

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE EQUIPOS UTILIZADOS  
EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO DE  
CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP), EN LOS CAMPOS BARE Y  
ARECUNA DE LA UNIDAD DE EXTRAPESADO  
PDVSA – SAN TOMÉ.**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo  
Por los Brs. Carrillo C., Andreína I  
González I., Carla J.

Caracas, Octubre 2002

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE EQUIPOS UTILIZADOS  
EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO DE  
CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP), EN LOS CAMPOS BARE Y  
ARECUNA DE LA UNIDAD DE EXTRAPESADO  
PDVSA – SAN TOMÉ.**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Víctor Escalona

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Gilberto Torres.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo  
Por los Brs. Carrillo C., Andreína I.  
González I., Carla J.

Caracas, Octubre 2002

## ***DEDICATORIA***

### ***ANDREINA***

A mis padres Juan e Inés, porque su amor y apoyo incondicional es lo que me ha permitido culminar esta linda etapa de mi vida. Este logro es por y para ustedes.

A Juan Luis, Luis Eduardo y Marines, por lo feliz que me hace tenerlos como hermanos, gracias por estar siempre cuando los necesito.

A Toño, porque tu amor es la fuerza de mis logros.

A Carla, porque como compañera y amiga hizo realidad nuestro sueño.

A todos mis familiares y amigos.

A Dios, por permitirme tener todo lo anterior...

## ***DEDICATORIA***

### ***CARLA***

A mis padres Ana y Efrén, por todo el amor, dedicación, enseñanzas y sacrificios que me brindaron para poder llegar hasta aquí, porque sus esfuerzos de ayer es mi éxito de hoy.

A mis hermanos Any, Ale, Omy y Efrén, por estar en todo momento brindándome su amor y apoyo incondicional.

A mi hermanito padrino Ale, porque se que desde donde estás siempre has estado a mi lado dándome todas tus fuerzas y amor en todo momento.

A Rigo, por estar siempre conmigo dándome sus fuerzas, apoyo y amor que me permitieron llegar hasta aquí.

A papá Juan porque se que siempre estuviste a mi lado y que hoy hubieses querido compartir conmigo este momento.

A mamayé, maruchi y toda mi familia por estar siempre ahí.

A mi compañera de tesis y amiga Andreina, por su perseverancia, lucha, apoyo y hacer hoy nuestro esfuerzo una realidad.

A Dios por permitirme alcanzar todas mis metas.

## ***AGRADECIMIENTOS***

A nuestro tutor industrial Ing. Gilberto Torres por su apoyo y colaboración desinteresada en el desarrollo de nuestro trabajo.

A nuestro tutor académico Ing. Víctor Escalona por su colaboración, apoyo y asesoría para la realización de nuestro trabajo.

A Rigo por estar pendiente de nosotras en todo momento dándonos ánimos con su amistad, amor, fuerzas y apoyo durante el desarrollo de nuestro trabajo.

A Javier Martin por su amistad y estar siempre dispuesto a ayudarnos en el momento que lo necesitamos.

A todo el personal del Campo Operativo Bare (COB) por el apoyo prestado, en especial a Pedro Vásquez por su compañerismo y valioso aporte en las visitas al campo de producción.

A nuestro compañero y amigo Luis Latorraca por su inmensa ayuda y apoyo prestado para culminar con éxito nuestro trabajo.

Al Ing. Manuel Lopez por toda su colaboración y ayuda.

De manera especial queremos agradecer al Gerente, el Ing. Hugo Villasmil, por haber estado siempre pendiente de nosotras, por su ayuda, apoyo y colaboración. Fuiste quien nos dio la oportunidad de culminar con éxito nuestro sueño.

**Carrillo C., Andreína I.**

**González I., Carla J.**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE EQUIPOS UTILIZADOS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP), EN LOS CAMPOS BARE Y ARECUNA DE LA UNIDAD DE EXTRAPESADO PDVSA - SAN TOMÉ**

**Tutor Académico: Prof. Víctor Escalona. Tutor Industrial: Ing. Gilberto Torres.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002, 93 pp.**

**Palabras Claves:** Bomba de Cavidades Progresivas, Banco de Pruebas, Eficiencia, Estandarización.

**Resumen:** Las bombas de cavidades progresivas (BCP), representan un método de levantamiento artificial versátil para la producción de crudos extrapesados. Uno de los problemas que presenta su aplicación es la baja eficiencia de bombeo, lo cual puede ser atribuida a diferentes factores, entre los más importantes están, bajo aporte de fluidos de los pozos, el resbalamiento y alta presencia de gas, lo cual no sólo reduce la eficiencia sino que adicionalmente reduce la vida útil de la bomba.

El objetivo de esta investigación fue analizar el comportamiento de las diferentes marcas y tipos de BCP instaladas en los pozos de los yacimientos U1,3 MFB 53 y U1 MFA 33 en los Campos Bare y Arecuna respectivamente, para estimar así el potencial de dichos pozos mediante las curvas de comportamiento de afluencia (IPR), determinando a su vez la eficiencia de las bombas instaladas y comparando las curvas de eficiencia tanto en banco de prueba como en el pozo, para lograr la estandarización en cuanto a caudal, levantamiento y eficiencia de las bombas en los campos estudiados. De los resultados obtenidos se establece, que para estos campos la eficiencia de las bombas instaladas es mayor si la velocidad de rotación está comprendida entre 70 y 100 revoluciones por minuto, si el nivel de sumergencia supera los 600 pies y si el diseño de completación del pozo es acorde a su potencial. Por otra parte, el análisis evidenció que de cinco marcas de bombas existentes en el área estudiada, las PCM y BMW son las de mayores rangos de eficiencia encontradas aun operando en pozos con alta presencia de gas.

**TABLA DE CONTENIDO**

<i>RESUMEN</i>	<i>i</i>
<i>LISTA DE FIGURAS</i>	<i>v</i>
<i>LISTA DE TABLAS</i>	<i>ix</i>
<i>INTRODUCCIÓN</i>	<i>1</i>
<i>Capítulo 1</i>	<i>3</i>
<i>1.-PLANTAMIENTO DEL PROBLEMA</i>	<i>3</i>
1.1.-OBJETIVO GENERAL	<i>3</i>
1.2.-OBETIVOS ESPECÍFICOS.	<i>3</i>
1.3.-JUSTIFICACIÓN.	<i>4</i>
<i>Capítulo 2</i>	<i>5</i>
<i>2.1.-CAMPO BARE Y ARECUNA.</i>	<i>5</i>
2.1.1.-Ubicación Geográfica	<i>5</i>
2.1.2.-Estratigrafía.	<i>6</i>
2.1.3.-Estructura.	<i>7</i>
<i>2.2.-ANTECEDENTES</i>	<i>8</i>
<i>2.3.-BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS</i>	<i>8</i>
2.3.1.-Principio.	<i>8</i>
2.3.2.-Descripción General.	<i>11</i>
2.3.3.-Geometría.	<i>12</i>
2.3.4.-Parámetros Geométricos.	<i>13</i>
<i>2.4.-CONFIGURACIÓN DE LAS BCP</i>	<i>15</i>
	<i>ii</i>

2.4.1.-Equipos de Subsuelo.	15
2.4.2.-Equipos de Superficie.	20
2.5.- <i>COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA IPR</i>	24
2.6.- <i>EFICIENCIA DE LAS BOMBAS</i>	25
2.7.- <i>NIVEL ESTÁTICO Y NIVEL DINÁMICO</i>	26
2.8.- <i>ALTURA DINÁMICA TOTAL</i>	27
2.9.- <i>BANCO DE PRUEBAS</i>	29
<i>Capítulo 3</i>	32
3.1.- <i>TIPO DE INVESTIGACIÓN</i>	32
3.2.- <i>DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN</i>	32
3.3.- <i>POBLACIÓN Y MUESTRA</i>	32
3.4.- <i>INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN</i>	33
3.5.- <i>PROCEDIMIENTO</i>	35
<i>Capítulo 4</i>	46
4.1.- <i>DISTRIBUCIÓN DE POZOS POR YACIMIENTO</i>	46
4.2.- <i>GENERACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE LAS BCP INSTALADAS</i>	48
4.3.- <i>CURVAS EN BANCO DE PRUEBAS</i>	53
4.4.- <i>ANÁLISIS DE GRUPOS EN CAMPO</i>	61
4.5.- <i>EFICIENCIA VOLUMÉTRICA DE BOMBEO</i>	69
4.5.1.-Eficiencia según revoluciones por minuto (RPM)	72
4.5.2.-Eficiencia según la sumergencia	73
4.6.- <i>COMPARACIÓN CAMPO VERSUS BANCO DE PRUEBAS</i>	74
4.7.- <i>ALTURA DINÁMICA TOTAL</i>	83

<i>4.8.-ESTANDARIZACIÓN DE LAS BCP SEGÚN SU MARCA Y TIPO</i>	<i>87</i>
<i>CONCLUSIONES</i>	<i>89</i>
<i>RECOMENDACIONES</i>	<i>91</i>
<i>BIBLIOGRAFÍA</i>	<i>92</i>

**LISTA DE FIGURAS**

<i>Figura 2.1.-Faja Petrolífera del Orinoco.</i>	5
<i>Figura 2.2.-Ubicación Geográfica de Bare y Arecuna</i>	6
<i>Figura 2.3.-Columna Estratigráfica de los Campos Bare y Arecuna</i>	7
<i>Figura 2.4.-Diagrama del principio de funcionamiento de una BCP (1:2)</i>	10
<i>Figura 2.5.-Cortes transversales de una BCP (1:2)</i>	11
<i>Figura 2.6.-Geometría de una BCP (1:2)</i>	12
<i>Figura 2.7.-Parámetros Geométricos</i>	14
<i>Figura 2.8.-Equipos de subsuelo que conforman una BCP.</i>	15
<i>Figura 2.9.-Rotor</i>	15
<i>Figura 2.10.-Centralizadores</i>	16
<i>Figura 2.11.-Ancla de torque</i>	17
<i>Figura 2.12.-Espaciamiento</i>	18
<i>Figura 2.13.-Propiedades de los elastómeros utilizados en BCP marca PCM</i>	19
<i>Figura 2.14.-Tubería de producción</i>	20
<i>Figura 2.15.-Motor</i>	21
<i>Figura 2.16.-Configuración de los cabezales de superficie</i>	22
<i>Figura 2.17.-Configuración de una BCP</i>	23
<i>Figura 2.18.-Curva de comportamiento de afluencia</i>	24
<i>Figura 2.19.-Nivel Estático, Nivel Dinámico y Sumergencia</i>	27
<i>Figura 2.20.-Altura Dinámica Total</i>	28
<i>Figura 2.21.-Esquema del Banco de Pruebas</i>	31

---

---

<i>Figura 3.1.-Ventana principal del Módulo Pozo de CENTINELA</i>	33
<i>Figura 3.2.- Ventana principal de la Función Prueba</i>	34
<i>Figura 3.3.-Ventana principal del Módulo Carpeta de Pozos</i>	34
<i>Figura 3.4.-Prueba de Nivel de Fluido</i>	37
<i>Figura 3.5.-Esquema presente en el programa de obtención de curvas IPR</i>	40
<i>Figura 3.6.-Tablero de control del Banco de Pruebas</i>	42
<i>Figura 4.1.-Pozo y producción asociada al sistema del levantamiento artificial</i>	46
<i>Figura 4.2.-Distribución de pozos BCP en el Campo Arecuna</i>	47
<i>Figura 4.3.-Distribución de pozos BCP en el Campo Bare</i>	47
<i>Figura 4.4.-Distribución de marcas BCP en Bare y Arecuna</i>	48
<i>Figura 4.5.-Distribución del tiempo de funcionamiento de las BCP en el Campo Bare</i>	51
<i>Figura 4.6.- Distribución del tiempo de funcionamiento de las BCP en el Campo Arecuna</i>	51
<i>Figura 4.7.-Eficiencia y torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Geremia 22,40-2500 a 150 rpm</i>	54
<i>Figura 4.8.-Eficiencia y torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Geremia 22,40-2500 a 250 rpm</i>	55
<i>Figura 4.9.-Eficiencia y torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Geremia 22,40-2500 a 300 rpm</i>	56
<i>Figura 4.10.- Eficiencia y torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba PCM 200TP1200 a 10 rpm</i>	56

<i>Figura 4.11.- Eficiencia y torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba PCM 200TP1200 a 200 rpm</i>	56
<i>Figura 4.12.- Eficiencia y torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba PCM 200TP1200 a 300 rpm</i>	57
<i>Figura 4.13.- Eficiencia y torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Lifteq 900G2300 a 150 rpm</i>	58
<i>Figura 4.14.- Eficiencia y torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Lifteq 900G2300 a 250 rpm</i>	58
<i>Figura 4.15.- Eficiencia y torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Lifteq 900G2300 a 300 rpm</i>	59
<i>Figura 4.16.-Agrupación de pozos con BCP en el YACIMIENTO UI,3 MFB 53</i>	62
<i>Figura 4.17.-Arena Neta Petrolífera, Yacimiento UI,3 MFB 53</i>	62
<i>Figura 4.18.-Distribución de las IPR por grupos</i>	64
<i>Figura 4.19.-Distribución de pozos en el Yacimiento UI MFA 33</i>	65
<i>Figura 4.20.-Arena Neta Petrolífera, Yacimiento UI MFA 33</i>	66
<i>Figura 4.21.-Curva IPR del pozo MFB 583</i>	67
<i>Figura 4.22.-Curva IPR del pozo MFB 599</i>	67
<i>Figura 4.23.-Curva IPR del pozo MFB 615</i>	68
<i>Figura 4.24.-Curva IPR del pozo MFA 175</i>	68
<i>Figura 4.25.-Curva IPR del pozo MFA 167</i>	69
<i>Figura 4.26.-Eficiencia Volumétrica de las BCP en el Yacimiento UI,3 MFB 53 del Campo Bare</i>	70
<i>Figura 4.27.-Eficiencia Volumétrica de las BCP en el Yacimiento UI MFA 33 del Campo Arecuna</i>	70

---

---

<i>Figura 4.28.-Eficiencia Volumétrica según las RPM en el Campo Bare</i>	72
<i>Figura 4.29.-Eficiencia Volumétrica según las RPM en el Campo Arecuna</i>	72
<i>Figura 4.30.-Eficiencia Volumétrica según la sumergencia en el Campo Bare</i>	73
<i>Figura 4.31.-Eficiencia Volumétrica según la sumergencia en el Campo Arecuna</i>	73
<i>Figura 4.32.-Diagrama de completación del Pozo MFB 613</i>	74
<i>Figura 4.33.-Eficiencia del Pozo MFB 613 a Presión de 939 lpc</i>	75
<i>Figura 4.34.-Curva IPR del Pozo MFB 613</i>	76
<i>Figura 4.35.-Pozos sobrediseñados en el Campo Bare</i>	78
<i>Figura 4.36.- Curva IPR del Pozo MFB 489</i>	78
<i>Figura 4.37.-Comportamiento de producción y eficiencia del Pozo MFB 427</i>	79
<i>Figura 4.38.-Comportamiento de producción y eficiencia del Pozo MFB 0587</i>	80
<i>Figura 4.39.-Efecto del Gas Libre en un sistema BCP</i>	81
<i>Figura 4.40.- Comportamiento de producción y eficiencia del Pozo MFA 127</i>	82
<i>Figura 4.41.- Comportamiento de producción y eficiencia del Pozo MFB 204</i>	83
<i>Figura 4.42.- Pérdidas por Fricción para cabillas de 1" y los tipos de tuberías disponibles</i>	84
<i>Figura 4.43.- Pérdidas por Fricción para cabillas de 1 1/4" y los tipos de tuberías disponibles</i>	85
<i>Figura 4.44.- Pérdidas por Fricción para cabillas de 1 1/8" y los tipos de tuberías disponibles</i>	85
<i>Figura 4.45.-Sensibilidad de las pérdidas por fricción para los tipos de cabillas disponibles, en tubería de 4 1/2"</i>	86

## ***LISTA DE TABLAS***

<i>Tabla 4.1.-Diferentes marcas y tipos de BCP</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 4.2.-Distribución de Pozos por Grupo</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 4.3.-Variación de la sumergencia y Rs con la IPI</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 4.4.-Eficiencia por Grupo</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 4.5.-Presiones de entrada y salida de la bomba</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 4.6.-Condiciones de la bomba a 150 rpm</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 4.7.-Pruebas y condición del pozo MFB 489</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 4.8.-Resumen del cálculo del levantamiento mínimo requerido</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 4.9.-Estandarización de modelos de bombas por fabricante</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 4.10.-Estandarización de modelos de bombas por eficiencia y número de pozos con instalación de una misma bomba</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 4.11.-Bombas por fabricante más eficiente según rango de caudal</i>	<i>88</i>

## *INTRODUCCIÓN*

En la actualidad la Faja Petrolífera del Orinoco presenta una alta producción de crudos pesados/extrapesados, sin embargo, desde el comienzo de la vida productiva de los pozos perforados en la Faja, la presión del yacimiento no ha sido suficiente para que el pozo alcance el nivel de superficie, por eso se recurre a completaciones que faciliten la producción, como es el caso del Bombeo por Cavidades Progresivas, éste, no es más que una bomba de desplazamiento positivo rotatorio accionada desde la superficie por medio de cabillas que transmiten la energía a través de un motor eléctrico. Este sistema de levantamiento artificial presenta fallas operacionales, que deben ser prevenidas y rápidamente diagnosticadas para evitar pérdidas mayores.

Los sistemas BCP tienen algunas características particulares que los hacen ventajosos con relación a otros métodos de levantamiento artificial. Una de sus cualidades más importantes es la habilidad para producir fluidos altamente viscosos, mayores concentraciones de arenas y altos porcentajes de gas libre, bajos consumos de energía a mínimos costos y además, su instalación y operación es bastante sencilla. Lo anteriormente mencionado hace elevar la aplicación de este sistema en zonas de baja producción como son los Campos Bare y Arecuna, pero uno de los problemas que presenta la aplicación del método es la baja eficiencia de bombeo (menor de 40 %), la cual puede verse afectada por el bajo aporte de fluidos de los pozos, el resbalamiento y alta presencia de gas, lo cual no solamente disminuye la eficiencia sino que adicionalmente reduce la vida útil de la bomba.

Considerando los factores que afectan la eficiencia, se presenta un estudio que determina cuales son las bombas que mejor se adaptan a las condiciones del yacimiento, garantizando máxima eficiencia de bombeo y una óptima producción. Para ello se estudiaron las distintas marcas y tipos de bombas que existen en los Campos Bare y Arecuna, con la finalidad de observar el comportamiento de las mismas y obtener de esta manera, el mejor tipo de bomba a ser empleada en estos campos.

Parte de los resultados que se muestran en este trabajo, es una visión proyectada al conocimiento preciso de los parámetros básicos de operación de los equipos y el

potencial esperado por pozo, esto permitirá mantener dichos equipos, en condiciones apropiadas de operación, incrementando su eficiencia y expectativa de vida

También se muestra la verificación del dimensionamiento a través del banco de pruebas y la estandarización de las bombas BCP en cuanto a caudal, levantamiento y eficiencia, lo cual permitirá tener mayor control de las bombas, de manera tal de garantizar la confiabilidad del método y mayor tiempo de vida útil



## ***1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA***

Los Yacimientos de los Campos Bare y Arecuna son productores de crudo pesado y extrapesado, debido a esto, uno de los mecanismos de producción utilizados es el de Bombeo por Cavidades Progresivas.

Actualmente existen 115 pozos productores con el Sistema de Levantamiento Artificial por Bombas de Cavidades Progresivas. Un alto porcentaje de estos pozos presenta baja eficiencia de bombeo. Debido a que existen diferentes marcas y tipos de bombas se hace necesario la estandarización, según la ubicación del pozo en los campos de Bare y Arecuna, a fin de optimizar la producción de los pozos con este tipo de Método de Producción.

### **1.1.- OBJETIVO GENERAL**

Analizar el comportamiento de las diferentes marcas y tipos de bombas utilizados en el Sistema de Levantamiento Artificial por Bomba de Cavidad Progresiva en los Campos de Bare y Arecuna de la Unidad de Extracción de Yacimientos Extrapasado, San Tomé, para optimizar la producción de los pozos.

### **1.2.- OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Identificar las características de las arenas de un mismo yacimiento que contengan instalaciones de BCP en los Campos Bare y Arecuna.

- Generar una base de datos actualizada con información referente a las propiedades PVT de los fluidos y condiciones de operación de los pozos completados con BCP.
- Estimar el potencial de los pozos mediante la curva de comportamiento de afluencia (IPR).
- Determinar la eficiencia volumétrica de las bombas.
- Analizar los pozos con sobrediseño y determinar el tiempo de vida útil de las bombas.
- Obtener a través de mediciones en campo y banco de prueba los parámetros que involucran una instalación BCP.
- Comparar los parámetros obtenidos en campo vs. los estimados.

### **1.3.- JUSTIFICACIÓN**

La Bomba de Cavidades Progresivas (BCP), tiene características únicas que la hacen ideal para la extracción de petróleo.

En 1932, el Ingeniero René Moineau inventó la Bomba de Cavidades Progresivas y estableció la empresa PCM Pompes S.A para la fabricación de la misma. Las primeras bombas utilizadas fueron instaladas en Canadá, 1979, luego de 30 años de utilización de otros métodos de levantamiento, la BCP hizo más rentable la producción de crudos pesados.

Durante el período de 1980 hasta el presente, tanto el diseño y construcción como el control de calidad de las bombas de cavidad progresiva han sido mejorados. Es por ello, que este sistema se ha convertido en una de las técnicas no convencionales de levantamiento artificial por bombeo con amplia aceptación, para mejorar la productividad y reducir los costos de la producción. La meta del proyecto es estandarizar las BCP en los campos Bare y Arecuna, según la ubicación del pozo en el yacimiento, tomando en consideración la eficiencia y los parámetros operacionales del equipo.

## Capítulo 2



### 2.1.- CAMPO BARE Y ARECUNA

#### 2.1.2.- Ubicación geográfica

El Distrito San Tomé comprende la mayor parte de los Estados Anzoátegui y Guárico y se extiende hasta Casma-Soledad en el Estado Monagas, con un área aproximada de 24000 km<sup>2</sup>. Este Distrito está ubicado específicamente en el corazón de la Mesa de Guanipa (zona sur del Estado Anzoátegui) y consta de tres áreas: Campo Sur, Campo Norte y Campo Oficina.

La Unidad de Explotación Extrapesados de PDVSA está conformada por los Campos Bare y Arcuna; ambos campos se encuentran ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual es un área que cuenta con un alto potencial de crudo extrapesado (Figura 2.1).



Figura 2.1: Faja Petrolífera del Orinoco

El Campo Bare, está ubicado geográficamente en el Estado Anzoátegui a unos 40 Kilómetros aproximadamente al Sur de la Ciudad de El Tigre y a unos 70 Kilómetros al Norte del Río Orinoco. El Campo Arcuna pertenece al Sector Nor-Occidental del área Hamaca en la Faja Petrolífera del Orinoco, posee una superficie aproximada de 46720 hectáreas, está localizado a 60 Km al suroeste de San Tomé. Limita al Norte con el

Campo Yopales Sur, al Este con el cuadrángulo Bare, al sur con el cuadrángulo Guahibo y al Oeste con el área Zuata. (Figura 2.2)

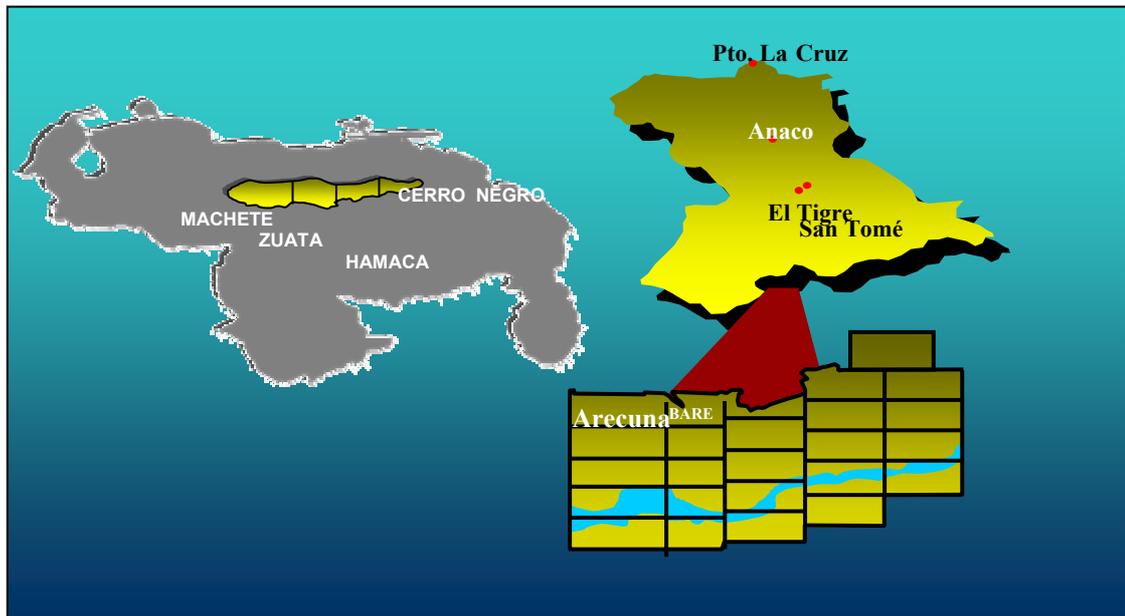


Figura 2.2 Ubicación Geográfica de Bare y Arcuna.

