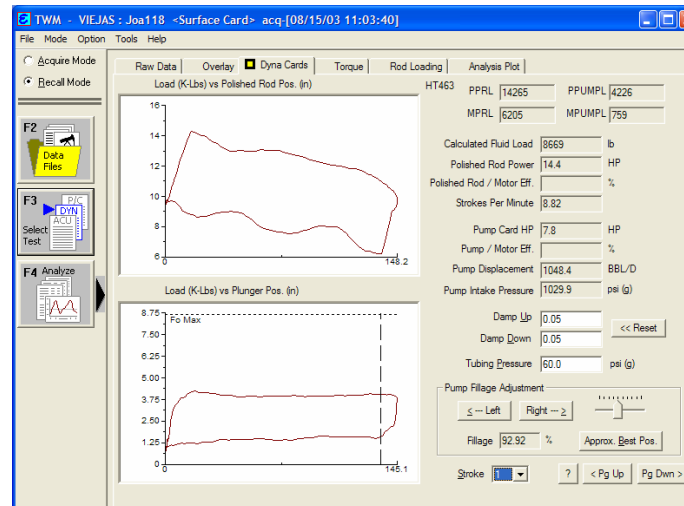
Carta Dinagrática JOA-102



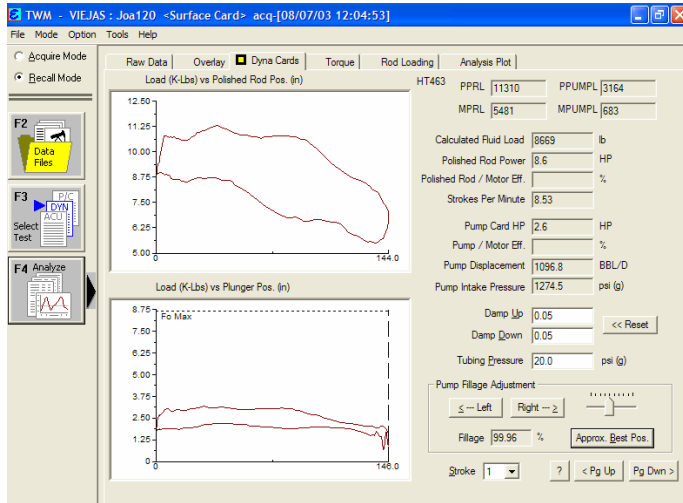
Carta Dinagrática JOA-111



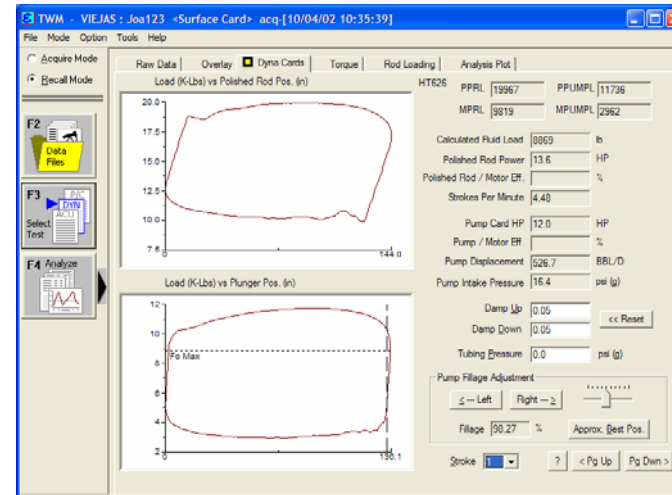
Carta Dinagrática JOA-114



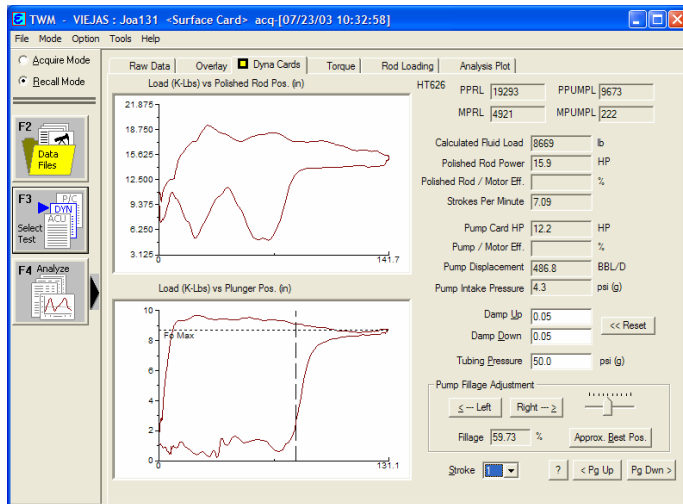
Carta Dinagrática JOA-118



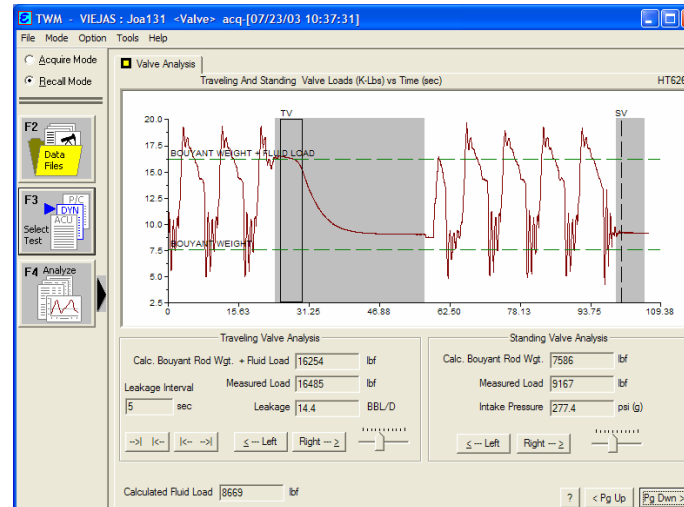