### 2.1.2.- Estratigrafía

La columna estratigráfica del área se inicia con las arenas de la Formación Merecure depositadas discordantemente sobre el basamento Igneo-Metamórfico del Escudo de Guayana. Estas arenas constituyen una secuencia de canales apilados depositados sobre una planicie deltáica superior. Suprayacente a Merecure sigue una secuencia alternante de areniscas no consolidadas, lutitas, limolitas y lignitos pertenecientes a la Formación Oficina, depositados en ambientes deltáicos y marinos someros. Por encima de esta sección se encuentra la Formación Freites, constituida por lutitas y limolitas transgresivas, de ambientes marino poco profundo. La parte superior está compuesta por arenas y arcillas de la Formación Las Piedras de origen continental fluvial y de la Formación Mesa de origen fluvial (Figura 2.3). Las formaciones productoras son Oficina y Merecure.

EDAD		FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN		
Cenozoico	Cuaternario	Reciente	Aluvión	Depósitos aluviales	
		Pleistoceno	Mesa	Conglomerados gruesos y areniscas ferruginosas	
	Mioceno	Plioceno		Las Piedras	Areniscas, limolitas, lutitas y lignitos
		Superior			
		Medio	Freites	Lutitas marinas verde oliva, fosilíferas con lente de arcillas y areniscas grises	
	Inferior	Oficina	Lutitas con cuerpos lenticulares de arenas y lignitos. Los cuerpos de arena están constituidos por canales, barras y lentes de grano fino a medio		
	Oligoceno	Merecure	Areniscas masivas y lutitas carbonáceas delgadas		
Cámbrico	Basamento	Complejo Ígneo-Metamórfico			

Figura 2.3 Columna Estratigráfica de los Campos Bare y Arcuna

### 2.1.3.- Estructura

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

## **2.2.- ANTECEDENTES**

En 1932 René Monieau inventó el principio de bomba tipo tornillo o de cavidad progresiva, que hoy en día lleva su nombre. Así es que desde los años treinta este nuevo sistema de bombeo ha sido utilizado para resolver un sin número de problemas de diversa índole.

A partir de 1983 en Venezuela, Maraven, S.A comenzó a instalar estas bombas iniciando su primera etapa de evaluación. Desde su comienzo se presentaron problemas mecánicos a nivel del equipo de superficie, debido a la poca experiencia del personal en el manejo de este sistema. Luego, a partir de 1988 comenzó la segunda etapa de evaluación en el cual se han obtenido mejores resultados al utilizar este método de levantamiento. En Bare las bombas de cavidad progresiva se empezaron a instalar en 1994 con la perforación de los primeros pozos horizontales, luego para el año siguiente se instalaron mayor cantidad de equipos en los Campos Bare y Arecuna para pozos con potencial esperado menor de 1000BPD.

Actualmente se instala Ancla de Torque evitando las completaciones Punta Libre o las empacaduras de goma. Con respecto a las completaciones de subsuelo se utilizan cabezales de Polea y Correa, Motorreductores con VSD.

## **2.3.- BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS<sup>2,4</sup>**

### **2.3.1.- Principio**

Una Bomba a Cavidades Progresivas está constituida esencialmente por un engranaje compuesto de dos elementos helicoidales insertos el uno al interior del otro y con ejes longitudinales paralelos. El elemento exterior llamado estator, tiene un paso o diente más que el interior llamado rotor. El número de pasos de los dos elementos puede ser de cualquier valor bajo la condición que difiera de una unidad.

El rotor está diseñado de tal manera que cada uno de los pasos o dientes esté permanentemente en contacto con el estator. Los pasos de las hélices de ambos elementos están, para cada sección recta, en relación con el número de dientes.

Las secciones rectas de los elementos helicoidales están constituidas por perfiles conjugados obtenidos por la combinación de epicicloides e hipocicloides, cuyos círculos

generados tienen como diámetro el valor de la distancia entre los ejes longitudinales de dos elementos helicoidales.

El enrollamiento en hélice de los perfiles alrededor de sus ejes de rotación crea entre los dos elementos helicoidales capacidades, cuya longitud iguala el paso del elemento exterior. Si se gira el elemento interior en el elemento exterior, los volúmenes se desplazan sin deformación siguiendo un movimiento helicoidal a lo largo del elemento exterior.

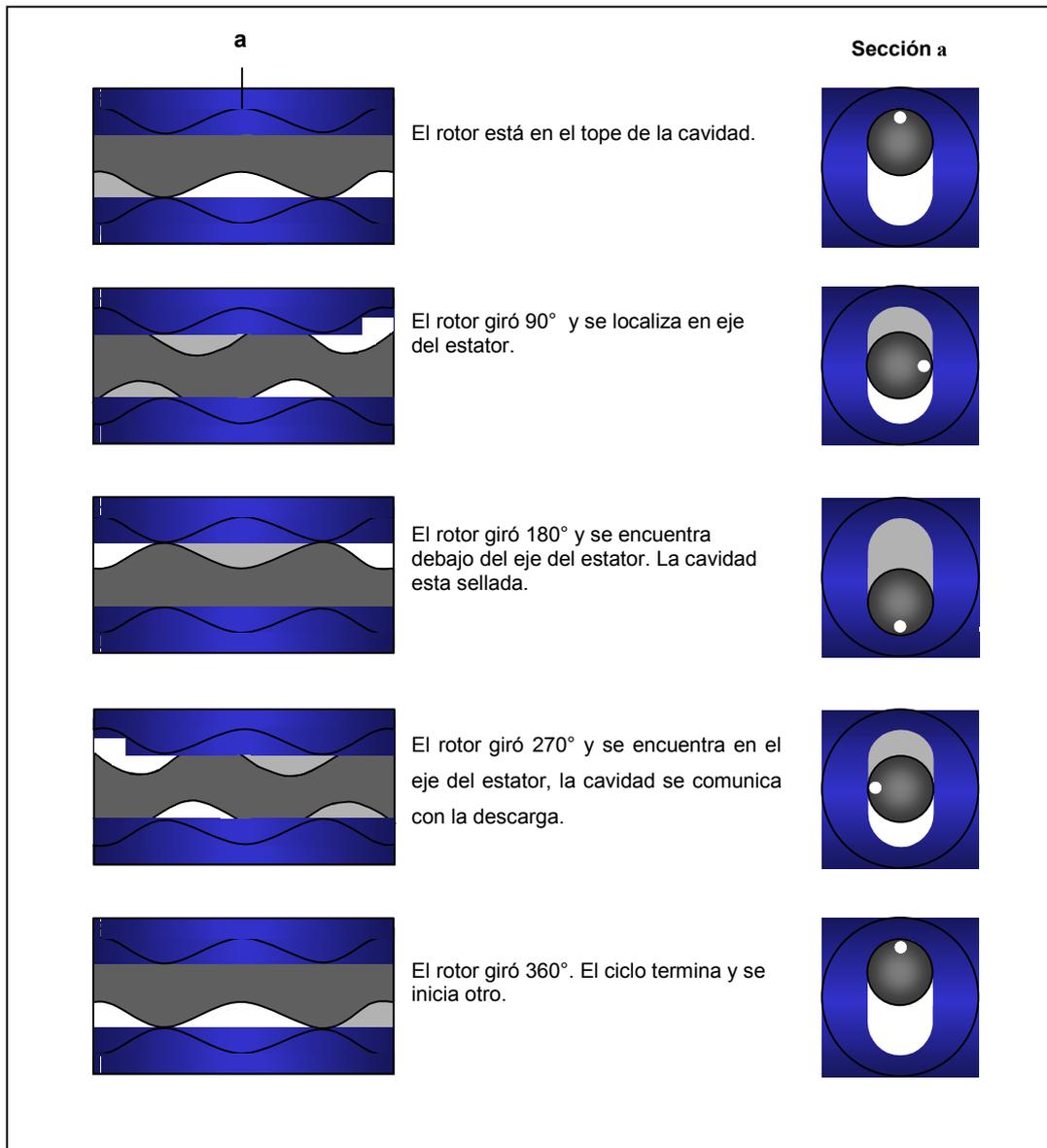
A condición de que las hélices del elemento helicoidal exterior giren más de una vuelta, la bomba permite una descarga bajo presión o una expansión de un fluido, sin que sea necesario el uso de válvulas de retención. La presión aumenta solamente después del primer giro de las hélices del elemento exterior.

La figura 2.4 es un diseño de principio en el que el estator, representado en corte, es fijo. El rotor (paso a la derecha) gira a la derecha. Entre los dos engranajes se forman unas cavidades que se abren a la extremidad izquierda cuando el rotor gira, crecen, están aisladas entre ellas y desembocan en el otro extremo, disminuyendo progresivamente para acabar anulándose.

Este movimiento origina la formación de cavidades, delimitadas por el rotor y el estator, que se desplazan axialmente de la aspiración hacia el reflujo.

Según este principio se tiene una bomba volumétrica rotativa:

- Reversible autoaspirante
- Sin válvula de contrapresión
- Con caudal uniforme sin impulsos ni sacudidas de tipo alguno
- Capaz de desplazar productos de fluidez máxima a productos de pastosidad máxima, incluso cargados de sólidos y contenido gas.

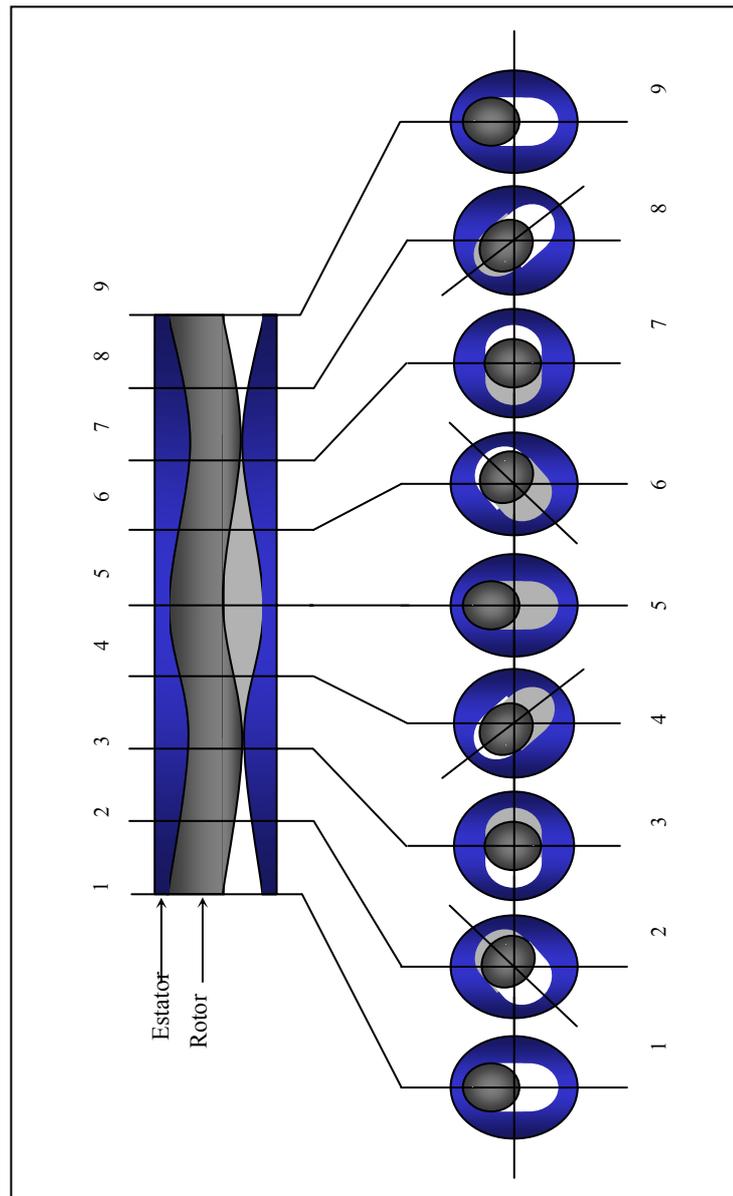


**Figura 2.4 Diagrama del principio de funcionamiento de una BCP (1:2)**

La figura 2.5 es otra forma de representación de principio operatorio indicando para cada sección la forma del estator, el posicionamiento del rotor en el estator y el movimiento del crudo transitando por una cavidad.

El líquido se desplaza así de izquierda a derecha. El reflujo y aspiración están siempre separados el uno del otro por una línea de estanqueidad de longitud constante.

Si el rotor gira en sentido contrario, las cavidades se desplazan de la derecha a la izquierda siguiendo el mismo principio. Se dispone así de una bomba reversible.



**Figura 2.5** Cortes transversales de una BCP (1:2)

### 2.3.2.- Descripción General

Las bombas de cavidades progresivas están compuestas de dos elementos: el rotor y el estator. La geometría del conjunto constituye dos o más series de cavidades aisladas. Cuando el rotor gira en el interior del estator, las cavidades se desplazan axialmente a lo largo del estator, constituyendo así el mecanismo de bombeo. El sistema de accionado

hace que el rotor gire sobre sí mismo. Cuando el rotor ha girado una vez, su eje ha girado otra en sentido contrario en torno al eje del estator manteniendo su paralelismo. Este movimiento origina la creación de lóbulos delimitados por el rotor y el estator, que se desplazan axialmente de la aspiración al reflujo. Existen parámetros que caracterizan la geometría de la bomba, el rotor y el estator.

### 2.3.3.- Geometría

La geometría de las bombas está caracterizada a menudo por dos números, siendo el primero el número de lóbulos del rotor y el número de lóbulos del estator el segundo. Por ejemplo, la geometría de una bomba comportando un rotor a simple hélice y un estator a doble hélice se describe como una bomba 1-2.

El rotor no es concéntrico con el estator. Sin embargo, el movimiento del rotor en el interior del estator es el resultado de la combinación de dos movimientos:

- Una rotación alrededor de su propio eje en una dirección
- Una rotación en dirección contraria a su propio eje alrededor del eje del estator.

La geometría del engranaje helicoidal formado por el rotor y el estator se define en la figura 2.6.

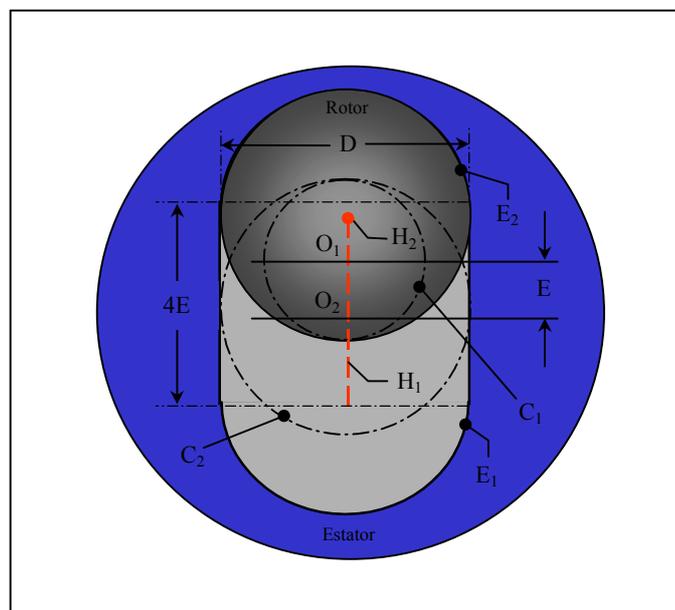


Figura 2.6 Geometría de una BCP 1:2

### 2.3.4.- Parámetros Geométricos

#### *Diámetros y Excentricidad*

- La sección más delgada del rotor helicoidal simple (diámetro menor) se simboliza como:  $D$ .
- La excentricidad es la distancia entre el eje central del rotor y el eje central del estator y se simboliza como:  $E$ .
- El diámetro del rotor medido de cresta a cresta (diámetro mayor) se simboliza como:  $(D + 2E)$ .
- En consecuencia, las distancias internas del estator serán:  $D$  y  $(D + 4E)$ .

#### *Longitud de Paso*

La longitud de paso se define como la longitud de un giro de  $360^\circ$  del trazado de la cresta de uno de los lóbulos de la hélice, y se simboliza:  $P$ . Sin embargo, las longitudes de los pasos de los rotores y estatores se definen precisamente:

$P_r$ : longitud del paso del rotor.

$P_s$ : longitud de paso del estator.

Para una bomba 1-2:  $P_s = 2P_r$ .

#### *Cavidad*

Las cavidades son lenticulares, helicoidales y constituyen volúmenes separados entre estator y rotor cuando están ensamblados. Las cavidades son el resultado de una hélice adicional en el paso del estator. Cuando el rotor gira cada cavidad se desplaza helicoidalmente alrededor del eje del estator, desde la admisión hasta el reflujo.

La longitud de una cavidad es igual a la longitud del paso del estator.

En la figura 2.7 se observa: diámetro, excentricidad, longitud de paso y las cavidades de la bomba.

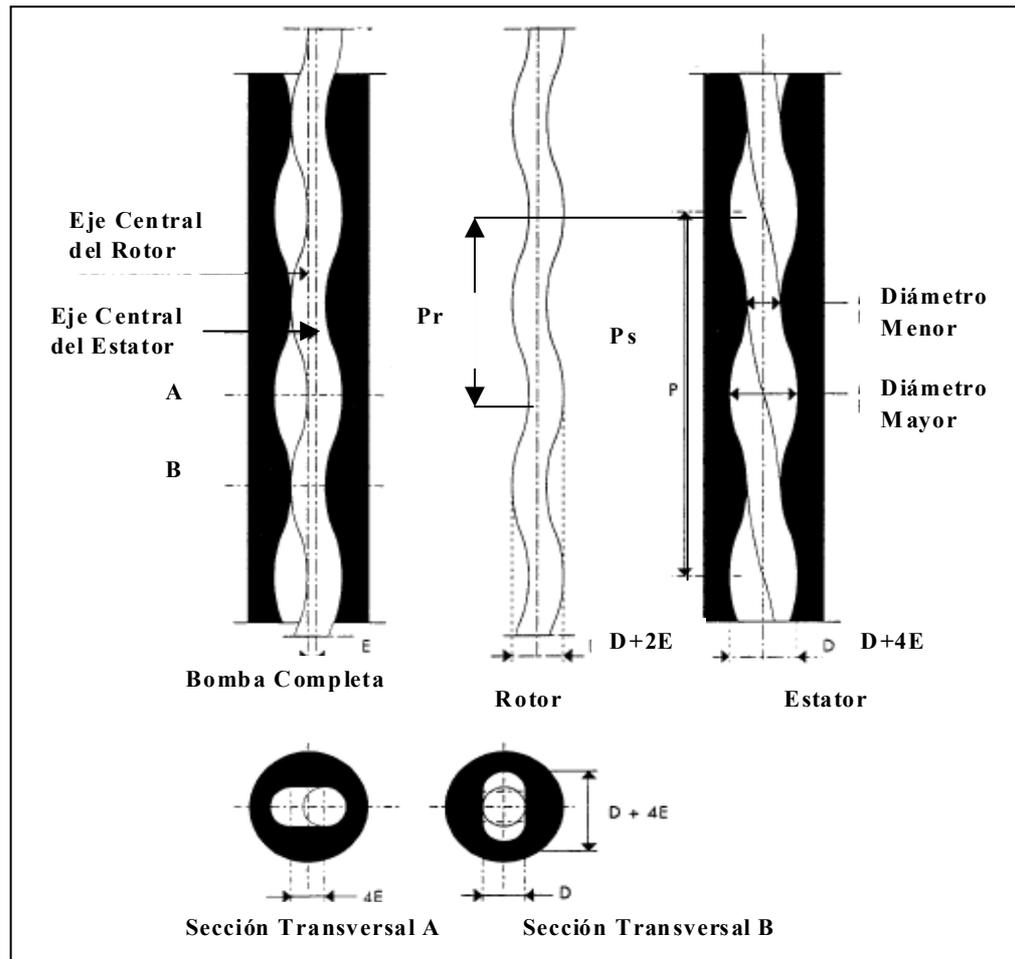


Figura 2.7: Parámetros Geométricos.

## 2.4.- CONFIGURACIÓN DE LAS BCP

### 2.4.1.- Equipos de subsuelo

Los equipos de subsuelos se encuentran distribuidos como se muestra en la figura 2.8

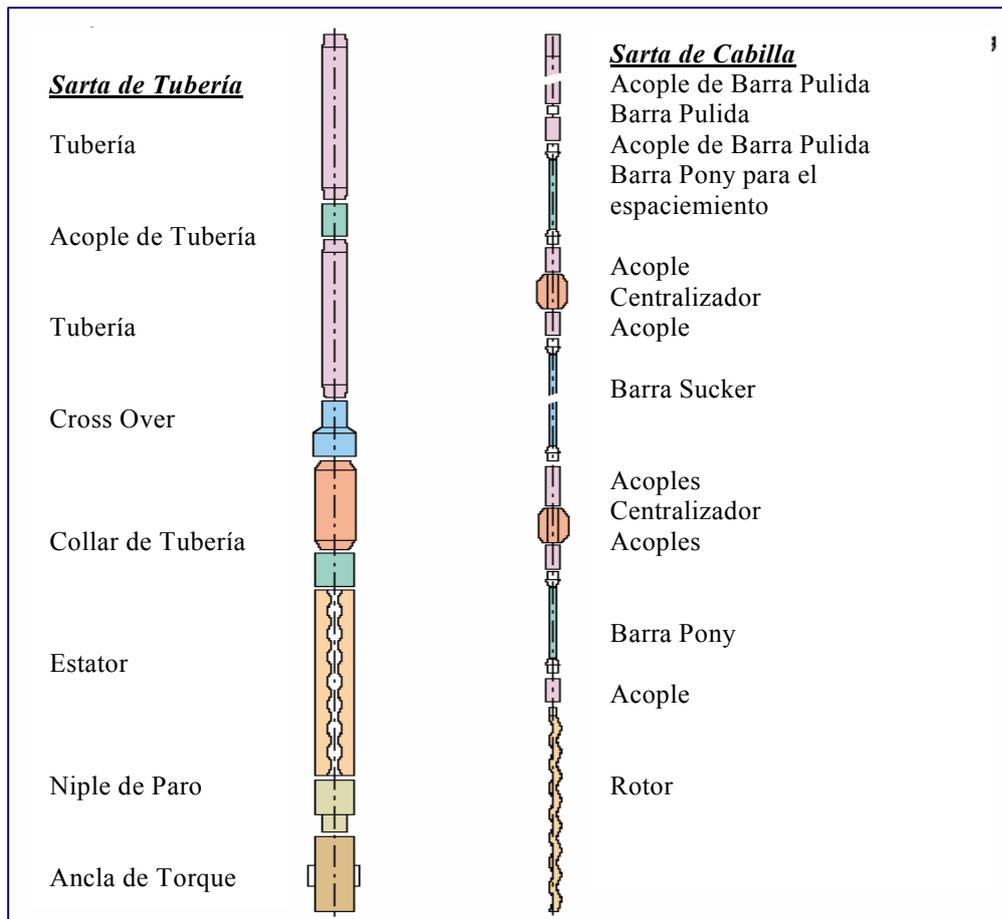


Figura 2.8 Equipos de subsuelo que conforman una BCP

**Rotor:** El rotor se construye en acero tratado de alta resistencia y se le somete a un revestimiento superficial (cromado), de manera de minimizar el desgaste engendrado por el transporte de fluidos, cargados de partículas sólidas y disminuir así el coeficiente de frotamiento rotor/estator (Figura 2.9). El diámetro final del rotor es función del posible hinchamiento del elastómero ligado a la presión, a la temperatura y a los fluidos bombeados. El espesor del cromado depende del carácter abrasivo de los productos bombeados.



Fig 2.9 Rotor

El rotor de forma helicoidal y sección circular se define por:

- diámetro:  $D$ ;
- excentricidad rotor/estator:  $E$
- paso de la hélice:  $Pr = Ps / 2$  (para una bomba 1-2).

En la figura 2.9 se observa el desplazamiento del fluido entre el rotor y el estator.

**Cabillas:** Estas permiten accionar la bomba desde superficie. La primera cabilla de la sarta es una barra pulida, que opera con una empaadura de goma que impide el derrame de los fluidos producidos. Las cabillas más comunes son de tipo convencional y continua. Las convencionales se fabrican en longitudes de 25 a 30 pies y se unen por acoples, son construidas en diferentes diámetros y materiales, de acuerdo a los esfuerzos a los que estarán sometidas y a los ambientes a los que serán expuestas. Las continuas carecen de conexiones y tiene buen desempeño en pozos desviados, con su aplicación se eliminan los problemas de desconexión y ruptura de los acoples de las cabillas convencionales, adicionalmente, las pérdidas por fricción son menores. Existen accesorios que se incluyen en la sarta de cabillas, tales como los centralizadores, los cuales permiten estabilizar la sarta de cabillas, reducir el torque en pozos desviados, reducir el desgaste de la tubería de producción, entre otros.

**Prensa Estopa:** Tiene como función principal sellar el espacio entre la barra pulida y la tubería de producción, evitando con ello la filtración y contaminación del área donde está ubicado el pozo. El diámetro interno del prensa estopa varía dependiendo del diámetro de la barra pulida.

**Centralizadores:** Un centralizador ha sido concebido para ser colocado sobre las varillas de accionamiento de las BCP (Figura 2.10). Se coloca en el enlace de dos varillas y se comporta como un cojinete. En efecto, el eje del centralizador es solidario de las varillas, mientras que las aletas derechas del centralizador se apoyan contra la tubería de producción, favoreciendo el guiado y



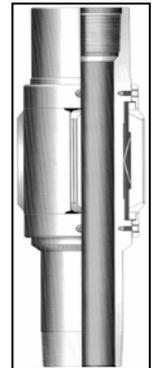
**Figura 2.10**

la estabilidad en giro de la varilla de accionamiento. Según este principio de funcionamiento, no hay contacto rotativo entre varillas y tuberías. Es pues preferible

instalar centralizadores a aletas derechas y no helicoidales, con el fin de permitir un mejor apoyo contra la generatriz de la tubería de producción. Los centralizadores, concebidos en materia plástica, de gran resistencia, generan un bajo coeficiente de frotamiento entre el acoplamiento metálico y el centralizador.

**Separador estático de gas:** Todos los separadores estáticos de gas, se basan en el mismo principio, que es el de flujo inverso. El efecto de separación se produce debido a la diferencia de velocidad que existe, entre las burbujas de gas que ascienden y el líquido que desciende. Los componentes principales de un separador de gas son: las secciones perforadas, que sirven de entrada al separador. El tubo de succión que permite el paso del fluido de producción hacia la bomba, se fija a la succión de la bomba y penetra en el separador de gas. El tubo de barro que va conectado a las secciones perforadas, para recoger cualquier tipo de sedimentos o cuerpos extraños que decanten del fluido producido.

**Ancla de Torque:** Al girar la sarta de varillas hacia la derecha, vista desde arriba, la fricción entre el rotor y estator hace que la tubería también tienda a girar hacia la derecha, en el sentido de su desenrosque. A esto se suman las vibraciones tanto más fuertes como cuanto más aumentan el diámetro y la velocidad de la bomba. La combinación de ambos efectos, fricción y vibraciones, puede producir el desprendimiento de la tubería. La utilización de un ancla de torsión evita este riesgo.



**Figura 2.11**

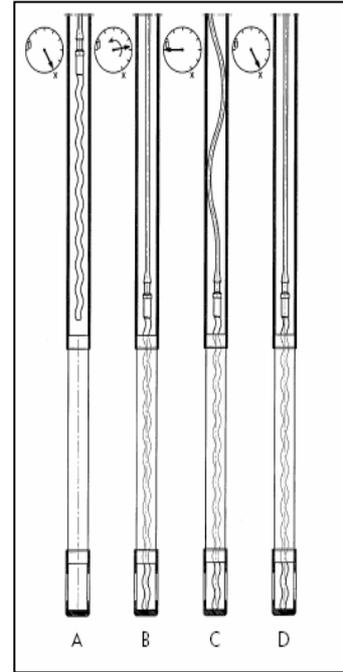
El ancla se instala debajo del niple de paro. Se fija en la tubería de revestimiento por medio de cuñas verticales, con la aplicación manual a la tubería de producción de un par de torsión derecho. Al arrancar la bomba, el par de torsión generado hace agarrar las cuñas en la tubería de revestimiento, lo cual impide el giro del estator. Al dejar de funcionar la bomba, se desengancha el ancla liberando el par de torsión aplicado inicialmente (Figura 2.11).

**Niple de Paro:** Es el tercer componente de la bomba. Va enroscado al extremo inferior de la misma. Sus funciones son las siguientes:

- Servir de tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
- Servir de “pulmón” al alargamiento de la sarta de varillas al funcionar la bomba.
- Servir de succión de la bomba.

Su extremo inferior cuenta con una rosca piñón EUE, que permite la conexión de otra herramienta de fondo tal como un ancla de torsión, ancla de gas o tubo de tela.

En la figura 2.12 se observa el espaciado del rotor, donde se debe bajar la sarta con cuidado hasta que penetre el rotor dentro del estator (A), se levanta la sarta lentamente y



**Figura 2.12 Espaciado.**

se anota el peso registrado, se baja de nuevo la sarta lentamente hasta asentar el rotor en el niple de paro (B), el peso registrado baja y la aguja queda en cero (C), se sube la sarta lentamente y cuando el indicador vuelve a mostrar el peso registrado en el paso B se detiene la maniobra. En este momento el rotor acaba de separarse del niple de paro. Se marca este nivel en la varilla de maniobra.

**Estator:** El estator se realiza con un elastómero formulado especialmente para resistir a los efluentes petrolíferos (crudo, agua salada, gas) y a la temperatura en fondo de pozo.

El estator es de forma interior helicoidal definido por:

- anchura mínima de la sección:  $D$
- anchura máxima de la sección:  $D+4E$
- paso de la hélice:  $P_s = 2P$  (bomba 1-2)

**Elastómero:** El material constitutivo del estator es generalmente un elastómero moldeado en un cuerpo metálico. Las propiedades físicas de los elastómeros pueden variar en función del producto bombeado y de las condiciones in situ. En consecuencia las formulaciones de los elastómeros pueden adaptarse a las clases de fluido bombeados

Los elastómeros deben responder a los criterios siguientes:

- Hinchamiento muy débil
- Buena resistencia mecánica y química
- Larga duración.

**Medidas que caracterizan físicamente un elastómero**

Un elastómero se caracteriza físicamente por:

- Su temperatura límite de utilización
- Su resistencia y comportamiento ante la presencia de arena
- Su comportamiento en presencia de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>
- Su resistencia a los aromáticos
- Su resistencia al agua del yacimiento

**Medidas que caracterizan mecánicamente un elastómero**

Cuando se prevé descender una bomba a un nuevo emplazamiento, se recomienda efectuar en laboratorio ensayos de envejecimiento del elastómero elegido, en las condiciones de trabajo en fondo (presión, temperatura, efluentes líquidos y gaseosos).

En la figura 2.13 se observa las diferentes características de los elastómeros utilizados en las bombas de cavidad progresiva con tecnología PCM

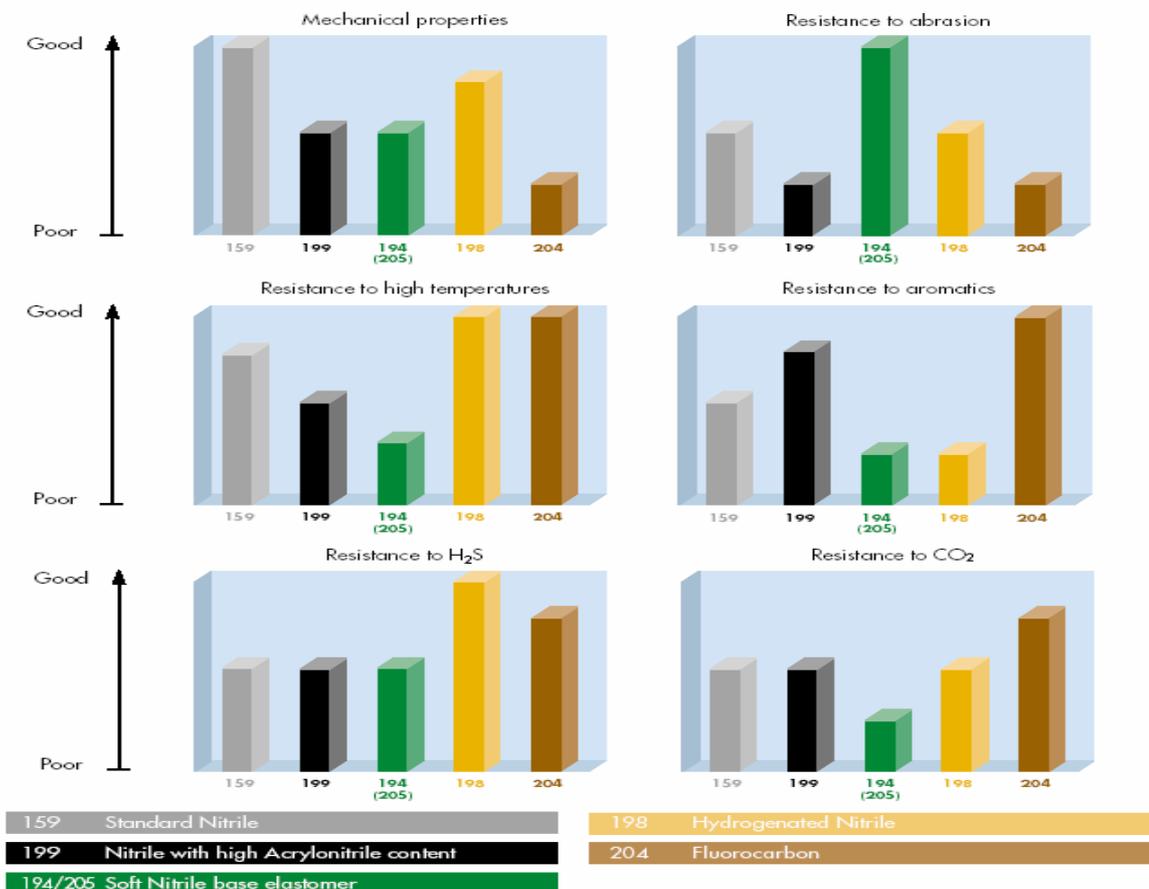


Figura 2.13 Propiedades de los elastómeros utilizados en BCP marca PCM.

**Tubería de Producción:** Permite llevar los fluidos desde la descarga de la bomba hasta la superficie (Figura 2.14). Esta sarta lleva anexo al final un niple de maniobra, cuya función es permitir que el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor y su conexión con la sarta de cabillas ocurra sin ninguna obstrucción. Cuando el diámetro interno de la tubería de producción es muy pequeño la inserción de este niple es obligatoria, su longitud varía de 4' a 10'.



**Figura 2.14**

#### 2.4.2.- Equipos de Superficie

**Cabezal de Accionamiento:** El cabezal de accionamiento está unido a la varilla de accionamiento solidaria del rotor de la bomba, mientras que el estator está fijado al extremo de la tubería de producción, retenido en general por una boquilla en cabeza de pozo.

Una pieza en T de desviación, está colocada a menudo entre el cabezal del pozo y el de accionamiento.

Los cabezales de accionamiento se conciben en función de la carga que deben soportar y las modalidades de fijación en la varilla de accionamiento y a los motores.

La sarta de varillas es recuperada por un cabezal de accionamiento anclado en el cabezal del pozo y cuyas funciones son:

- transmitir el movimiento de giro del motor a la sarta de varillas de accionamiento,
- soportar el motor de accionamiento
- aislar la motorización del fluido del pozo, gracias a un prensaestopas
- absorber la carga axial generada por el peso de las varillas y el incremento de presión de la bomba
- disponer de una energía de frenado suficiente, en caso de parada brusca del motor de accionamiento.

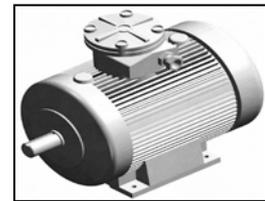
***Tipos de cabezales de accionamiento:***

Los distribuidores de BCP proponen tres tipos:

- De árbol compacto recomendado en casos de acoplamiento en línea directa a un reductor de velocidades.
- De árbol hueco permitiendo el paso de una varilla pulida roscada a la extremidad de las varillas de accionamiento. Este tipo de cabezal de accionamiento se recomienda para motorizaciones concebidas con poleas y correas montadas sobre un eje de rotación vertical.
- De árbol hueco igualmente, pero con transmisión angular permitiendo utilizar una motorización con eje de giro horizontal.

***Motor:*** Se puede utilizar todos los tipos de motorización:

- Motor eléctrico
- Motor hidráulico
- Motor a combustión interna, a gas o diesel.



Estas motorizaciones pueden ser a velocidad constante o variable. **Figura 2.15 Motor**

***Variador de velocidad (VSD):*** Los variadores más usados son de tipo electrónico que disponen de un convertidor de frecuencia, el cual va conectado a la caja reductora del motor, permitiendo variar la velocidad en un rango preestablecido, sin necesidad de detener el sistema. Todos los motores pueden ser accionados y operados con VSD electrónicos, pero necesitan caja reductora. Los motores de polea y correa, permiten variar la velocidad en forma mecánica, cambiando el diámetro de las poleas, pero es necesario parar el sistema.

A continuación se muestra en la figura 2.16 la configuración de los cabezales de superficie.

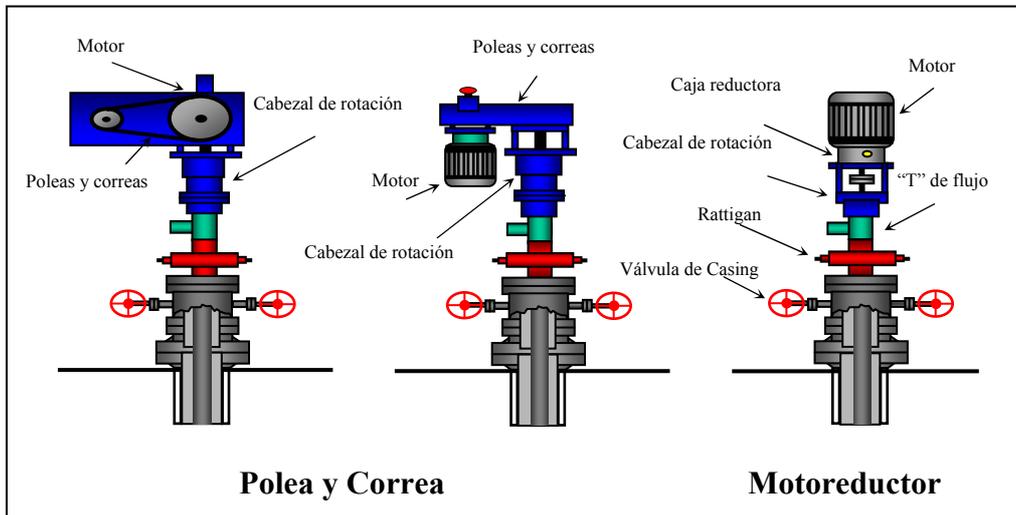


Figura 2.16 Configuración de los cabezales de superficie

A continuación se observa la configuración típica de un pozo completado con el Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas (Figura 2.17).

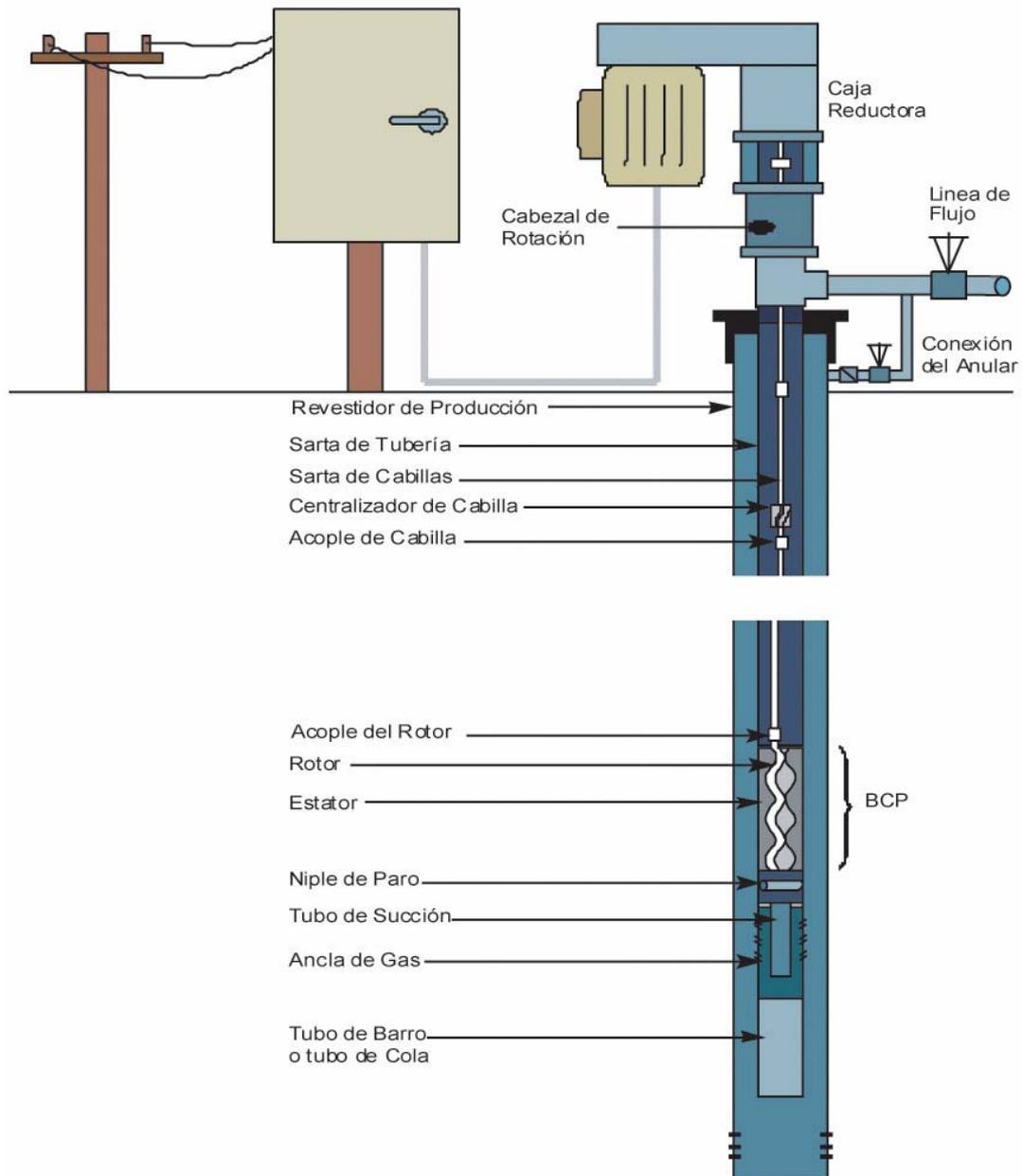


Figura 2.17. Configuración de una BCP

## 2.5.- COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA, IPR

La preparación de las curvas IPR (relación del comportamiento de afluencia) para pozos de petróleo, es extremadamente importante en el análisis de sistemas de producción. Cuando no se tiene alguna idea de la capacidad productiva de un pozo, el diseño y optimización del sistema de líneas superficiales es muy difícil de alcanzar. Cuando no existe presencia de gas, el caudal de fluido que ingresa al pozo es directamente proporcional a la caída de presión ( $P_e - P_{wf}$ ), por lo tanto la curva IPR es una línea recta, cuya pendiente representa el inverso del Índice de Productividad (IP). Ver figura 2.18

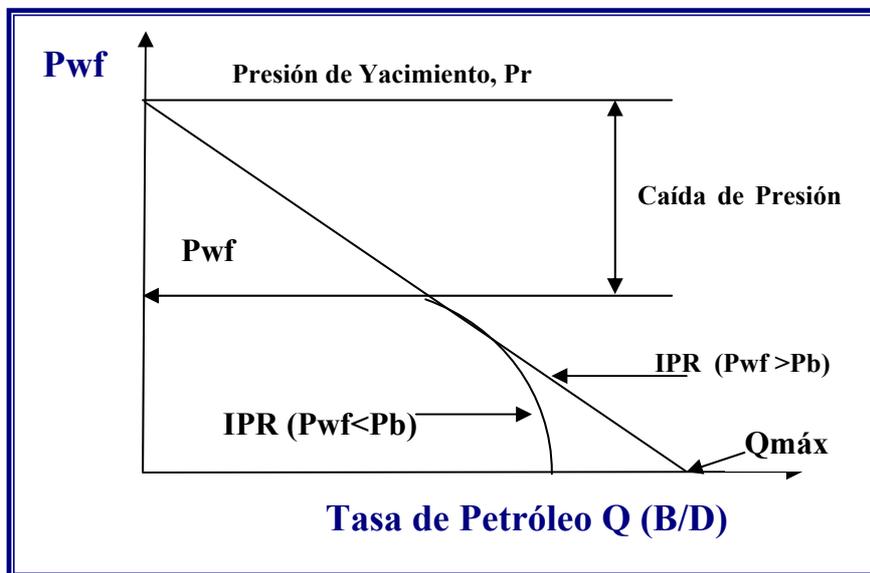


Figura 2.18: Curva de comportamiento de afluencia

En yacimientos donde la presión estática  $P_e$ , es menor que la presión de burbuja  $P_b$ , la presencia de gas disminuye considerablemente la permeabilidad relativa al petróleo, una solución simplificada al problema de flujo bifásico fue ofrecida por Vogel y es ampliamente usada en la predicción de curvas IPR, ésta trabaja razonablemente para pozos con porcentajes de agua sobre el 50%, sin embargo no se recomienda para AyS  $>75\%$ . Las curvas de IPR establecen una proporcionalidad entre la tasa de producción y el diferencial de presión disponible para flujo.

## **2.6.- EFICIENCIA DE LAS BOMBAS**

Se define como la relación entre el caudal real bombeado y el volumen desplazado por unidad de tiempo. La eficiencia volumétrica es un indicador del comportamiento de la bomba, si ésta es igual al 100% significa que la capacidad de la bomba es igual al desplazamiento por unidad de tiempo, mientras que si es igual a cero significa que la capacidad es cero y el escurrimiento es igual al desplazamiento de la bomba. A continuación se muestra algunos factores que afectan la eficiencia Volumétrica de Bombeo:

**Capacidad:** El caudal es el volumen de fluido desplazado por unidad de tiempo a las condiciones de operación, este volumen debe incluir tanto el líquido manejado como cualquier cantidad adicional de gas disuelto o entrampado a condiciones de operación. Las unidades bajo las cuales se define la capacidad (en sistema internacional) son los metros cúbicos por hora. ( $m^3/h$ ).

**Escurrecimiento:** Se le denomina a la cantidad de fluido que se escapa a través de las holguras internas de la bomba por unidad de tiempo. Este es función de la geometría de las holguras internas de la bomba, la diferencia de presión, las características del fluido manejado y en algunos casos de la velocidad de operación (mayores a 400 r.p.m ). El escurrimiento se calcula de la diferencia algebraica del caudal teórico de la bomba y su capacidad, expresado en metros cúbicos por hora si se utiliza el sistema internacional de unidades ( $m^3/h$ ). Cuando la bomba se coloca en el pozo, el efecto de temperatura y el contacto con los fluidos producidos hace que el elastómero se expanda, lo cual aumenta la interferencia, reduciéndose el efecto de escurrimiento e incrementando la eficiencia volumétrica de bombeo. El escurrimiento se relaciona con la capacidad de la bomba, de modo que si la diferencia de presión se incrementa, la capacidad disminuye. Teóricamente el escurrimiento es función de la geometría de los componentes de la bomba, del tipo de fluido manejado y la diferencia de presión por etapa, pero independiente de la velocidad de operación.

### ***Presencia de gas libre en la entrada de la bomba***

Las bombas BCP pueden manejar flujo multifásico (petróleo agua y gas) sin ninguna dificultad. Pero como son bombas de desplazamiento positivo, el volumen de gas bombeado significa menor producción de petróleo y por lo tanto baja eficiencia de bombeo. Este es un factor de mucha importancia, ya que no sólo reduce la eficiencia

volumétrica de la bomba, sino que adicionalmente puede reducir la vida útil del elastómero.

### ***Baja productividad de los pozos***

Los pozos con bajo potencial, normalmente presentan bajos niveles de fluido. Cuando se instalan bombas de gran capacidad, en cuanto a caudal, operando a alta velocidad se observará baja eficiencia volumétrica y se corre el riesgo de que la bomba trabaje en vacío y se dañe el elastómero. Por ello es importante seleccionar las bombas de acuerdo al potencial de los pozos.

## ***2.7.- NIVEL ESTÁTICO Y NIVEL DINÁMICO:***

Antes de poner en funcionamiento la bomba en un pozo no fluyente, el fluido se estabiliza a un nivel tal, que la presión ejercida por la columna de fluido a la profundidad del yacimiento más la presión en la tubería de revestimiento es igual a la presión de yacimiento (suponiendo que no exista empacadura en el pozo). El nivel de fluido que equilibra exactamente la presión de yacimiento, cuando está abierto el espacio anular (presión en la tubería de revestimiento igual a cero) se llama **nivel estático**. Es el nivel más alto alcanzado por el fluido en el pozo. La presión ejercida por esta columna de fluido al nivel del yacimiento se llama **presión estática de fondo**.

Al arrancar la bomba, sube el nivel en la tubería de producción hasta la superficie y baja el nivel en el espacio anular. Por la disminución del nivel en el espacio anular resulta la disminución de la presión de fondo, lo cual genera una afluencia de fluido desde el yacimiento al pozo, para que posteriormente éste comience a producir. Cuanto más baja el nivel en el espacio anular, más aumenta la afluencia de fluido. El nivel se estabiliza cuando la producción del yacimiento es igual al gasto de la bomba. En tal caso, la presión hidrostática más la presión en la tubería de revestimiento equilibra la **presión de fondo fluyente**. El nivel de fluido que equilibra la presión cuando está abierto el espacio anular, se llama **nivel dinámico**.

Un nivel dinámico se refiere a una producción determinada, si aumenta la producción, baja el nivel, por el contrario si baja la producción, sube el nivel.

La disminución de nivel entre situación estática (bomba detenida) y situación dinámica (bomba en funcionamiento) depende del gasto de la bomba y del índice de productividad del pozo.

La distancia vertical entre el nivel dinámico y la succión de la bomba es la **sumergencia** de la bomba.

En la figura 2.19 se observa los niveles de fluido dinámico, estático y la sumergencia de la bomba.