Carta Dinagráfica JOA-120



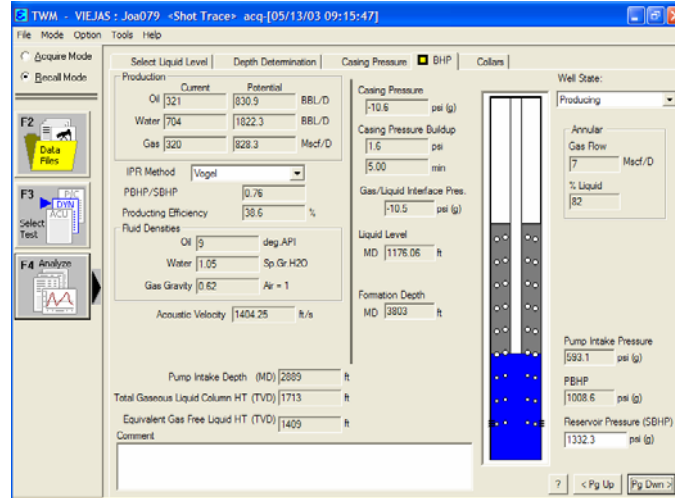
Carta Dinagráfica JOA-123



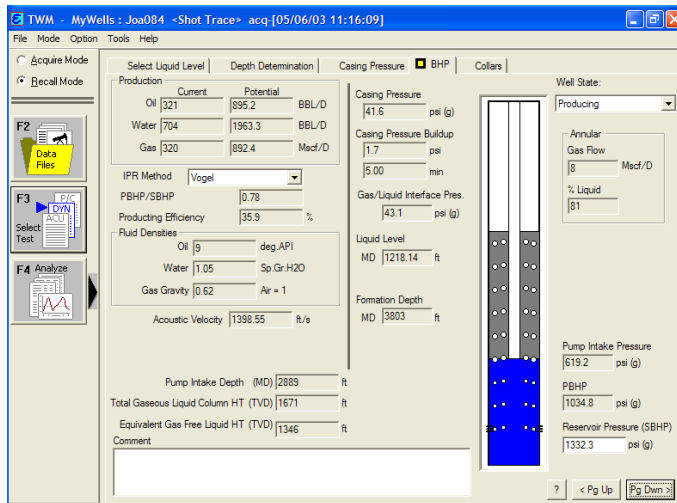
Carta Dinagráfica JOA-131



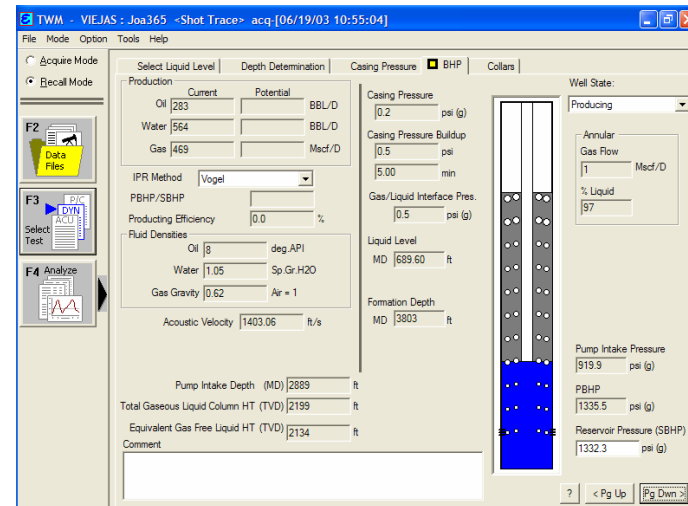
Prueba de Válvula JOA-131



Nivel JOA-079



Nivel JOA-084



Nivel JOA-365

APÉNDICE F
CURVAS IPR