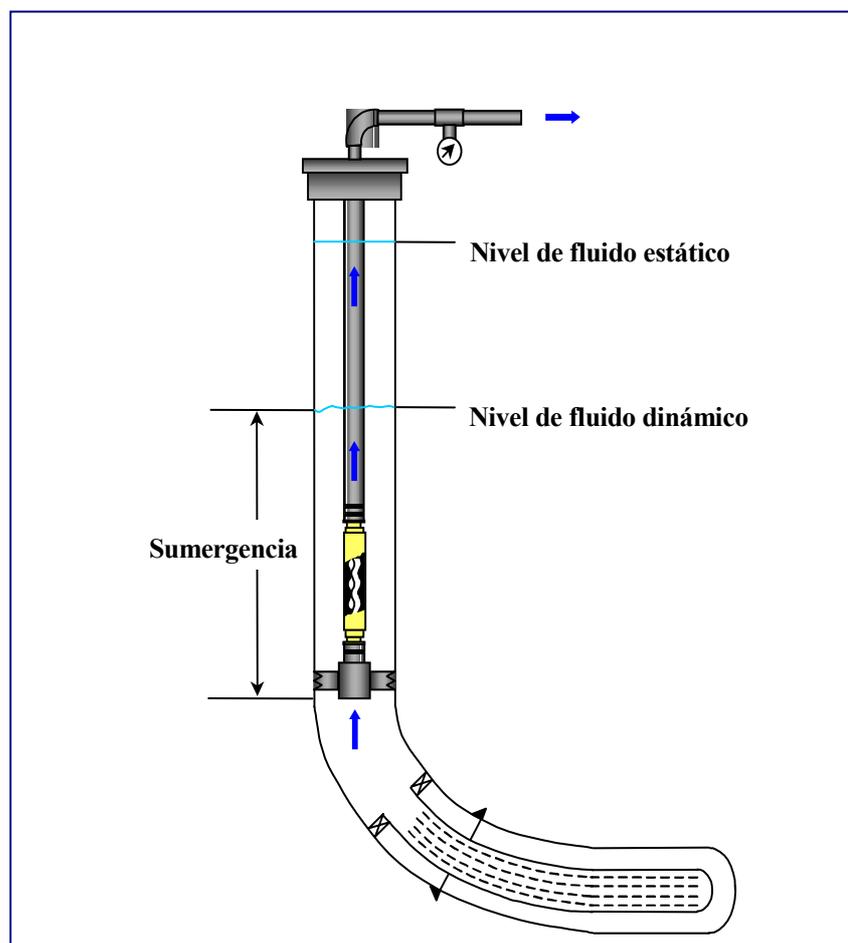


Figura 2.19: Nivel Estático, Nivel Dinámico y Sumergencia.

## 2.8.- ALTURA DINÁMICA TOTAL

La altura hidráulica, o simplemente la altura, es la presión total que debe vencer la bomba para levantar el fluido del nivel dinámico en el espacio anular hasta las instalaciones de superficie. Esta presión es la suma de tres componentes:

**Presión hidrostática:** Es la presión generada por la columna de fluido en la tubería de producción medida verticalmente, entre el nivel dinámico y la boca del pozo. Está en función de esta distancia y del peso específico del fluido.

**Pérdida de presión en la Tubería de Producción:** es función de la longitud de la tubería, de su diámetro, del gasto y de la viscosidad del fluido. Esta presión es una presión dinámica.

**Presión de cabezal:** Es una presión dinámica necesaria para llevar el fluido desde la boca del pozo hasta las instalaciones de superficie. Está en función de la longitud, del diámetro de la línea de flujo, del gasto, de la viscosidad del fluido y de la diferencia de nivel entre boca del pozo y instalación de superficie.

En la figura 2.20 se observa en la altura dinámica total:

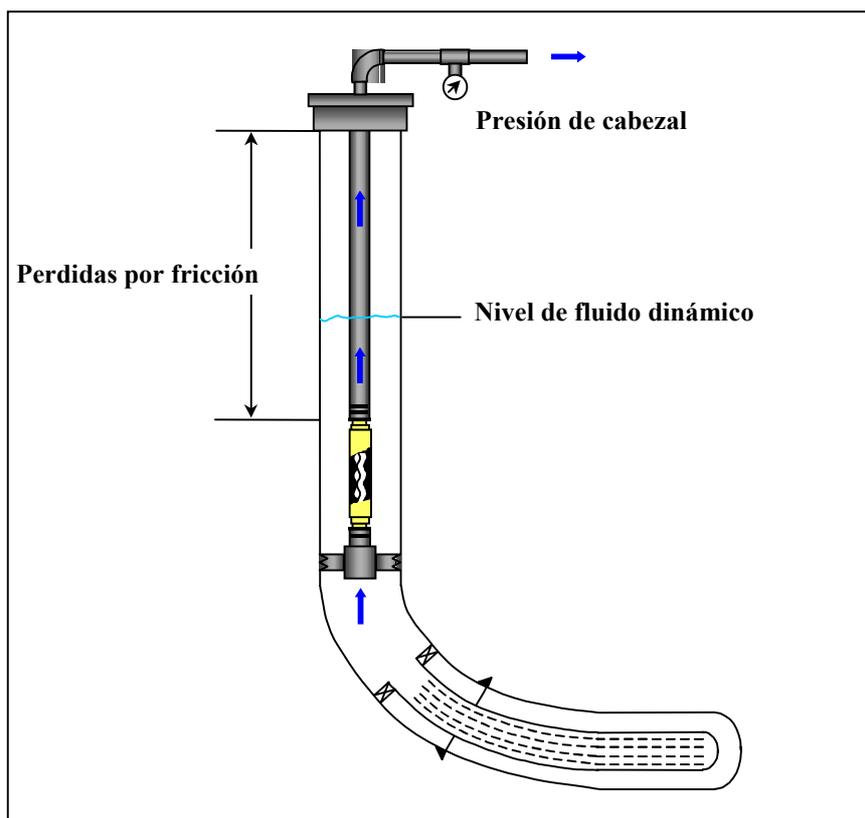


Figura 2.20: Altura Dinámica Total.

## **2.9.- BANCO DE PRUEBAS<sup>8</sup>**

El banco de pruebas es usado para cuantificar el comportamiento de la eficiencia volumétrica y el torque total requerido por la bomba en función de la presión diferencial a través de ella. En caso de bombas nuevas, estos resultados son utilizados para seleccionar las dimensiones apropiadas del rotor para una aplicación específica. En caso de bombas usadas, los resultados dan una idea del cambio en su comportamiento después de su aplicación en el campo, sirviendo como guía para identificar posibles fallas ocurridas o sencillamente, clasificar la bomba para su eventual reutilización.

### ***Descripción General del Banco de Prueba***

El circuito de prueba básico debe constar de un tanque de alimentación, tubería de succión, tubería de descarga, válvula de estrangulación, válvula de seguridad y la instrumentación necesaria para medir las variables, presión de succión y descarga de la bomba, velocidad de giro, potencia y torque de accionamiento.

La descarga puede realizarse del lado de accionamiento, o en el extremo libre del banco. El diseño de detalle del banco debe observar la ubicación correcta de la instrumentación y respetar las normas de instalación de las mismas.

### ***Control de Presión de Descarga***

La válvula de seguridad (alivio de presión), debe estar colocada entre la descarga de la bomba y la válvula de control. La conexión debe ser directa, sin válvulas de paso o servicio entre la descarga de la bomba y la válvula de seguridad.

El propósito de este equipo es evitar que se alcancen presiones superiores a las presiones de diseño de la bomba, tuberías y demás elementos del banco. Su instalación es de carácter obligatorio en el banco de pruebas.

Otros elementos de seguridad como alarmas, son aceptados como sistemas de respaldo, pero en ningún momento sustituyen el uso de la válvula de seguridad como sistema mecánico de protección.

### ***Accionamiento y Control de Velocidad***

El accionamiento de la bomba puede hacerse a través de un motor eléctrico o hidráulico. En cualquier caso el sistema de accionamiento debe permitir controlar y medir la velocidad angular del rotor de la bomba.

El sistema más recomendado es el que integra un motorreductor con un variador de frecuencia. El variador debe permitir la velocidad de giro motor, su consumo de potencia y el torque mecánico.

Los ensayos deberán hacerse a una velocidad cercana a la de trabajo en campo.

### ***Sistema de Sello***

Del lado donde se realiza la conexión entre el accionamiento y el rotor de la bomba debe existir un sello mecánico. En el caso de que la succión de la bomba se encuentre en el extremo, la presión a sellar es relativamente baja, y la fuga de fluido es despreciable. De cualquier manera es preferible medir el caudal a la salida de la bomba, para así contabilizar el caudal verdadero manejado por el equipo.

En el caso contrario (descarga por el extremo de accionamiento), la presión a sellar es la presión de descarga y esto afecta dos parámetros importantes, como lo son el caudal que se fuga a través del sello mecánico y el torque de fricción adicional, que se genera al apretar el sello para evitar mayores fugas. Para esta configuración lo más recomendable es cuantificar el caudal manejado por la bomba a la entrada del equipo, pues así no se ve afectado por el caudal que se fuga en el sello mecánico. Es siempre preferible instalar un sistema de recolección de fuga de fluido que apretar exageradamente el sello, lo cual afecta el torque fricción. Si se decide medir el caudal a la salida de la bomba, es importante controlar el caudal fugado a través de un adecuado ajuste del sello mecánico.

### ***Equipos e Instrumentación***

Todos los equipos de medición deberán estar provistos de informes y/o documentación que verifiquen su calibración, como su cumplimiento en los requerimientos especificados en esta sección. Las características técnicas y manuales de instalación, deberán estar a la mano, para ser revisados por los inspectores, encargados de certificar el banco.

Los requerimientos mínimos de precisión son:

- Para la medición de caudal (Q):  $\pm 2\%$  del rango de medición del instrumento.
- Presión (Pr):  $\pm 5\%$  del rango de medición del instrumento.
- Potencia (P):  $\pm 1.5\%$ .
- Velocidad de giro (N):  $\pm 1\%$

### **Medición de caudal**

Debido a las fugas de fluido que pueden existir en el cabezal de accionamiento, se recomienda que los elementos de medición de caudal se instalen en el lado de succión de la bomba.

La precisión del sistema de medición de caudal debe estar dentro del  $\pm 2\%$  de error del máximo caudal de la prueba. Existen diferentes sistemas que pueden ser utilizados para medir esta variable, algunos son la Placa Orificio, el Venturímetro, medidores de Flujo Másico, medidores por ultrasonido y magnéticos, etc. En la figura 2.21 se observa el esquema del banco de pruebas,

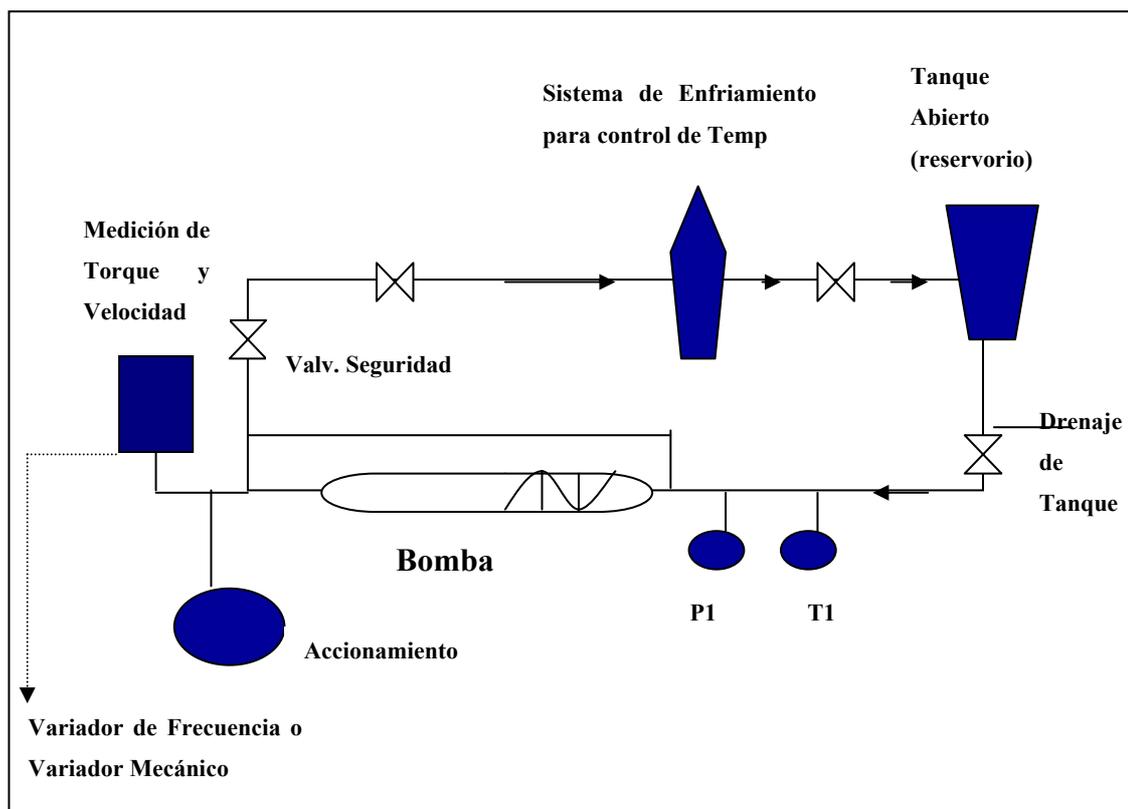


Figura 2.21: Esquema del Banco de Pruebas



## **Marco Metodológico**

### ***3.1.- TIPO DE INVESTIGACIÓN***

La investigación realizada permitirá estandarizar en cuanto a caudal y levantamiento, el tipo de bomba a utilizar en los pozos con sistema de Bombeo por Cavidad Progresiva en los yacimientos de los Campos Bare y Arecuna, a fin de maximizar la eficiencia de las bombas, adquisición de equipos, evaluación, seguimiento y de esta manera, optimizar la producción. Para ello, se estimó el potencial de los pozos, la presencia de gas a la entrada de la bomba, la altura dinámica total y se compararon las curvas de Eficiencia en función de la presión diferencial, realizadas en banco de prueba y las obtenidas en campo.

### ***3.2.- DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN***

El diseño de la investigación es de tipo semiexperimental, ya que la muestra a analizar es de tipo no probabilística y está conformada por los pozos completados con Bombas de Cavidad Progresiva en las arenas U1,3 y U1, de los yacimientos MFB53 y MFA33 ubicados en los Campos Bare y Arecuna, respectivamente. Esta investigación permitirá estandarizar el tipo de bomba que se instalará en el área en estudio, para así lograr la mayor eficiencia y durabilidad del equipo optimizando la producción.

### ***3.3.- POBLACIÓN Y MUESTRA***

La población son los pozos completados con Bombeo por Cavidad Progresiva en los Campos Bare y Arecuna. La muestra estuvo conformada por los pozos perforados en las arenas U1,3 y U1 de los yacimientos MFB53 y MFA33, respectivamente, por tener instalados mayor variedad de marcas y tipos de bombas.

### 3.4.- INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

- Uso del módulo *AICO* y *POZO* del programa *CENTINELA*, el cual es una herramienta sistematizada que sirve de apoyo en los procesos de petróleo y gas y permite el seguimiento continuo a los parámetros operacionales de las instalaciones y el comportamiento de producción, inyección, control, seguimiento y análisis de las operaciones actuales y futuras de cada pozo. A través de este programa se obtuvo la información referente a pruebas de producción, niveles de fluido y condiciones de operación de los pozos. La ventana principal del módulo *POZO* es la siguiente, (Figura 3.1).



Figura 3.1: Ventana Principal del Módulo Pozo de CENTINELA.

En este módulo se encuentra la función *Prueba*. Este proceso permite registrar las Pruebas de Producción del Pozo, las cuales determinan la cantidad de petróleo, gas y agua producida por un pozo en un período de 24 horas. A continuación se observa la ventana principal de la función *Prueba* del módulo *POZO* (Figura 3.2).

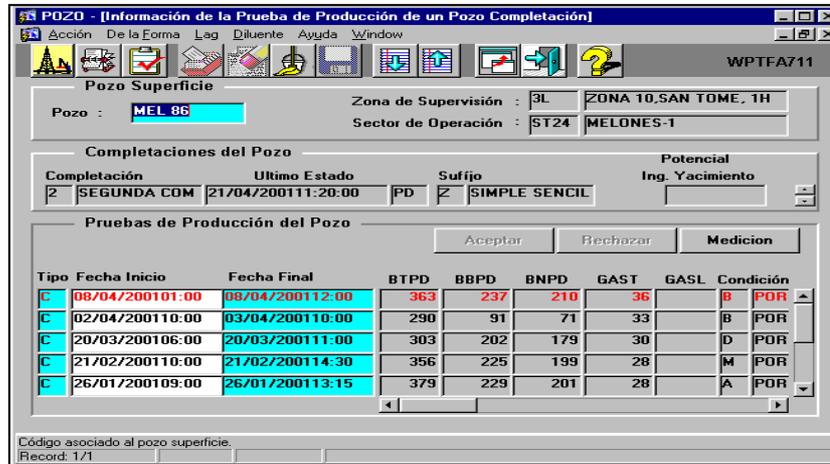


Figura: 3.2 Ventana Principal de la Función Prueba.

- Uso del programa *Cabilleros*, el cual es un sistema que lleva el control y seguimiento diario de los servicios realizados por los cabilleros de la Unidad de Extrapasado a todos los pozos de Bare y Arecuna, para la obtención de la fecha de instalación de las BCP en cada uno de los pozos en estudio.
- Uso de los archivos de *Carpeta de Pozos* para la obtención de información referente a la profundidad de las arenas y la completación de los pozos. (Figura 3.3).

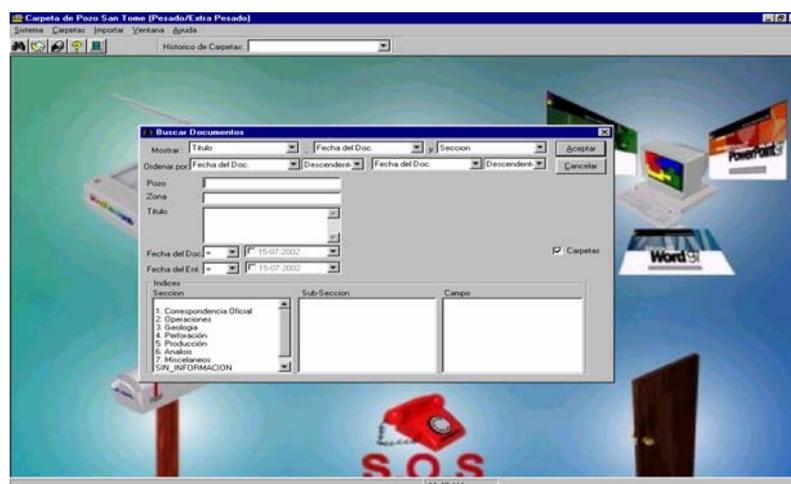


Figura 3.3: Ventana Principal de Carpeta de Pozos.

- Revisión de los registros BHP/BHT (Presión en el Fondo del Pozo/Temperatura en el Fondo del Pozo) e historia de Niveles Estáticos, a fin de estimar la presión estática y la temperatura de los yacimientos.
- Revisión y validación de los análisis de Presión- Volumen- Temperatura (PVT) para la obtención de datos referentes a los fluidos producidos.

### **3.5.- PROCEDIMIENTO**

- **Revisión bibliográfica y adiestramiento.**

Fundamentos de Bombeo por Cavidad Progresiva y optimización de producción. Manejo y funcionamiento de los programas *CENTINELA*, *Cabilleros*, *Carpeta de Pozos* y fundamentos del manejo del banco de prueba y su utilización.

- **Recopilación de Información.** Mediante el uso del módulo *AICO* de *CENTINELA* se determinó el número de pozos activos completados con Bombeo por Cavidades Progresivas en Bare y Arecuna. Una vez determinada la población usando los módulos *AICO* y *POZO* se obtuvo información referente a la historia de pruebas de producción, niveles de fluido y condiciones de operación de los pozos.

Revisando la base de datos de yacimientos se obtuvo información de registros de presión y datos PVT, que permitieron estimar la presión estática de los yacimientos y las propiedades de los fluidos que se producen.

Mediante la utilización del programa *CENTINELA*, se determinó los niveles de fluidos estáticos y dinámicos, el porcentaje de líquido en cada uno de ellos, las revoluciones por minuto a la que opera el pozo y la presión anular en cada uno de los pozos. Con el uso de los archivos de *Carpeta de Pozos* se determinaron los topes de las arenas y la profundidad de la bomba en cada pozo, tanto en MD (Profundidad Medida) como en TVD (Verdadera Profundidad Vertical), la fecha de instalación de dicha bomba y la empresa a la cual pertenece.

- **Elaboración de la Distribución de las Marcas de las BCP**

Luego de recopilar toda la información se procedió a realizar la distribución por marcas de BCP en todos los yacimientos de los Campos Bare y Arecuna, donde se

seleccionaron aquellos con mayor cantidad y distribución de bombas instaladas. Una vez seleccionados los yacimientos, se procedió, a través de la fecha de instalación, ver el tiempo de operación de dichas bombas.

- **Determinación de los Niveles de Fluidos**

Las medidas se realizaron a través de la herramienta *ECHOMETER*, ésta es un programa que permite diagnosticar las condiciones actuales de operación de un pozo que produce por Bombeo Mecánico o por Bombeo de Cavidad Progresiva. Las pruebas de nivel de fluido determinan la sumergencia de la bomba de subsuelo, el porcentaje de líquido en el pozo, la presión que existe en la interfase gas-líquido, la presión hidrostática que ejerce la columna de fluido dentro del pozo, la presión de entrada a la bomba, entre otros.

Para la utilización de esta herramienta se debe:

- Cerrar la válvula de bloqueo antes de la instalación de la pistola que se comunica con el *ECHOMETER* y la línea de gas.
- Abrir la válvula de bloqueo para la calibración del *ECHOMETER*, antes de la evaluación de los parámetros (presión del revestidor, nivel de fluido, % de líquido y la presión de fondo fluyente) requeridos por el método del pozo.
- Presionar el gas que se encuentra libre en el anular produciendo de tal manera el empuje de la espuma hacia el fondo, proporcionando una lectura más real.
- Esperar durante quince minutos la restauración de presión para tomar la lectura de los parámetros del pozo. El operador debe esperar el tiempo requerido para el éxito de la ejecución de la tarea. En la figura 3.4 se observa la prueba de nivel que aporta la herramienta:

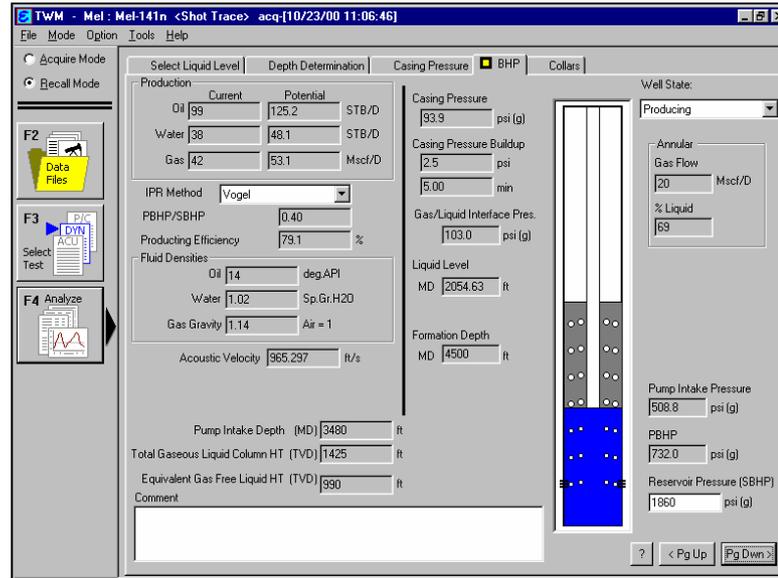


Figura 3.4: Prueba de Nivel de Fluido.

- **Estimación del Potencial de los Pozos.**

Con la finalidad de estimar el potencial de los pozos y las condiciones de presión de entrada de la bomba (PIP) que se requieren para alcanzar un caudal determinado, se utilizó un programa en Excel realizado por el personal de la Unidad de Extrapesado y se elaboró la curva de comportamiento de Afluencia (IPR). Este simulador emplea el método de Vogel, ya que en la mayoría de estos yacimientos la presión estática  $P_e$ , es menor que la presión de burbuja  $P_b$ , el cual considera el flujo de dos fases para distintos yacimientos, con empuje por gas en solución y para diferentes propiedades de fluido con la ecuación que permite estimar la presión de fondo fluyente  $P_{wf}$ , con respecto al caudal  $Q$ . Esta ecuación es:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0,2 * \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 * \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2$$

Donde:

$Q_{max}$ : Tasa Máxima de Petróleo (BPD).

$Q$ : Tasa de Petróleo (BPD).

$P_{wf}$ : Presión de Fondo Fluyente (lpc).

$P_e$ : Presión Estática (lpc).

Los datos a introducir en el programa de Excel realizado en UEY- Extrapesado, para obtener las curvas de IPR son los siguientes:

***Cálculos estáticos del pozo por nivel***

Parámetros
Nivel estático ( pies)
% líquido nivel estático
Nivel de fluido sin espuma
Presión anular en la toma de NFE
Gradiente de fluido estático
Presión estática(por nivel)
PIP ( lpc) estática @ bomba
Presión estática ( por sensor)

Parte de la información se obtuvo del programa CENTINELA, como el nivel de fluido Estático (NFE), % líquido y la Presión Anular.

$$Nivel \text{ de fluido sin espuma} = NE + (P_{rof \text{ Arena}} - NE) * (1 - \%Liq/100)$$

La Presión Estática esta dada por la siguiente fórmula:

$$P_{estática} = (P_{prof\ Arena} - Nivel\ de\ fluido\ sin\ espuma) Gdte\ fluido + P_{anular}$$

### *Cálculos dinámicos del pozo*

Parámetros
a: Nivel de fluido con Gas y Espuma
% Líquido
% Gas + espuma
b: Nivel de fluido real (sin espuma y gas)
c: Prof. Bomba (pies) (MD, TVD)
d: Sumergencia con gas y espuma (pies)
e: Sumergencia sin espuma (pies)
f: columna de espuma(pies)
Gradiente de fluido (yacimiento): lpc/pies
presión del anular(lpc)
Cálculo PIP (lpc)
Prof. tope arena ( MD, TVD)
Cálculo Pwf (lpc)

Para el cálculo de las presiones dinámicas, los valores obtenidos del *CENTINELA* fueron, Nivel de Fluido, % Líquido, Presión Anular y el Caudal a la Pwf, mientras que por Carpeta de Pozo se obtuvieron los valores de la profundidad de la bomba y la profundidad de la arena.

$$\% \text{ Gas y Espuma} = 100 - \% \text{ Líquido}$$

$$Nivel\ de\ fluido\ real = Nivel\ con\ gas\ y\ Espuma + Columna\ con\ gas\ y\ Espuma * (\% \text{ Gas y Espuma} / 100)$$

$$Sumergencia\ con\ Gas\ y\ Espuma = Tope\ Arena - Nivel\ de\ fluido\ con\ gas\ y\ espuma$$

$$Sumergencia\ sin\ Espuma = Tope\ Arena - Nivel\ de\ fluido\ real$$

$$Columna\ de\ Espuma = Columna\ de\ gas\ con\ Espuma * (\% \text{ Gas y Espuma} / 100)$$

$$G_{dte\ fluido} = 0,39$$

$$G_{mezcla} = \% AyS * G_{ea} + (100 - \% AyS) * G_{ep}$$

$$G_{ep} = 141.5 / 131.5 + API$$

$$PIP = P_{anular} + (Columna_{sin\ espuma} - (Prof_{Arena} - Prof_{Bomba})) G_{dte\ fluido}$$

$$P_{wf} = PIP + (Prof_{Arena} - Prof_{Bomba}) G_{dte\ fluido}$$

A continuación se muestra el esquema de los niveles de fluidos presentes en el programa utilizado para determinar las curvas IPR (Figura 3.5):

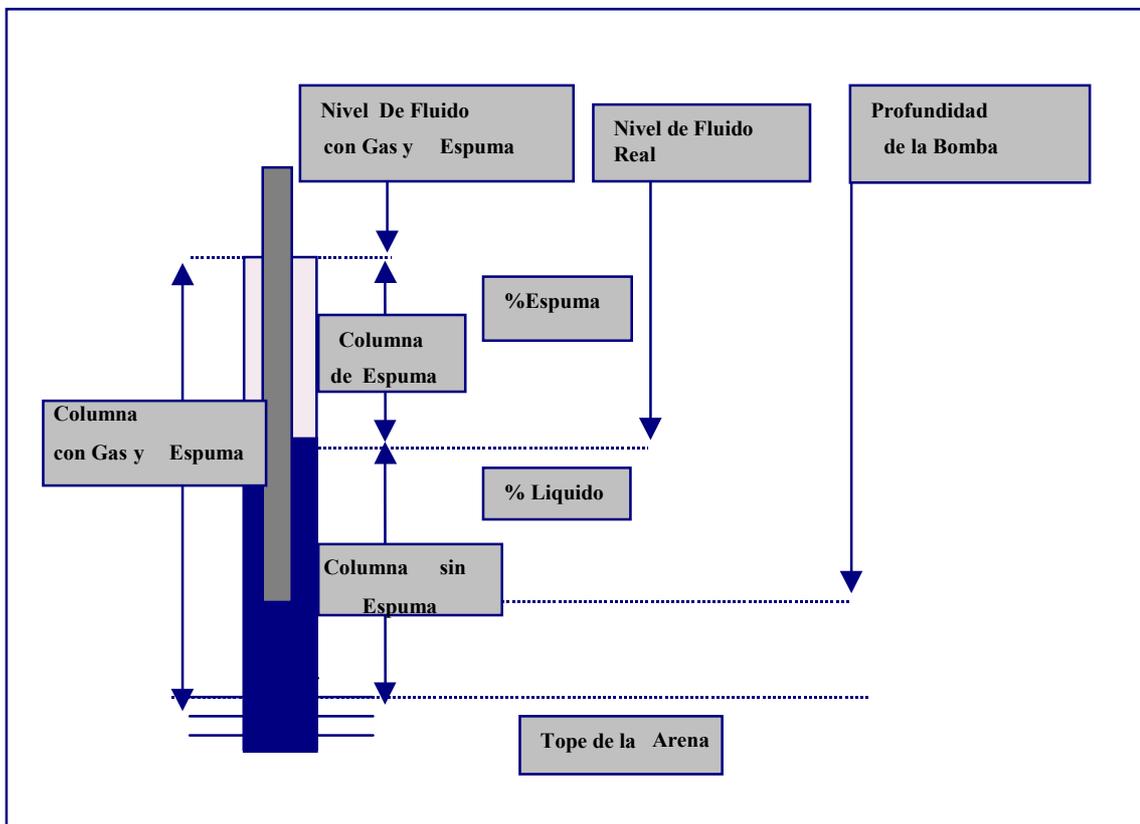


Figura 3.5: Esquema presente en el programa de obtención de curvas IPR

- **Pruebas de las Bombas de Cavidad Progresiva en el Banco de Pruebas**

Estas pruebas establecen el comportamiento de la Bomba de Cavidad Progresiva a través de las mediciones de presión, caudal y torque, manteniendo la velocidad y la

temperatura constante a través de los dispositivos del banco de prueba. Estos ensayos se realizaron con fluido a temperatura aproximada del yacimiento del pozo para obtener datos de eficiencia, torque, levantamiento, etc. cercano a la realidad. A continuación se muestran los pasos necesarios para realizar la prueba en banco:

- Se coloca el rotor en varios burros para evitar el pandeo y mantenerlo alineado con el eje del banco de prueba, y se lubrica con aceite de motor para disminuir la fricción al introducirlo en el estator.
- Se conecta el pin del rotor con el conector del banco de prueba y se sujeta fuertemente para evitar el desenrosque.
- Se alinea el estator con el extremo final del rotor para iniciar el acoplamiento entre el rotor y el estator.
- Se introduce el rotor dentro del estator con la ayuda del banco de prueba, suministrándole una velocidad aproximada de 20 rpm hasta que el conector haga tope con el conector del banco de prueba.
- Se aumenta la presión hasta alcanzar la presión máxima de prueba y se toman las lecturas de medición de presión, eficiencia y torque a las diferentes velocidades de rotación.
- Al final de cada prueba se emite un informe con toda la información pertinente a la prueba.

A continuación se observa el tablero de control del banco de pruebas (Figura 3.6):

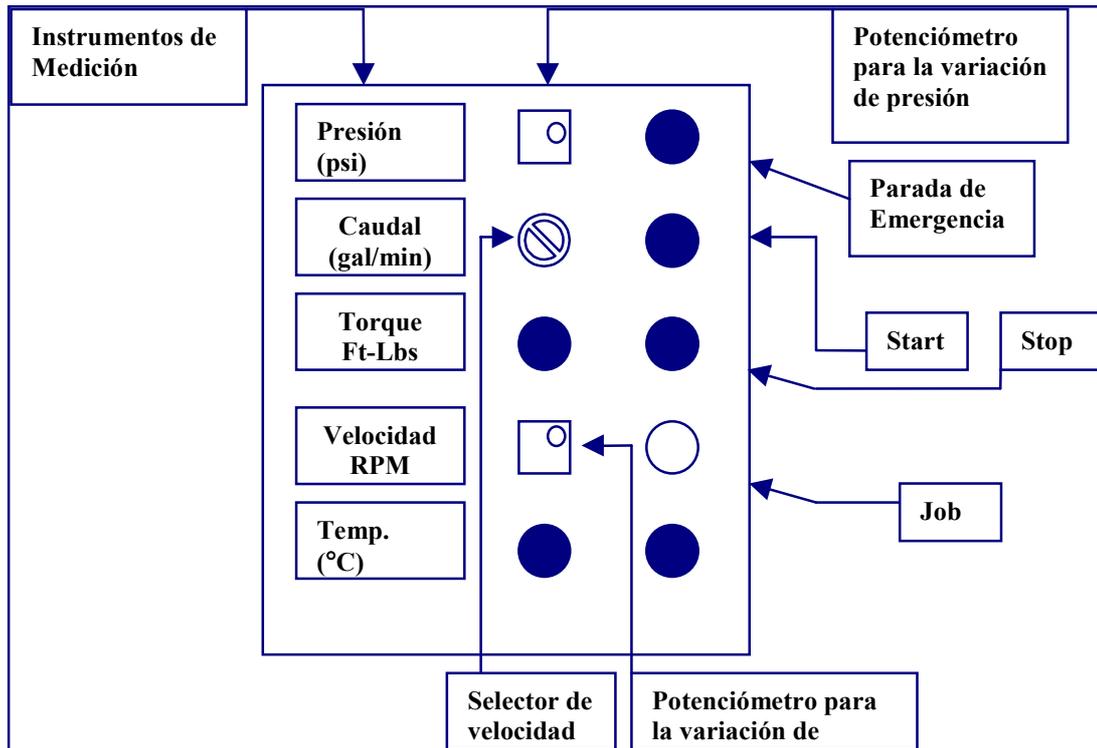


Figura 3.6: Tablero de Control del Banco de Prueba

- **Determinación de la eficiencia volumétrica de las bombas**

La eficiencia volumétrica de la bomba se determina mediante la siguiente relación:

$$\% \text{ Eficiencia volumétrica} = \frac{Q_{\text{producido}}}{Q_{\text{nominal de la bomba}}} * 100$$

La relación anterior define la eficiencia volumétrica como la razón de la tasa  $Q$  que produce el pozo a lo que debería producir, según las especificaciones de la bomba a 100 por ciento de eficiencia y 0 lpc de levantamiento, a la misma condición de velocidad.

- **Altura Dinámica Total, TDH**

La altura TDH, se define como la suma (en unidades de longitud) de la presión que hay en el cabezal del pozo, las pérdidas por fricción en la tubería de producción y el nivel dinámico del fluido. Esta altura es la que permite determinar la capacidad de levantamiento mínima requerida que tiene que tener una instalación BCP.

El cálculo de cada uno de los parámetros necesarios para la obtención de dicha altura se realiza de la siguiente manera:

1. *Cálculo de la Presión del Cabezal (P<sub>c</sub>):* Es la presión necesaria para que el fluido sea desplazado hasta la estación de recolección. Dicha presión se calcula:

$$P_c \text{ (pies)} = P_c \text{ (lpc)} * \text{Gradiente de fluido (lpc/pies)}$$

Se multiplica por el gradiente del fluido para llevarla a pies.

2. *Pérdidas por fricción:* Para obtener un estimado de las caídas de presión a través de la tubería de producción se utilizó el programa C-FER, debido a que para crudos extrapesados son muy escasas las herramientas matemáticas que existen para realizar cálculos de caída de presión con flujos multifásicos. Este es un sistema de aplicación para bombas de cavidad progresiva y considera flujo laminar, monofásico y viscosidad constante. Esta relación permite obtener un estimado de las caídas de presión en la tubería de producción.

$$\Delta P_{fricción} = \frac{1,194E - 5 * Q * L * \mu}{(ID_t - OD_c)^2 * (ID_t^2 - OD_c^2)}$$

$$\Delta P_{fricción} \text{ (pies)} = \Delta P_{fricción} \text{ (lpc)} * \text{Gradiente de fluido (lpc/pies)}$$

Q: Caudal de producción, BPD

L: longitud del tramo, pies

$\mu$ : Viscosidad dinámica, cP

ID<sub>i</sub>: Diámetro interno de la tubería de producción (pulg.)

OD<sub>c</sub>: Diámetro externo de las cabillas (pulg.)

3. *Nivel Dinámico del Fluido (ND)*: Es la altura o distancia que el fluido debe recorrer hasta llegar a la superficie. Este nivel es medido a través de la herramienta Echometer.

Por lo tanto el TDH será igual a:

$$\text{TDH} = P_c + \Delta P_{\text{fricción}} + \text{ND}$$

El levantamiento neto mínimo requerido para una instalación BCP será la diferencia entre la altura dinámica total (TDH) menos la presión de entrada de la bomba (PIP).

$$\text{Levantamiento neto requerido} = \text{TDH} - \text{PIP}$$

*Presión de Descarga*: Es función de los requerimientos de energía necesarios para poder fluir una cantidad determinada de fluidos a través de la sarta de tubería desde el fondo hacia la superficie. Es función de la presión de superficie, la presión equivalente de la columna hidrostática de fluidos contenida en la tubería de producción y las pérdidas de presión debido a las restricciones de flujo.

$$P_{\text{descarga}} = P_{\text{tub}} + P_{\text{columna}} + \Delta P_{\text{fricción}}$$

Donde:

$P_{\text{descarga}}$ : Presión de descarga de la bomba (lpc)

$P_{\text{tub}}$ : Presión de superficie de la tubería de producción (lpc)

$P_{\text{columna}}$ : Presión equivalente a la columna hidrostática de fluidos (lpc)

$\Delta P_{\text{fricción}}$  Pérdidas por fricción en la tubería (lpc)

- **Comparación de los valores de Eficiencia Obtenidos en Campo vs. Los Obtenidos en Banco de Prueba**

Para realizar esta comparación se tomó un pozo nuevo que será completado con BCP. Luego de seleccionado el pozo, se analizó en banco de prueba la bomba a instalar, para observar el comportamiento de la misma y poder obtener así los valores de torque y eficiencia a distintas velocidades de rotación. Seguidamente, se realizó una evaluación constante a dicha bomba una vez instalada en el pozo, luego se observó el comportamiento y se tomaron los datos respectivos de torque y eficiencia a distintas velocidades, para luego poder comparar dichos resultados con los obtenidos en el banco de prueba.

- **Estandarización de las BCP según su marca y tipo**

En los Campo Bare y Arecuna existen diversas instalaciones de tipos y modelos de bombas, por lo cual se observa la marcada diferencia que hay entre el rendimiento de una bomba con relación a la otra. Para la estandarización de las BCP se realizó una evaluación de todos los tipos y marcas de bombas existentes en los campos en estudio, para posteriormente establecer cuáles son aquellos modelos que cumplen con las exigencias y especificaciones requeridas para estos yacimientos y finalmente, proponer una estandarización de las mismas.

## Análisis y Discusión de Resultados

### 4.1.- DISTRIBUCIÓN DE POZO POR YACIMIENTO

Los crudos que se producen en los Campos Bare y Arcuna son pesado y extrapesado y presentan una gravedad API entre 8° y 15 ° que al ser mezclarlo con diluyente de 24° API se genera un crudo de 16° API, esto lo hace comercializable.

Estos campos producen con sistema de Levantamiento Artificial tales como Bombeo Mecánico (BM), Bombeo Electrosumergible (BES) y Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP). A continuación se muestra la cantidad de pozos activos y la producción asociada al sistema de levantamiento artificial utilizado.(Figura 4.1):

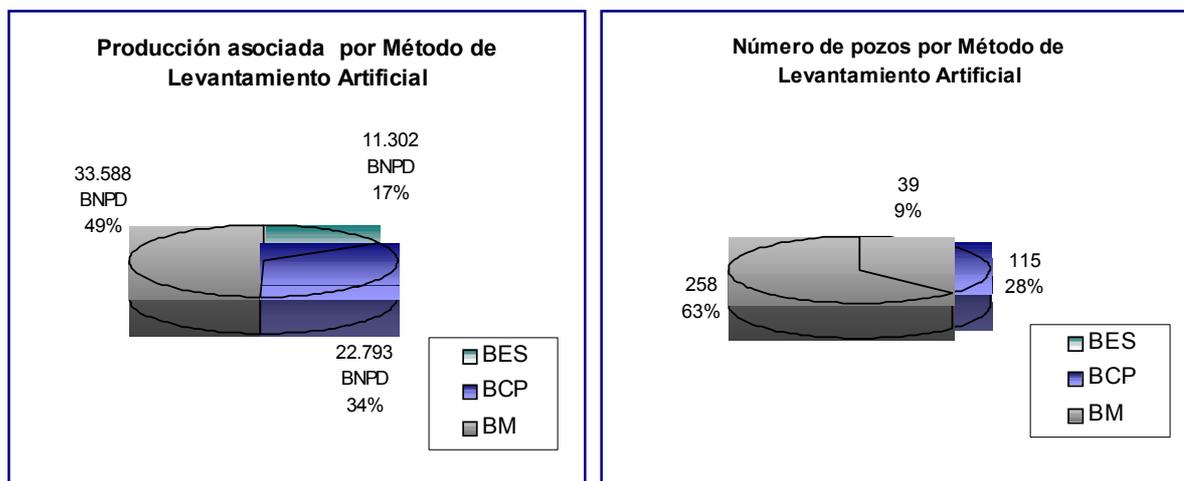


Figura 4.1 Pozos y Producción Asociada al Sistema de Levantamiento Artificial.

El Campo Arcuna presenta 11 yacimientos, en los mismos se encuentran pozos completados con BCP. El yacimiento que presenta mayor cantidad de pozos es el U1 MFA 33 con 13 pozos. A continuación se observa la distribución de BCP por yacimiento en el Campo Arcuna. (Figura 4.2):

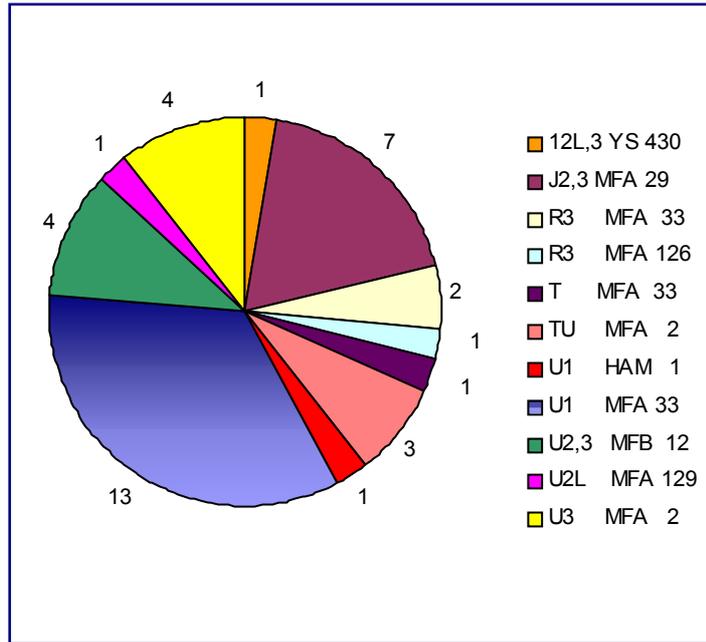


Figura 4.2 Distribución de pozos BCP en el Campo Arcuna.

En el campo Bare, los yacimientos con mayor cantidad de pozos completados con BCP son el R3 MFB 205 y el U1,3 MFB 53, que presentan 19 y 39 pozos con 19 % y 39 % de los pozos totales . Su distribución se observa en la figura 4.3:

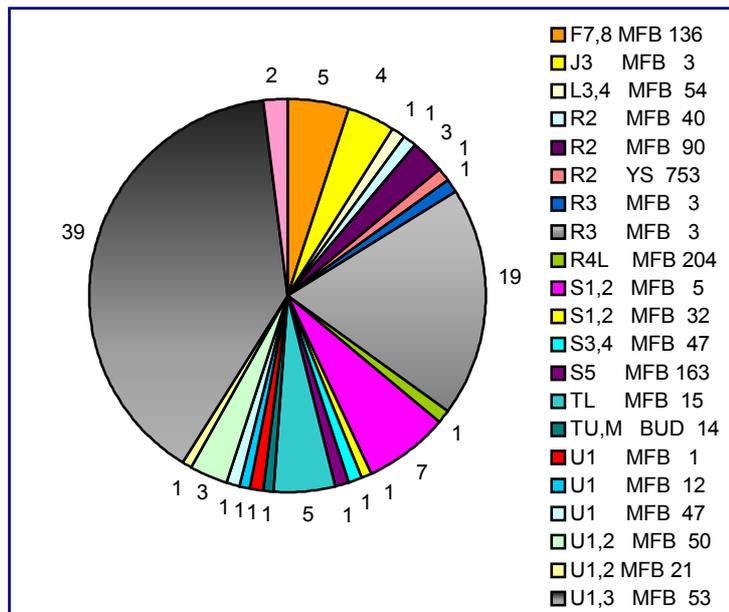
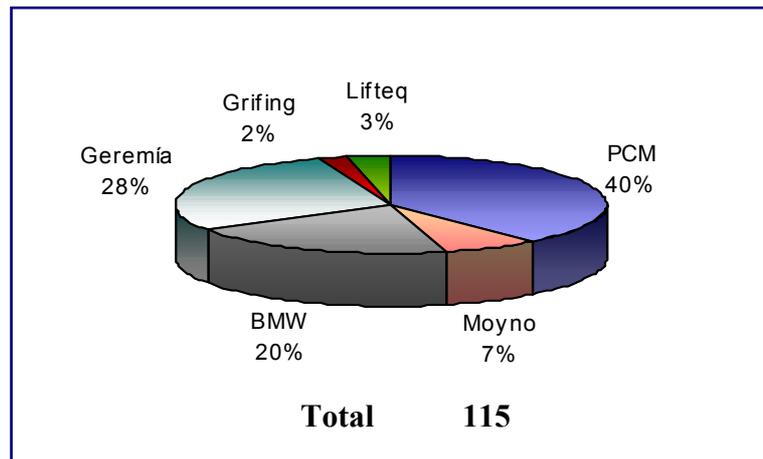


Figura 4.3 Distribución de pozos BCP en el Campo Bare.

La mayoría de los yacimientos de los campos en estudio presentan una presión menor a la presión de burbujeo, lo cual indica que son yacimientos saturados y el mecanismo de producción es el de empuje de gas en solución, cuya fuente de energía para producir el petróleo desde la formación es la expansión volumétrica del gas disuelto en el petróleo liberado a medida que la presión del yacimiento declina.

#### ***4.2.- GENERACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE LAS BCP INSTALADAS***

En los Campos Bare y Arecuna hay gran variedad de bombas instaladas de diferentes compañías de servicio, las marcas son PCM, Geremía, BMW, Moyno, Lifteq y Grifing. La distribución de las marcas se observa en la siguiente figura.



**Figura 4.4 Distribución de Marcas BCP en Bare y Arecuna.**

Para identificar una BCP cada fabricante presenta su propia nomenclatura en función del modelo y de la capacidad de fluido que pueden manejar sus bombas.

Las características que definen la bomba son la serie, que se refiere al diámetro externo de la tubería a la cual va unida la bomba, el caudal, es la capacidad de fluido que puede manejar la bomba a 100 ó 500 revoluciones por minuto (RPM), dependiendo del fabricante y la tasa de altura (HEAD) que está referida a la altura o columna de líquido que es capaz de levantar la bomba.

En la siguiente tabla 4.1 se observa que existen bombas de diferentes tipos y marcas, con capacidad de levantamiento que va desde 3000 hasta 9238 pies y caudales de 1,20 hasta 9 BPD por cada RPM.

Marca de Bomba	Tipo de Bomba	BPD/RPM	Levantamiento (pies)
PCM	200TP1800	2,46	5900
PCM	400TP1350	5,07	4430
PCM	300TP1800	3,80	5900
PCM	120TP2000	1,53	6600
PCM	430TP2000	5,43	6600
PCM	600TP900	7,54	3000
Moyno	54N275	2,75	5400
Moyno	50N195	1,95	5000
Moyno	50N340	3,40	5000
Moyno	50H800	8,00	5000
BMW	350-5100	3,50	5100
BMW	250-4100	2,50	4100
BMW	520-3500	5,20	3500
BMW	265-6000	2,65	6000
BMW	520-5000	5,20	5000
BMW	520-3500	5,20	3500
GEREMIA	22,40-2500	5,00	5081
GEREMIA	40,40-1200	2,40	9238
GEREMIA	20,40-2100	4,20	4619
GEREMIA	18,40-600	1,20	4157
GEREMIA	28,40-2100	4,20	6524
GEREMIA	32,40-1200	2,40	7390
GRIFING	98-1580	6,20	5180
GRIFING	130-1600	8,20	5250
LIFTEQ	500G1800	5,00	5904
LIFTEQ	550D2300	5,50	7544
LIFTEQ	900G2300	9,00	7544

**Tabla 4.1 Diferentes Marcas y Tipos de BCP.**

En las bombas PCM el primer número de la denominación se refiere al caudal o volumen de fluido manejado por la bomba a 500 RPM, en metros cúbicos por día; el segundo número se refiere a la altura de levantamiento, en metros. Esto se cumple a 500 RPM y H=0. Las letras indican el número de lóbulos que presenta la bomba, TP indica un solo lóbulo.

En las bombas Moyno, el primer valor indica el levantamiento entre cien, en pies y el segundo valor el caudal manejado por la bomba en BPD a 100 RPM. Las letras N y H indican que son bombas de bajo o mediano caudal, respectivamente.

En las bombas BMW el primer número indica el caudal a 100 RPM en BPD y el segundo el levantamiento en pies.

Para las bombas Geremía el primer número representa el número de etapas de la bomba y a su vez la presión por etapa entre 100, el segundo número representa el diámetro del rotor en milímetros y el tercer número corresponde a la capacidad de la bomba; es decir, el número de barriles por día que es capaz de manejar, asociado a una velocidad de 500 RPM.

Las bombas marca Grifing el primer número corresponde a la capacidad de la bomba en metros cúbicos por día a una velocidad de 100 RPM, el segundo número se refiere a la altura de levantamiento.

La nomenclatura de las Lifteq, el primer número indica el caudal en BPD a 100 RPM y el segundo número el levantamiento en metros.

Para este proyecto se seleccionó del Campo Bare el yacimiento U1,3 MFB 53 y para el Campo Arecuna el yacimiento U1 MFA33, ya que son los yacimientos con mayor cantidad de pozos completados con BCP, existe una gran variedad de los tipos y marcas de bombas instaladas.

En el Anexo 1 se observan todas las bombas de cavidades progresivas instaladas en los pozos de los yacimientos U1,3 MFB 53 y U1 MFA 33 de los Campos Bare y Arecuna respectivamente

En cuanto a los datos de los fluidos que se producen, fueron validados con las correlaciones de la Compañía TOTAL adaptadas para los crudos de Hamaca Norte, específicamente para los bloques Bare y Arecuna. Para estimar la presión estática de los yacimientos y las propiedades de los fluidos que se producen, se obtuvo la información por medio de *Carpetas de Pozos*, buscando un pozo que tuviese análisis PVT para cada uno de los yacimientos en estudio. Estos Análisis PVT se muestran en el Anexo 2.

En las figuras 4.5 y 4.6 se muestra el porcentaje de equipos instalados, con menos o más de un año de operación desde su primera instalación BCP en el pozo.

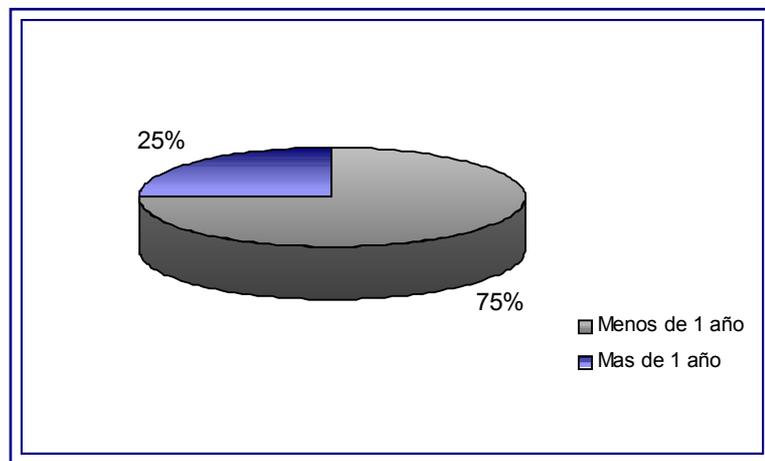


Figura 4.5 Distribución del tiempo de funcionamiento de las BCP en el Campo Bare.

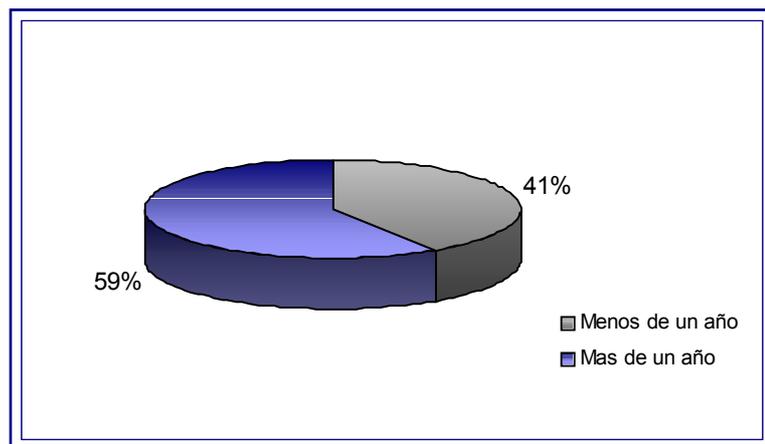


Figura 4.6 Distribución del tiempo de funcionamiento de las BCP en el Campo Arecuna.

El Anexo 3 muestra todos los servicios realizados a los pozos desde el año 2000 hasta la fecha, donde se observa el tiempo de duración de los equipos.

La duración de estas bombas depende de muchos factores, tales como el tipo de fluido al cual esta expuesta la bomba, las arenas del yacimiento, la ubicación del pozo respecto al frente de agua, los esfuerzos de las cabillas, calidad de fabricación de la bomba y otras.

### **4.3.- CURVAS EN BANCO DE PRUEBAS**

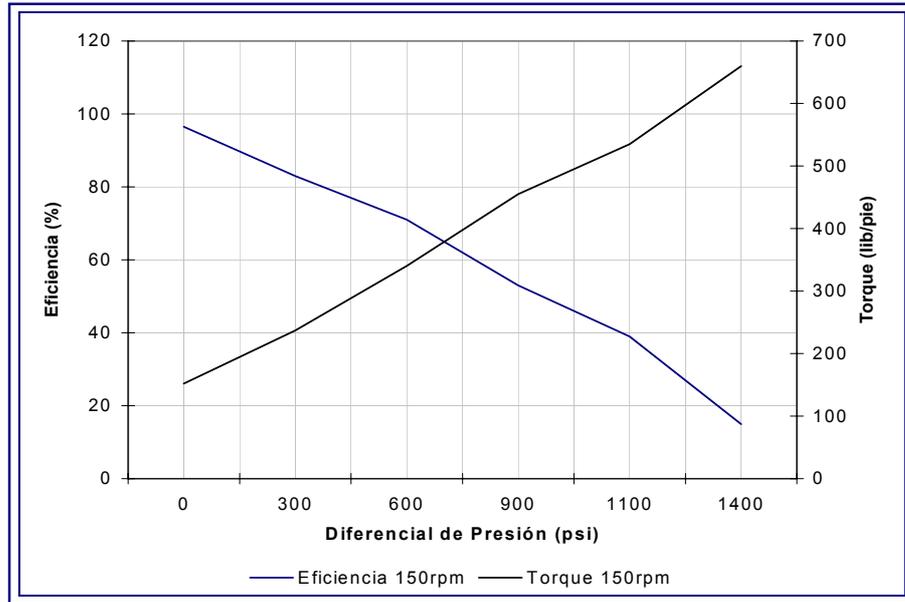
El procedimiento de prueba, consistió, en variar la presión de descarga de la bomba mientras ésta opera a velocidad constante. La presión de entrada debe permanecer aproximadamente constante. Durante la prueba se monitorearon diversos parámetros de operación y se observó su comportamiento en el tiempo. Al principio de la prueba, la presión diferencial debe ser igual a cero, y a medida que avanza el tiempo, se incrementa hasta un rango máximo, limitado por los requerimientos de una aplicación específica o por la capacidad máxima de levantamiento de la bomba.

En cuanto al fluido empleado, aunque la mayoría de los fabricantes utilizan agua fresca, el uso de fluidos gelificados o aceites (naturales o sintéticos) también es práctica común al momento de probar una bomba. Con estos fluidos se pretende mejorar la lubricación entre el rotor y estator, además de simular, el efecto de la viscosidad en la fricción entre ambas partes. En cualquiera de los casos, se propone un procedimiento estándar de comparación entre el fluido utilizado para la prueba y el fluido que eventualmente la bomba manejará en el pozo, con el fin de mejorar la selección de las partes.

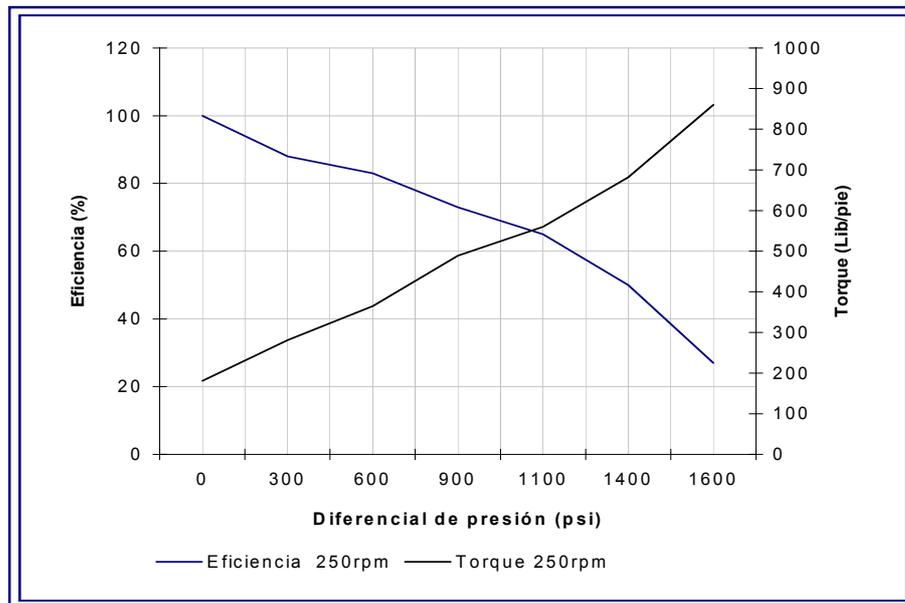
En el banco de pruebas se cuantificó el comportamiento de la eficiencia volumétrica y el torque total requerido por las bombas en función de la presión diferencial. La evaluación de las características hidráulicas de las bombas es uno de los servicios ofrecidos por las empresas suplidoras de estos equipos.

En el banco de prueba de la empresa Weatherford se probó una bomba nueva marca Geremía 22-40-2500 que seguidamente se instaló en el pozo MFB 613 del Campo Bare. Esta empresa distribuye bombas marca Grifing y marca Geremía. En la prueba se midieron los valores de Torque y Eficiencia Volumétrica a diferentes presiones a las velocidades de 150, 250 y 300 RPM. Esta bomba maneja teóricamente un caudal de 500 Bls/día a una velocidad de 100 RPM, un levantamiento de 5081 pies y tiene 22 etapas, esto indica que es una bomba grande ya que maneja altos niveles de caudal. Las curvas de eficiencia volumétrica y torque en función de la presión diferencial, contienen toda la información necesaria para determinar la efectividad de aplicación de un modelo determinado de bomba.

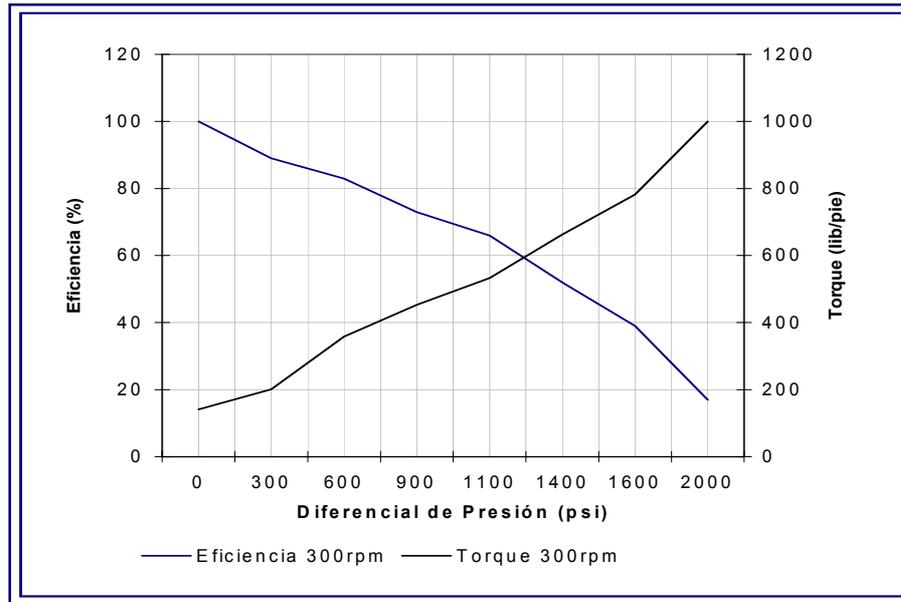
A continuación se muestran las gráficas obtenidas a 150, 250 y 300 rpm,



**Figura 4.7** Eficiencia y Torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Geremía 22-40-2500 a 150 rpm.



**Figura 4.8** Eficiencia y Torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Geremía 22-40-2500 a 250 rpm.



**Figura 4.9: Eficiencia y Torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Geremía 22-40-2500 a 300 rpm.**

En las gráficas obtenidas de la bomba Geremía (Figura 4.7, 4.8 y 4.9) se observa que a mayor velocidad de rotación la eficiencia es menor a un mismo valor de presión diferencial, esto se debe a que a una presión diferencial dada, tanto la tasa de deslizamiento como la eficiencia, son dependientes del ajuste por interferencia entre rotor y estator. A medida que este ajuste sea mayor, será más difícil que el fluido se deslice a través de la línea de sello, disminuyendo así las pérdidas por deslizamiento y aumentando la eficiencia volumétrica. El ajuste por interferencia se efectúa por lo siguiente: la dimensión de rotor, la expansión térmica del elastómero y la reacción química del mismo con ciertos y determinados fluidos producidos. El poco ajuste que presenta el rotor con el estator se muestra también en los valores de torque obtenidos para esta bomba, ya que éstos prácticamente se mantienen a una misma presión diferencial y a las diferentes velocidades de rotación, en consecuencia, si existe mucho deslizamiento hay muy poco ajuste en la bomba.

Igualmente se realizó la prueba en banco de la empresa EQUIMAVENCA con una bomba nueva 200TP1800 marca PCM. Esta bomba tiene un caudal de 246 Bls/día a una velocidad de 100 rpm y una capacidad de levantamiento de 5900 pies, esta es una

bomba pequeña, es decir, de bajo caudal ya que a partir de 500 Bls/día es que se considera de alto caudal debido a la alta viscosidad de los crudos de estos campos. A continuación se muestran las gráficas obtenidas en el banco de pruebas a 100, 200 y 300 rpm:

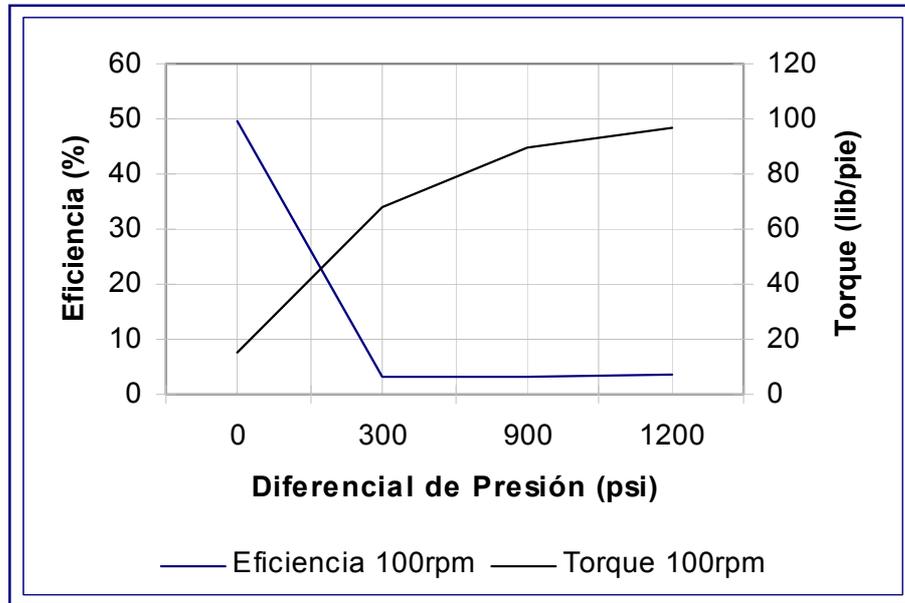


Figura 4.10 Eficiencia y Torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba PCM 200TP1200 a 100 rpm.

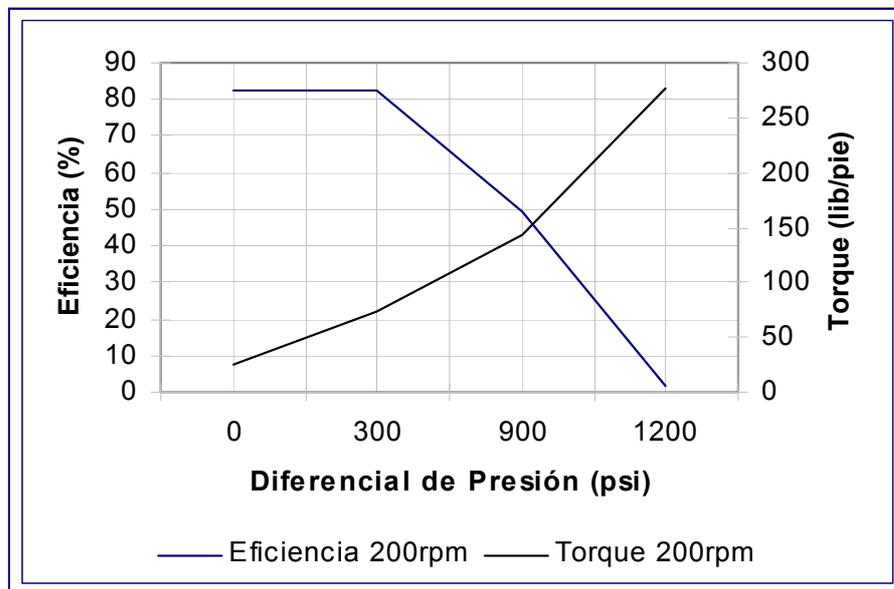
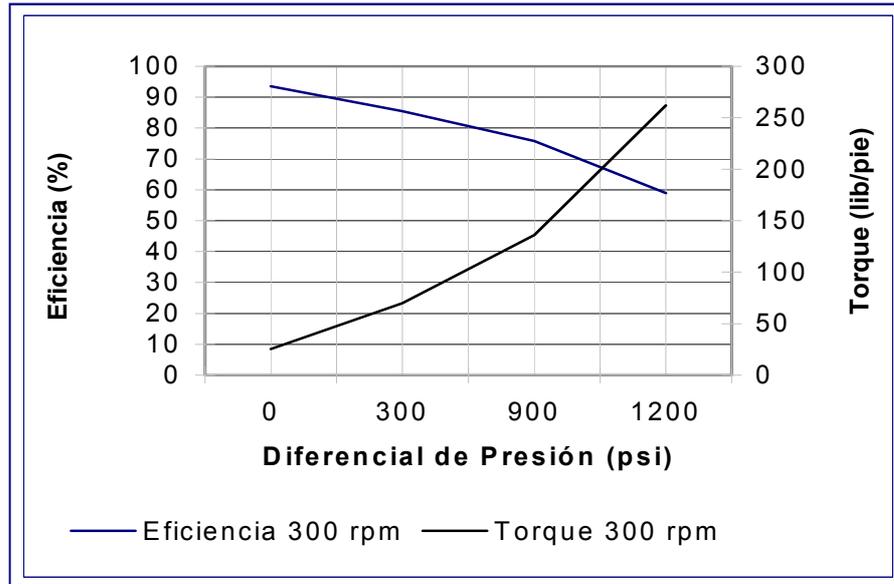


Figura4.11 Eficiencia y Torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba PCM 200TP1200 a 200 rpm.



**Figura 4.12 Eficiencia y Torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba PCM 200TP1200 a 300 rpm.**

De las figuras 4.10, 4.11 y 4.12 se observa que esta bomba marca PCM tiene mayor valor de eficiencia a mayor velocidad, al igual que la bomba Geremías, a mayor velocidad menor es el deslizamiento por lo tanto hay una mayor eficiencia. Con respecto al torque para la bomba 200TP1200 se muestra que son bastante bajos, ya que esta es una bomba de bajo caudal, otra razón del bajo torque que presenta la bomba se debe a que este rotor no tiene un buen ajuste con el estator, ya que el elastómero no se ha hinchado lo suficiente. A medida que aumenta la velocidad aumenta la fricción y aumenta la temperatura, por lo tanto el elastómero se hincha más y se genera un mayor torque. También se observa que a mayor velocidad, el caudal generado se incrementa, lo cual trae como consecuencia el aumento del torque.

Otra empresa donde se realizó una prueba en banco fue ITS, en la cual se probó una bomba nueva marca Lifteq tipo 900G2300 a las velocidades de 150, 250 y 300 RPM, dicha bomba se instaló en el pozo MFB 630. De acuerdo al fabricante esta bomba maneja un caudal de 900 Bls/día y una capacidad de levantamiento de 7544 pies.

A continuación se muestran los valores de Torque y Eficiencia en función de la presión diferencial a las diferentes velocidades,

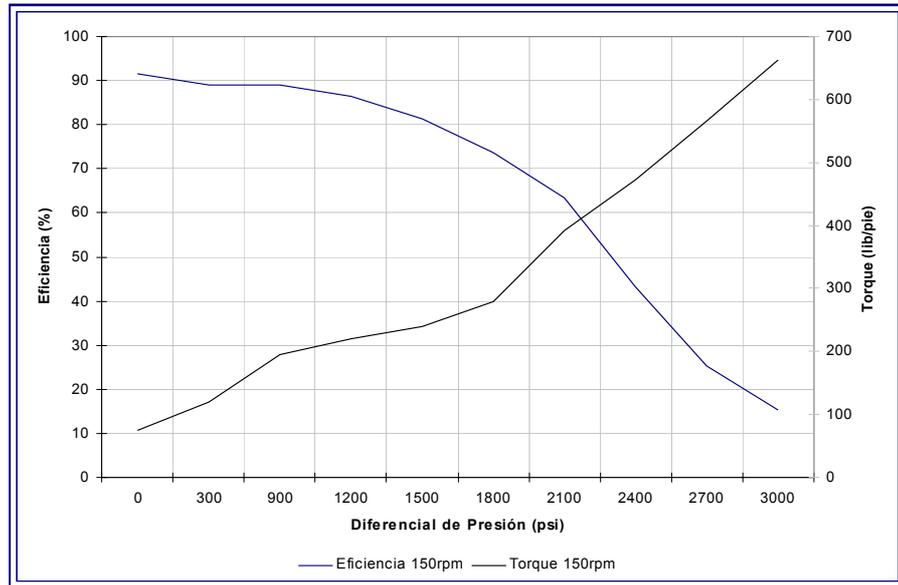


Figura 4.13 Eficiencia y Torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Lifteq 900G2300 a 150 rpm.

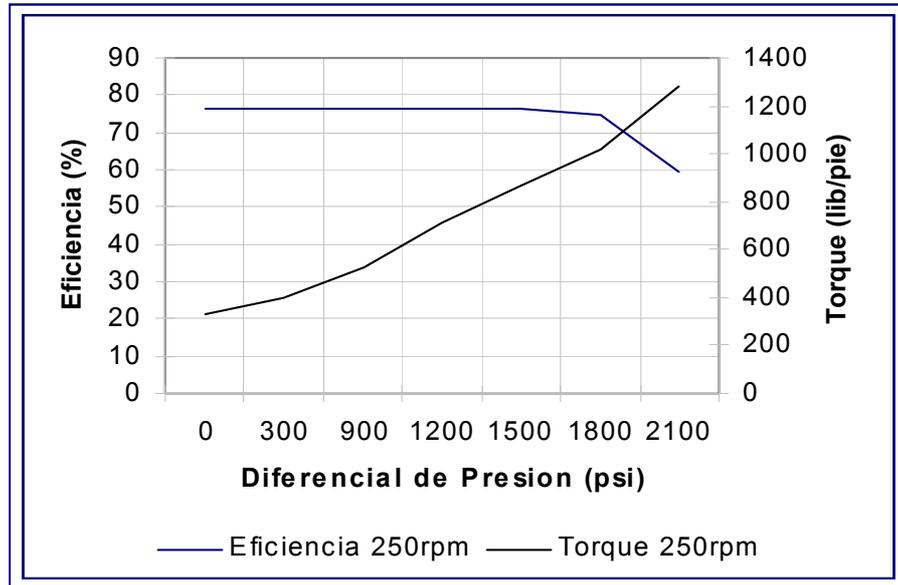
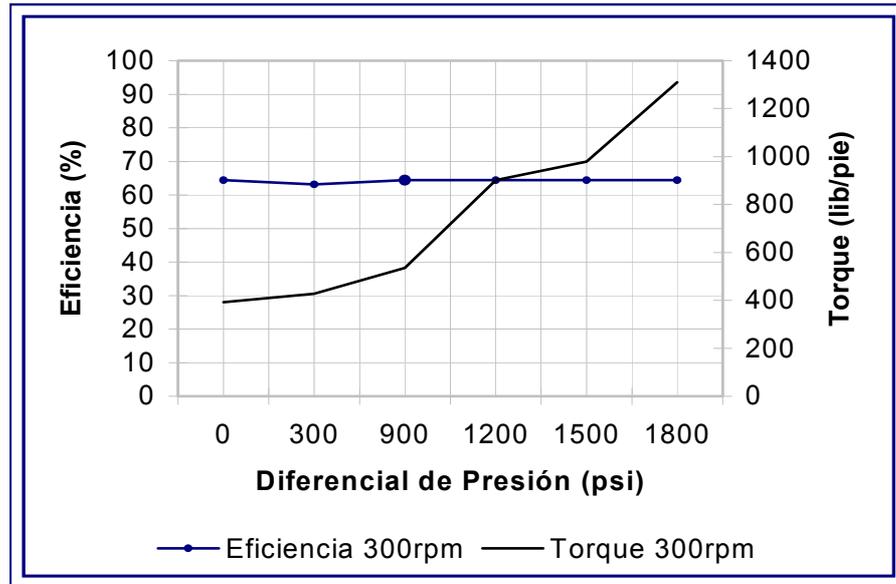


Figura 4.14 Eficiencia y Torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Lifteq 900G2300 a 250 rpm.



**Figura 4.15 Eficiencia y Torque en función de la presión diferencial de la prueba en banco de la bomba Lifteq 900G2300 a 300 rpm.**

Para esta bomba Lifteq, a mayor velocidad, la eficiencia tiende a mantenerse constante debido al deslizamiento.

La empresa ITS, ha cuantificado según sus experiencias de campo, que la eficiencia en el banco de prueba debe ser 30%, a un levantamiento de 4100 pies, que es el requerimiento promedio, para garantizar que al momento de introducir la bomba dentro del pozo, ésta no presente un hinchamiento excesivo, lo que podría generar alto torque y falla prematura del equipo. Esto les permitió estandarizar la interfrecia rotor / estator de sus bombas (Lifteq).

En las gráficas obtenidas en el banco de prueba es importante mencionar que a una presión diferencial igual a cero, la eficiencia volumétrica debería ser igual a 100%. Sin embargo, raramente se obtendrá este valor en las pruebas debido a pequeñas diferencias dimensionales del rotor, estator y, en consecuencia, la cavidad. Por tanto, es muy probable que se obtengan valores diferentes a 100% a presiones diferenciales igual a cero (en algunos caso, se han registrado diferencias superiores a 10% del valor nominal) Uno de los factores que afectan fuertemente las dimensiones de la cavidad es la

variación del tamaño del rotor, las cuales registran diferencias de hasta 5% en cuanto a lo nominal se refiere.

Para obtener una representación lógica del comportamiento de la bomba, los resultados de la misma deben referirse al valor inicial real medido, independientemente que este sea diferente de 100%. Con ello se estaría trabajando con valores de desplazamiento real y no con valores de desplazamiento nominal.

También se observa que la eficiencia volumétrica de la bomba tiende a disminuir a medida que se aumenta la presión diferencial a través de ella. Esta disminución se debe al deslizamiento del fluido a través de la línea de sello rotor/estator desde la zona de mayor a la de menor presión. A mayor presión diferencial entre dos cavidades subsecuentes, mayor será la pérdida de flujo por efecto del deslizamiento. Entonces, es fácil deducir que el deslizamiento será la diferencia entre el desplazamiento real de la bomba a una presión diferencial cualquiera y el desplazamiento real inicial, es decir, a una presión diferencial de cero.

Adicionalmente, por ser una función de la presión diferencial, la eficiencia volumétrica y el deslizamiento también dependerán de la capacidad de levantamiento neto de la bomba, la viscosidad del fluido y el ajuste por interferencia entre rotor y estator. El deslizamiento disminuye a medida que aumenta el número de etapas de la bomba, es decir, la capacidad de levantamiento neto, debido a que cada cavidad soporta menor presión y, en consecuencia disminuye significativamente la presión diferencial a través de cada línea de sello. Por lo tanto, a medida que exista mayor capacidad de levantamiento neto se tendrá menor deslizamiento y mayor eficiencia volumétrica a una condición de presión diferencial determinada.

Los valores de torque medidos durante la prueba de la bomba también pueden ser utilizados para diagnosticar ciertas características mecánicas de la misma. El torque total de la bomba es la combinación de un componente hidráulico, dependiente de la presión diferencial a través de la bomba y de un componente de fricción, dependiente del ajuste por interferencia entre rotor y estator.

#### 4.4.- ANÁLISIS DE GRUPOS EN CAMPO

La agrupación de los pozos en el Campo Bare se realizó tomando en cuenta los límites del yacimiento, espesor de arena, buzamiento y el espaciamiento entre los pozos. Se seleccionaron cinco grupos y la distribución de pozos se muestra en la siguiente tabla:

Grupos	Número de Pozos	
	BCP	Total
1	8	48
2	6	53
3	8	53
4	8	21
5	7	11

**Tabla 4.2 Distribución de Pozos por Grupo.**

Tomando en cuenta sólo aquellos pozos completados con BCP, se realizó la distribución de pozos y Arena Neta en el yacimiento U1,3 MFB 53. Esta se muestra en las Figuras 4.16 y 4.17 respectivamente,

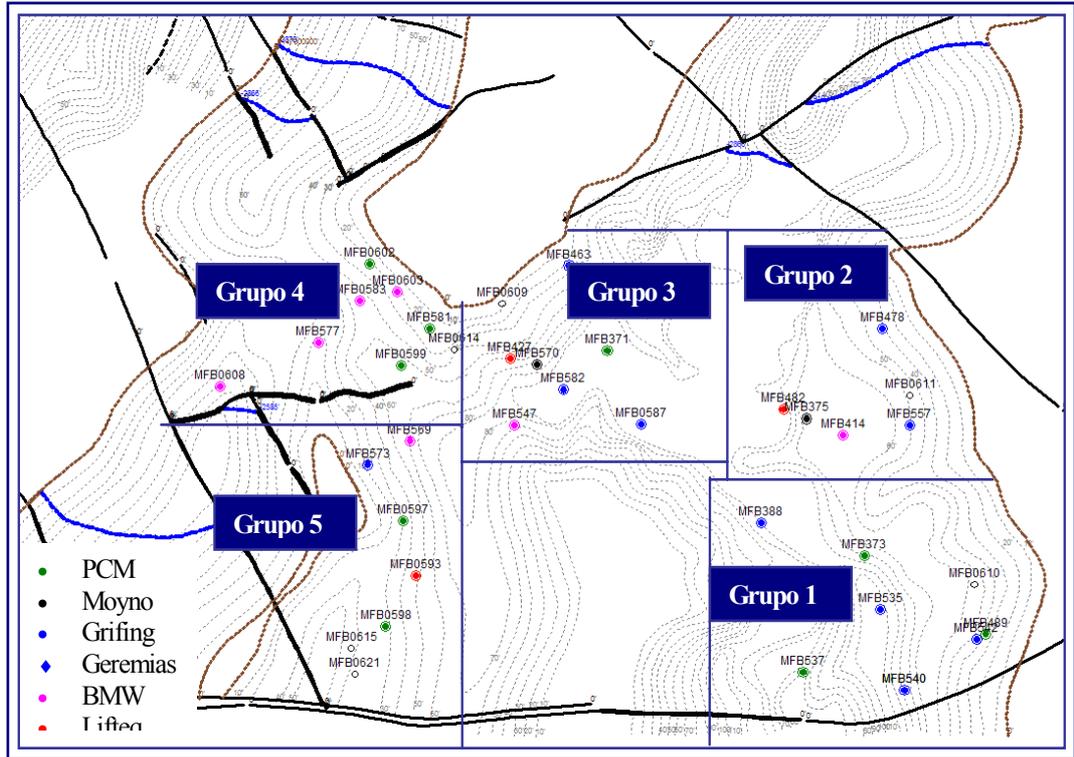


Figura 4.16 Agrupación de Pozos con BCP en el Yacimiento U1,3 MFB 53

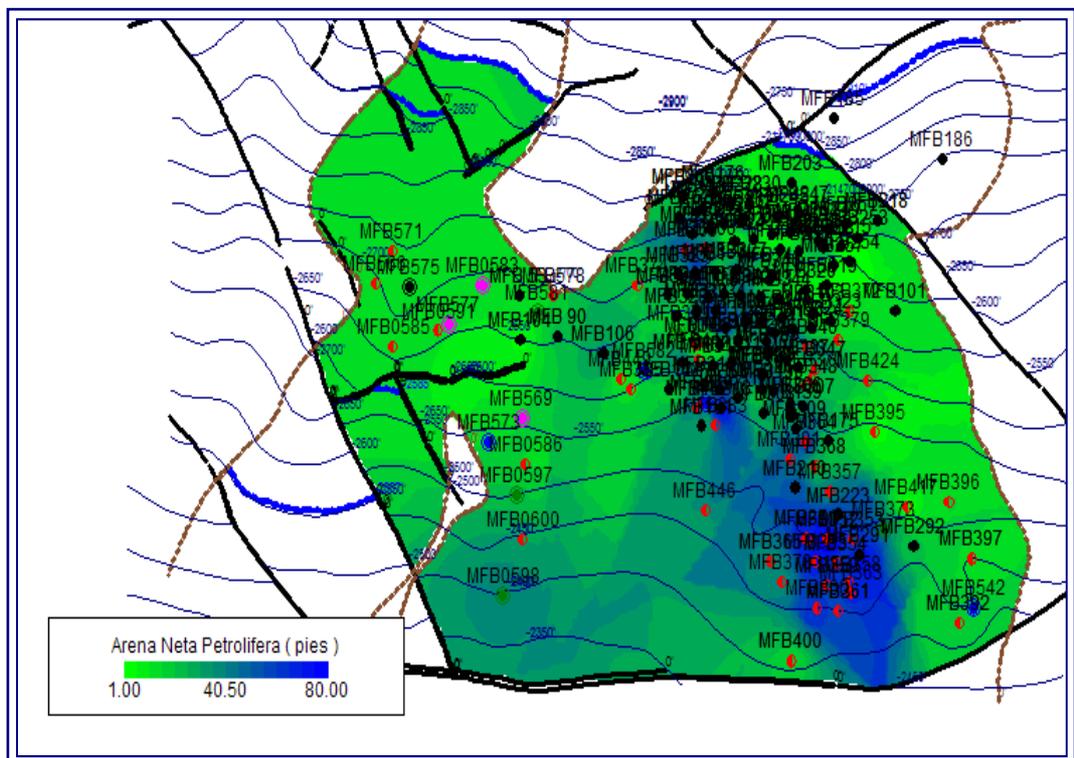


Figura 4.17 Arena Neta Petrolifera, Yacimiento U1,3 MFB 53

De las figuras 4.16y 4.17 se observa que el mayor espesor de arena neta se encuentra en los grupos 1, 2 y 3, por esto son los grupos con más cantidad de pozos perforados, por lo tanto mayor área drenada y menor presión del yacimiento.

El espesor de arena neta petrolífera en los grupos 4 y 5 es menor en comparación a los demás grupos, es por ello que hay menor cantidad de pozos perforados.

Una vez realizada la agrupación de los pozos en el yacimiento, se analizaron las curvas de comportamiento de afluencia (IPR) para la fecha de todos los pozos.

La curva de comportamiento de afluencia IPR es la que permite determinar el potencial de los pozos y a su vez, detectar la máxima tasa de producción posible para cada pozo en estudio.

Para realizar las curvas de IPR se tomó como potencial óptimo el caudal obtenido a 400 lpc de presión de entrada a la bomba (PIP), debido a que se pudo comprobar, a través de la experiencia en campo, que los pozos que operan con una PIP menor a 400 lpc el equipo de bombeo pierde eficiencia por las condiciones de sumergencia y alta la presencia de gas.

Esto puede sustentarse con los datos mostrados en la Tabla 4.3 donde se muestra la variación de la cantidad de gas en solución ( $R_s$ ) y la sumergencia, entre PIP de 400 y 200 lpc, para los yacimientos U1,3 MFB 53, Bare y U1 MFA 33, Arecuna, donde se observa la diferencia entre una condición y otra.

PIP, lpc	Campo	Yacimiento	$R_s$ (p <sup>3</sup> /bbl)	Sumergencia (pies)
400	Bare	U1,3 MFB 53	38	1000
		R3 MFB 205	35	
	Arecuna	U1 MFA 33	40	
200	Bare	U1,3 MFB 53	20	500
		R3 MFB 205	18	
	Arecuna	U1 MFA 33	20	

**Tabla 4.3 Variación de la Sumergencia y  $R_s$  con la PIP**

El método de Vogel fue seleccionado para el cálculo de la curva de IPR, ya que estos yacimientos son saturados y es el que se aplica en estos campos, por lo tanto, tienen un comportamiento multifásico de gas y líquido en el fondo del pozo. Este método requiere de una presión de fondo fluyente, la cual se obtiene a través de la herramienta ECHOMETER. La medición con el ECHOMETER, no es precisa, existe una serie de factores que inciden en lo anterior entre los cuales se destacan: calibración inapropiada de los equipos, introducción errónea de la data y la presencia de gas en el anular. Algunos resultados obtenidos se observan en el Anexo 4.

El empleo del ECHOMETER, genera inexactitudes en cantidades bien importantes, esto trae como consecuencia la instalación de sensores de fondo en pozos BCP, ya que de esta manera se definen la presión de succión y descarga de la bomba y la temperatura de fondo en tiempo real, y a su vez se monitorea y diagnostica el pozo en forma inmediata obteniendo resultados más confiables de los que se obtendrían con el ECHOMETER. Luego de realizada la agrupación y las curvas IPR se obtuvo la siguiente gráfica (Figura 4.18),

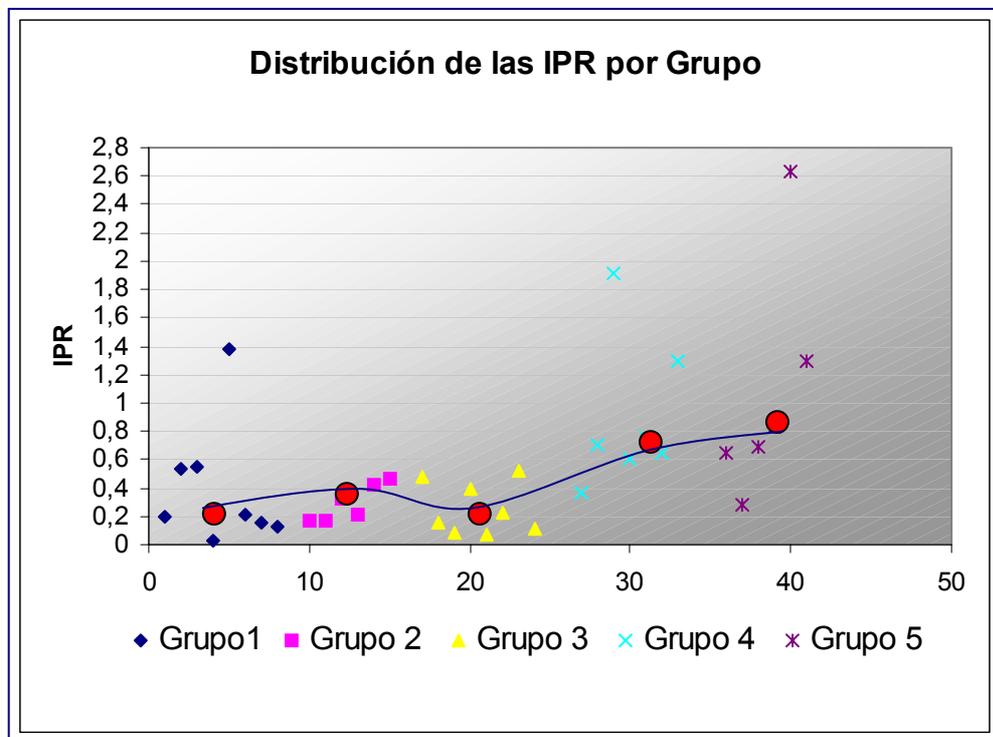


Figura 4.18 Distribución de las IPR por Grupo.

A través de la figura 4.18 se observa que los grupos 1, 2 y 3 son los de menor IPR debido a que presentan una presión de yacimiento menor, consecuencia de la alta producción acumulada hasta la fecha, lo contrario ocurre para los grupos 4 y 5 puesto que presentan un IPR mayor por la poca cantidad de pozos completados, por lo cual presentan mayor presión de yacimiento y menor producción acumulada.

En el Campo Arecuna no se realizó distribución de pozos por grupo debido a la poca cantidad de pozos completados en el yacimiento U1 MFA 33. En las Figuras 4.19 y 4.20 se observa que el número de pozos totales es 33 de los cuales solo 13 de ellos producen por BCP y la arena Neta Petrolífera varía entre 25 y 50 pies de espesor.

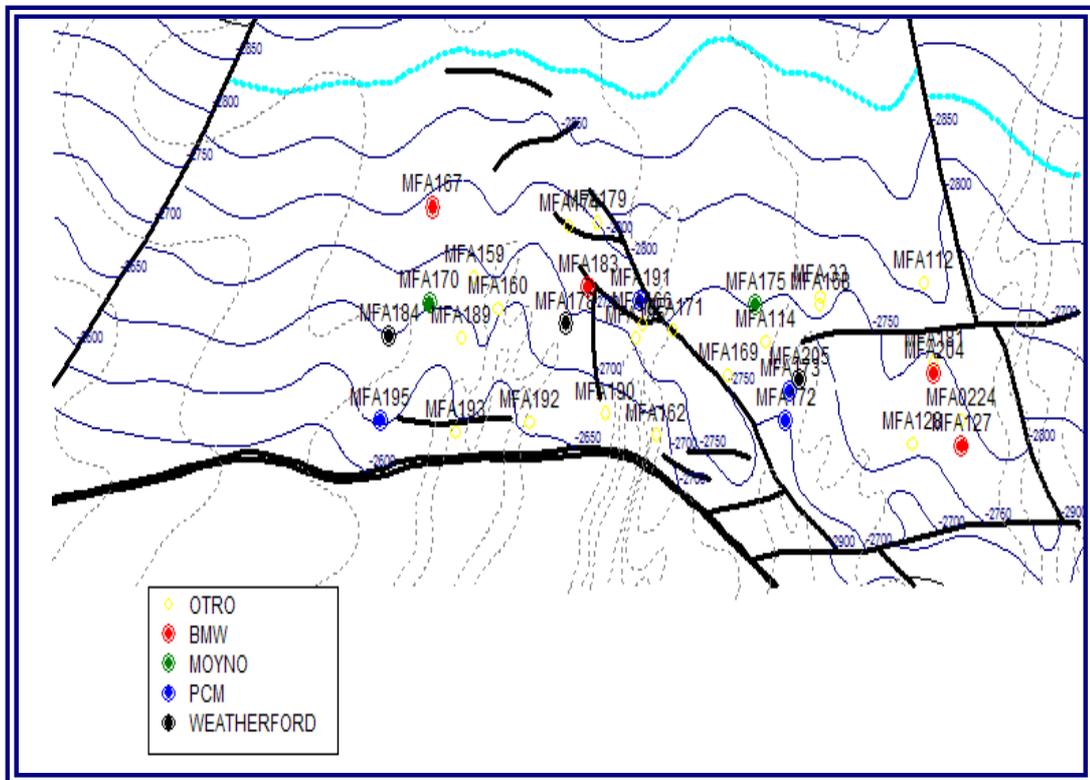
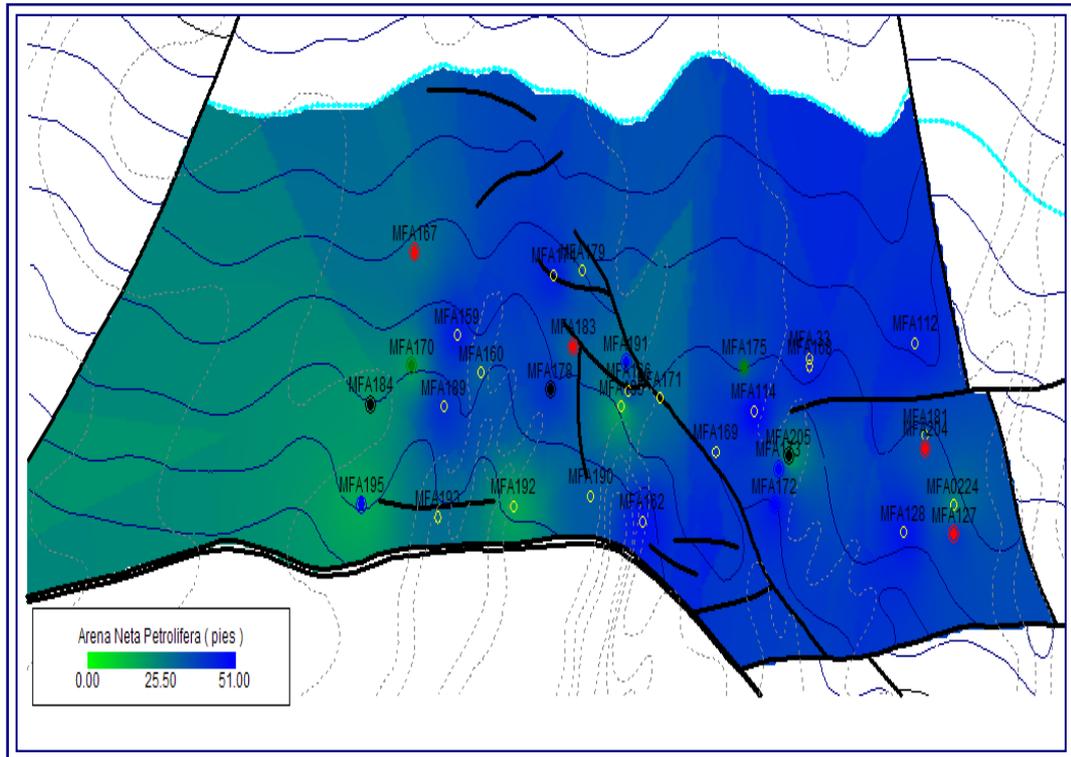


Figura 4.19 Distribución de Pozos en el Yacimiento U1 MFA 33



**Figura 4.20 Arena Neta Petrolífera en el Yacimiento U1 MFA 33**

Para este yacimiento también se realizaron las curvas IPR obteniéndose un promedio de 0.4 debido a la producción acumulada asociada a este yacimiento.

Es importante mencionar que este yacimiento produce gran cantidad de agua debido a la cercanía del contacto agua petróleo.

En el Anexo 5 se observan las curvas de comportamiento de afluencia (IPR) de todos los pozos.

De las Curvas IPR realizadas se determinaron oportunidades de optimizar algunos pozos para observar el ganancial de producción de la siguiente manera:

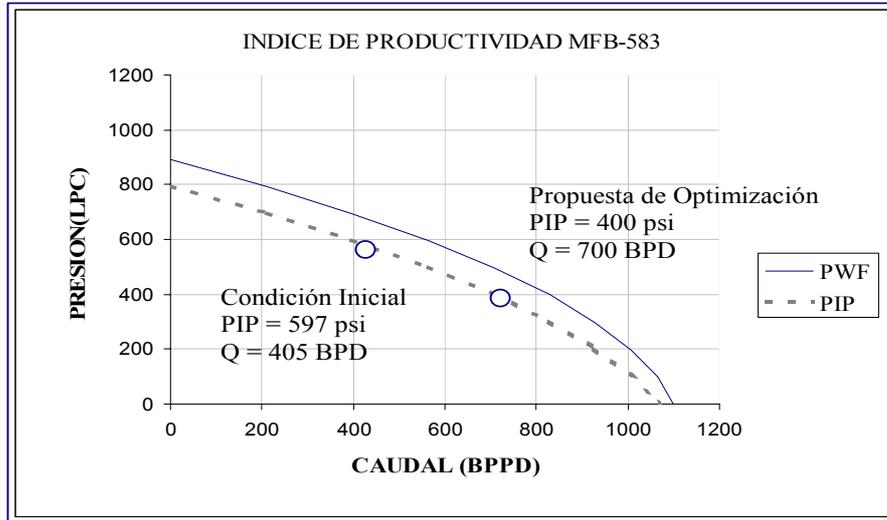


Figura 4.21 Curva IPR del Pozo MFB 583

En el pozo MFB 583 se aprecia que a una PIP = 400 lpc la ganancia de producción será igual a 300 BPD. (Figura 4.21).

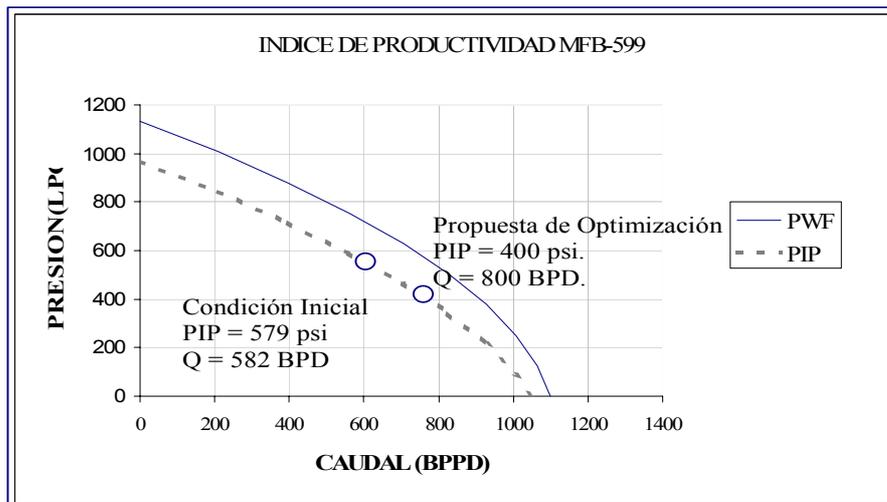


Figura 4.22. Curva IPR del Pozo MFB 599

En la Figura 4.23 se observa que el ganancial producido bajo la propuesta de optimización es de 218 BPD a una PIP = 400 lpc.

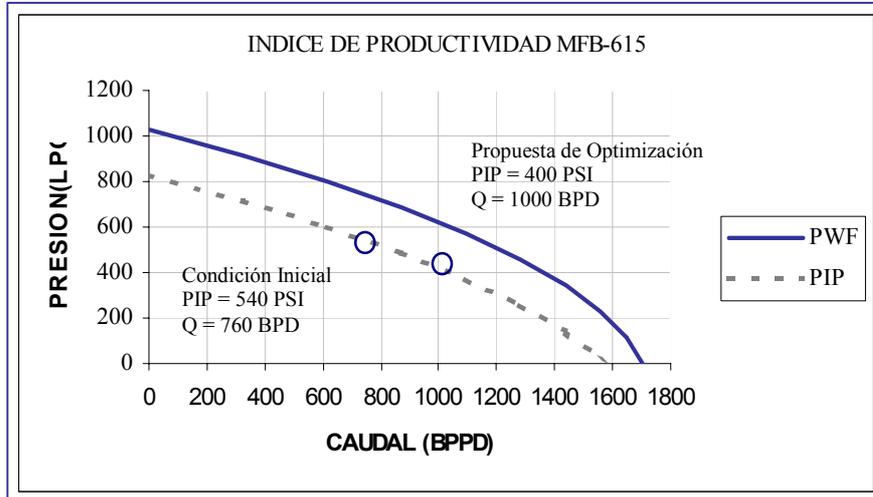


Figura 4.23. Curva IPR del Pozo MFB 615

El pozo MFB 615 a una PIP = 400 lpc genera una ganancia de producción de 240 BPD.

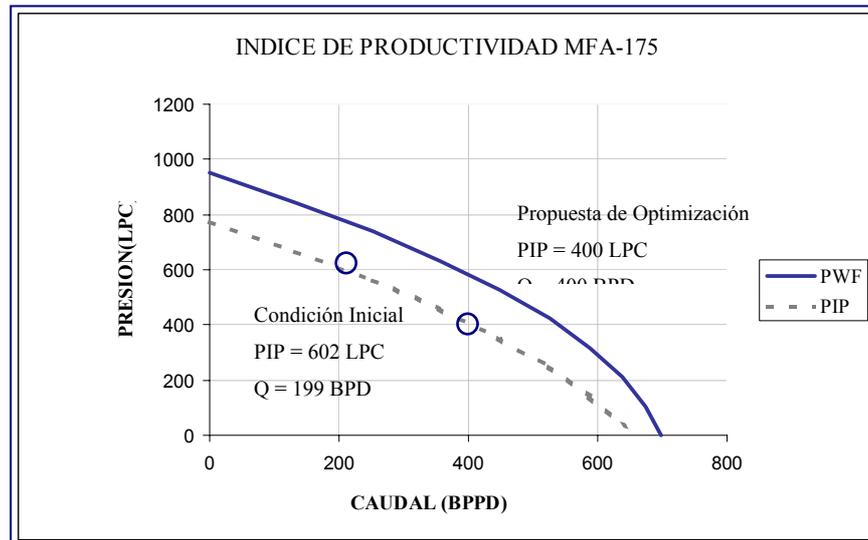


Figura 4.24. Curva IPR del Pozo MFA 175

Para el pozo MFA 167 se observa que a una PIP = 400 lpc la ganancia de producción es de 120 BPD.

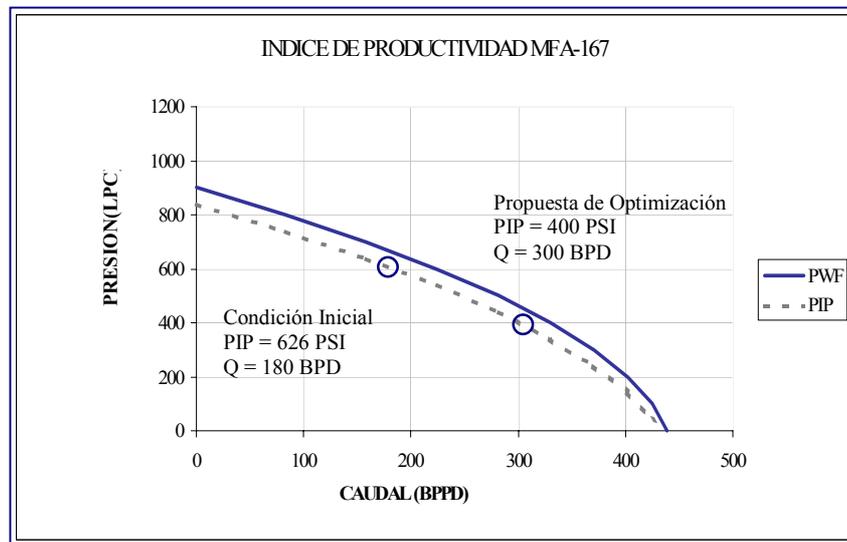


Figura 4.25. Curva IPR del Pozo MFA 167

En la Figura 4.25 se aprecia que la ganancia de producción obtenida es de 200 BPD a una PIP = 400 lpc.

#### 4.5.- EFICIENCIA VOLUMÉTRICA DE BOMBEO

La eficiencia de las BCP en los Campos Bare y Arecuna se define como la relación entre producción real del pozo a una velocidad dada y la producción que puede dar la bomba a la misma velocidad, a 100% de eficiencia y cero lpc de levantamiento. Existen factores que influyen en la eficiencia tales como el resbalamiento, el cual es la diferencia entre el desplazamiento real de la bomba a la presión diferencial determinada y el desplazamiento real a una presión diferencial de cero, por lo tanto, por ser este resbalamiento función de la presión diferencial, la eficiencia también depende de la capacidad de levantamiento neto de la bomba. Otro factor que influye en la eficiencia es el bajo aporte de fluidos de los pozos, donde se refleja la importancia de conocer su potencial para poder seleccionar bombas adecuadas y no sobrediseñar los equipos, de tal manera que éstos operen a alta eficiencia y prolongar la vida útil de la bomba. La alta presencia de gas también es un factor importante que influye en la eficiencia de las bombas, ya que éste, ocupa el espacio disponible para el fluido y ocasiona que la

interferencia entre el rotor y el estator sea mayor debido a la poca cantidad de líquido manejada por la bomba.

Las figuras 4.26 y 4.27 muestran la distribución de eficiencias de los yacimientos del Campo Bare y Arecuna. En la primera figura se observa que aproximadamente el 75 % de los pozos presentan una eficiencia menor al 60 %.

En el Anexo 1 se presentan los valores de eficiencia para todos los pozos completados con BCP en los yacimientos UI,3 MFB53 y U1 MFA33.

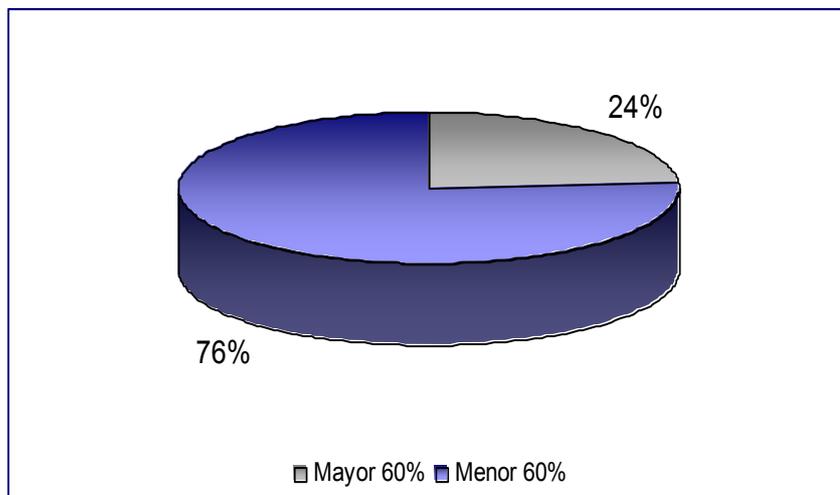


Figura 4.26. Eficiencia Volumétrica de BPC en el Yacimiento UI,3 MFB 53 del Campo Bare

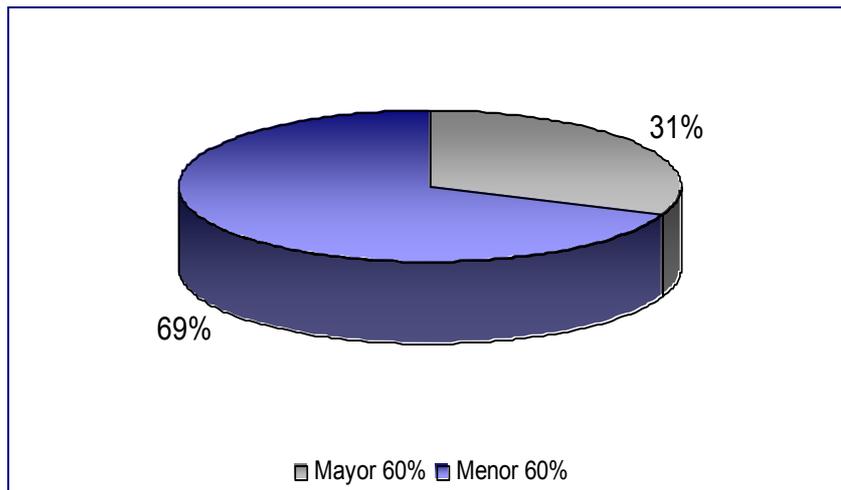


Figura 4.27. Eficiencia Volumétrica de BCP en el Yacimiento U1 MFA 33 del Campo Arecuna

Las eficiencias obtenidas en la distribución de pozos por grupo del yacimiento U1, 3 MFB 53 del Campo Bare se muestran en la Tabla 4.4

Grupos	Eficiencia (%)
1	39
2	33
3	31
4	68
5	52

**Tabla 4.4. Eficiencia por Grupo**

De la tabla se observa que las mayores eficiencias promedio son las del grupo 4 y 5 y las menores corresponden a los grupos 1, 2 y 3, lo cual es atribuible a la producción acumulada y a la presión de yacimiento. A mayor IPR mayor Eficiencia.

Para el yacimiento del Campo Arecuna la eficiencia promedio obtenida es de 46%, la cual es menor a la obtenida en el yacimiento del Campo Bare y esto se debe a la baja presencia de gas.

La distribución por Rango de Eficiencia por fabricante y de número de pozos se observa en el Anexo 6 y la eficiencia promedio de los grupos se observa en el anexo 7.

La eficiencia Volumétrica puede verse afectada por diversos parámetros como son:

#### 4.5.1.- Eficiencia según las revoluciones por minuto (RPM)

Del estudio efectuado se encontró que los pozos que operan a mayores RPM, la eficiencia volumétrica es menor tanto en el área de Bare como Arecuna (47 % y 62 % respectivamente, Figuras 4.28 y 4.29). Esto se puede explicar de la siguiente manera, los pozos en las áreas en producción se encuentran operando bajo el punto de burbujeo, lo cual significa mayor producción o liberación de gas al tratar de obtener producción a mayor RPM.

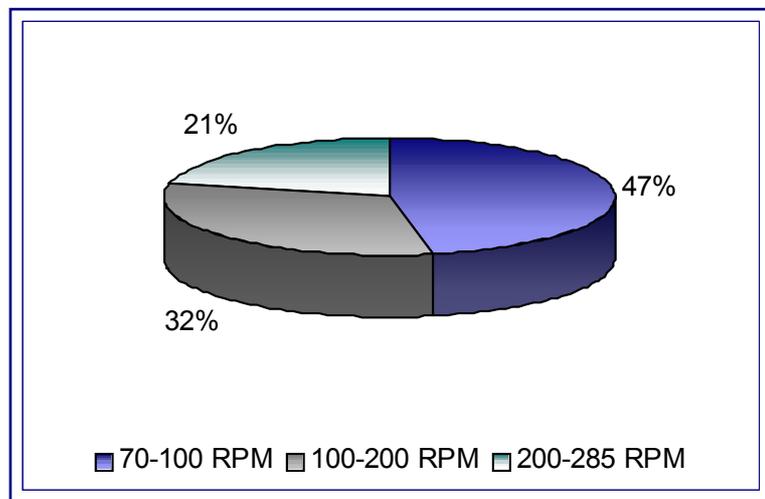


Figura 4.28 Eficiencia Volumétrica según las RPM en el campo Bare

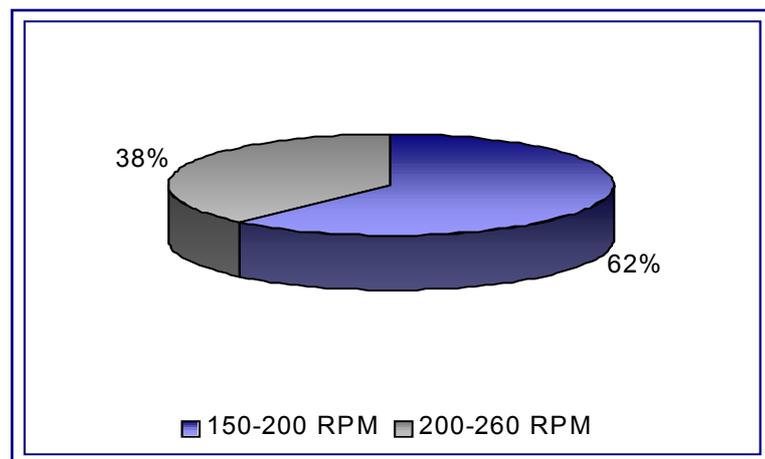


Figura 4.29 Eficiencia Volumétrica según las RPM en el campo Arecuna

#### 4.5.2.- Eficiencia según la Sumergencia

Relacionando la sumergencia de las bombas con su eficiencia se obtuvieron las gráficas de las Figuras 4.30 y 4.31, donde se observa que para obtener mayores valores de eficiencia en el Campo Bare y Arecuna las bombas deben tener un nivel de sumergencia mayor a 600 pies de líquido. Esto se debe a que la bomba no está trabajando al vacío, sino que tiene suficiente fluido para tener un buen llenado sin necesidad que se sobrepresione, es decir, cuando la presión a la que trabaja la bomba es mayor a la que esta diseñada. Esta sobrepresión ocasiona que el elastómero se quiebre o pierda sus propiedades disminuyendo la eficiencia y la durabilidad del equipo. También a mayor sumergencia de las bombas hay menor torque de las cabillas ya que parte de la cabilla se encuentra sumergida lo cual indica que trabajan a menor tensión.

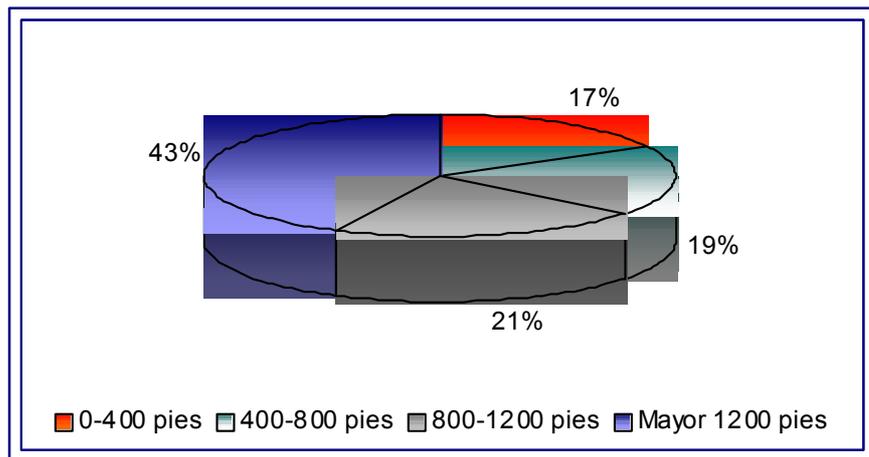


Figura 4.30 Eficiencia Volumétrica según Sumergencia en el campo Bare

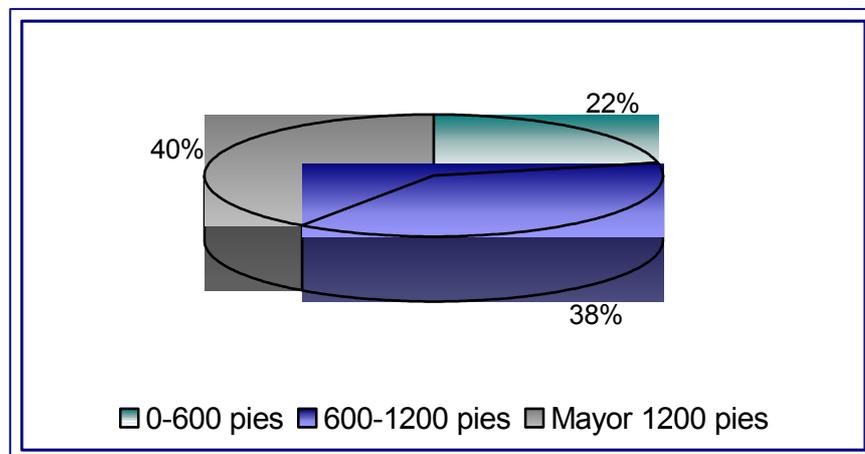


Figura 4.31 Eficiencia Volumétrica según Sumergencia en el campo Arecuna

#### 4.6.- COMPARACIÓN CAMPO VERSUS BANCO DE PRUEBA

**Pozo MFB 613** Luego de que se probó la bomba 22-40-200 en el banco de prueba, ésta se instaló en el pozo MFB 613 ubicado en el Grupo 3 del yacimiento U1,3 MFB 53. La completación de este pozo se observa en la Figura 4.32.

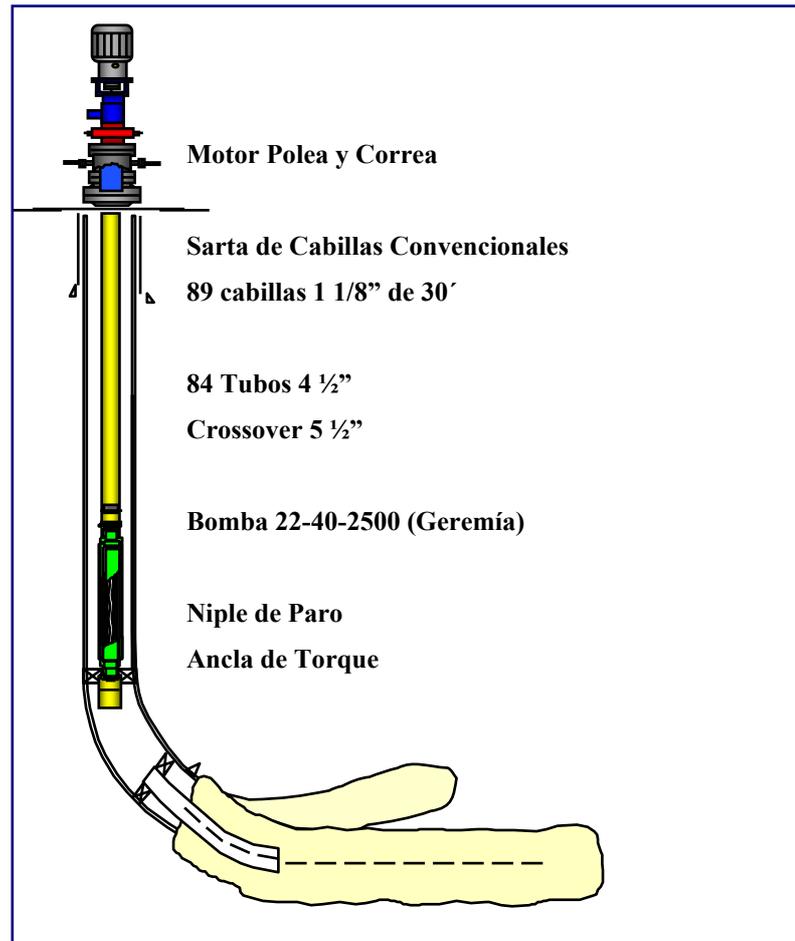


Figura 4.32 Diagrama de Completación Pozo MFB 613

El pozo se activó a una velocidad de 100RPM y se mantuvo aproximadamente por 7 días. Luego se le aumentaron las RPM a 150 y a los 15 días de operación la prueba de producción arrojó 298BPD, obteniendo una eficiencia de 40% a las condiciones que se muestran en la Tabla 4.5,

RPM	Presión Entrada de la Bomba (lpc)	Presión Descarga de la Bomba (lpc)	$\Delta$ Presión (lpc)	Torque de Cabilla Lbs/pie
150	361	1299	938	700

Tabla 4.5. Presiones a la entrada y salida de la bomba.

Sin embargo para la misma presión diferencial de 938 lpc y la misma velocidad de 150 RPM se obtiene una eficiencia en Banco de Pruebas de 50%, esto se observa en la siguiente figura,

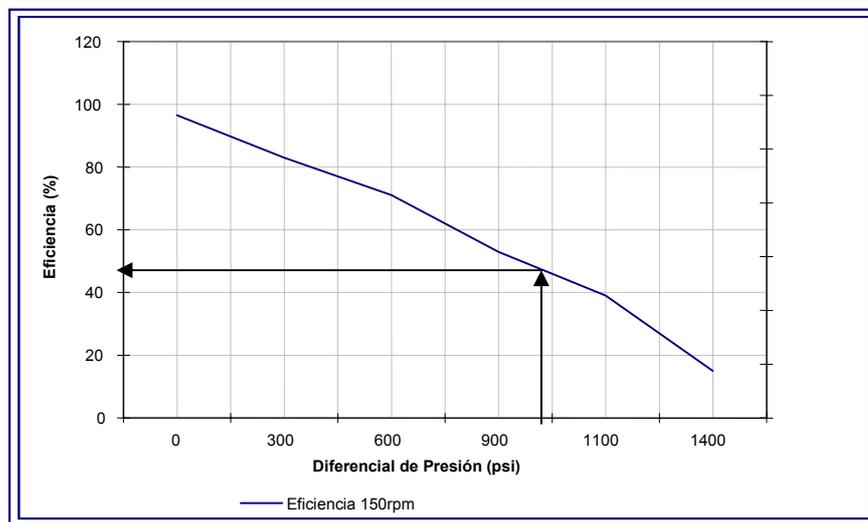
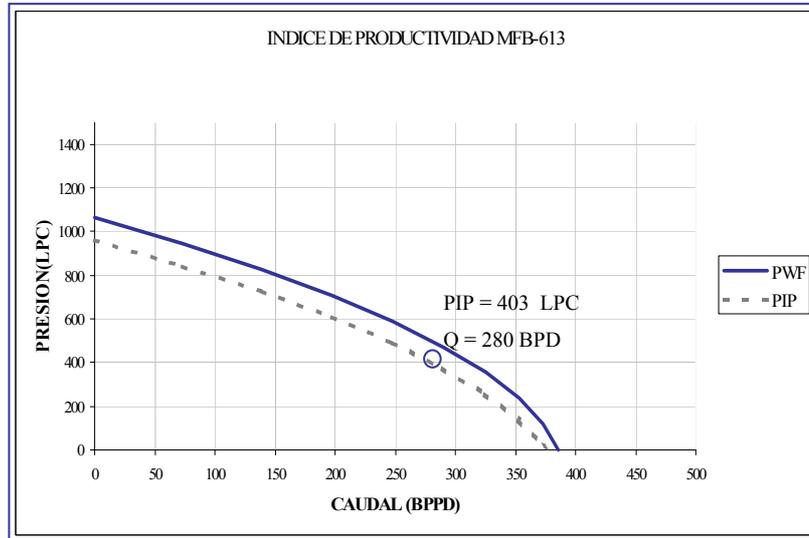


Figura 4.33. Eficiencia del Pozo MFB 613 a Diferencial de Presión 939 lpc.

Como se observa, existe diferencia entre la eficiencia volumétrica obtenida en Banco con la obtenida en Campo, una de las razones principales es que en el pozo no sólo se maneja fluido, sino también hay presencia de gas disuelto y libre que es desplazado a través del cuerpo de la bomba desde la succión hasta la descarga, por lo tanto, este gas que se desplaza a través de la bomba ocupa el volumen en las distintas cavidades, que debería ser ocupado por el fluido causando una disminución en la eficiencia volumétrica. El gas también influye en el resbalamiento del rotor dentro del estator. Por lo tanto, a medida que exista mayor contenido de gas libre en el cuerpo de la bomba menor será su eficiencia volumétrica a una condición de presión diferencial determinada.

Las diferencias de eficiencia obtenida tanto en el banco de prueba como en el campo, se les hizo un seguimiento a la bomba, construyendo la curva IPR del pozo a 150 RPM, esto se muestra en la Figura 4.34.



**Figura 4.34 Curva IPR del Pozo MFB 613**

En esta curva se observa que el caudal máximo de producción a una condición de PIP igual a 400 lpc es de aproximadamente 275 BPD y la bomba instalada presenta la capacidad de producir 500Bls a 100 PRM, esto implica que es mayor a el potencial de pozo, sin embargo, una practica usual en campo es colocar bombas de alto caudal, capaz de levantar el fluido a bajas velocidades obteniendo su máximo potencial, que colocar bombas de bajo caudal pero que trabajen a altas velocidades, ya que trae como consecuencia que se genere espuma y disminuya la producción del crudo.

A continuación se muestran las condiciones a las que trabaja la bomba:

Velocidad (RPM)	Nivel fluido real (pies)	% Líquido	P anular (lpc)	Pwf (lpc)	Profundidad Bomba (pies)	Sumergencia (pies)
150	2188	35	156	457	2713	525

**Tabla 4.6. Condiciones de la bomba a 150 RPM.**

Como se observa en la tabla 4.6, el nivel de sumergencia que presenta la bomba es de 525 pies, siendo muy bajo para esta velocidad. Si se incrementa la velocidad, el nivel de fluido real disminuirá, por lo tanto, la sumergencia será menor ocasionando que la bomba trabaje al vacío, proporcione mayor torque y un desgaste considerable del equipo. Se recomienda mantener la velocidad de este pozo, ya que la producción está en su punto óptimo a una PIP de 400 lpc.

A continuación se muestran casos puntuales donde se ve afectada la eficiencia:

***Sobrediseño en cuanto al Caudal:***

La mayoría de los pozos en los yacimientos estudiados están sobrediseñados, es decir, que la bomba puede producir más de lo que aporta el yacimiento. A continuación se muestra el sobrediseño de las bombas instaladas en Bare, ya que en Arecuna todos los pozos en estudio presentan un sobrediseño en cuanto a caudal ( mayor a 100 BPD), (Figura 4.35). Este sobrediseño también se observa a través de la eficiencia, ya que pozos con eficiencia menores a 50 % se consideran sobrediseñados.

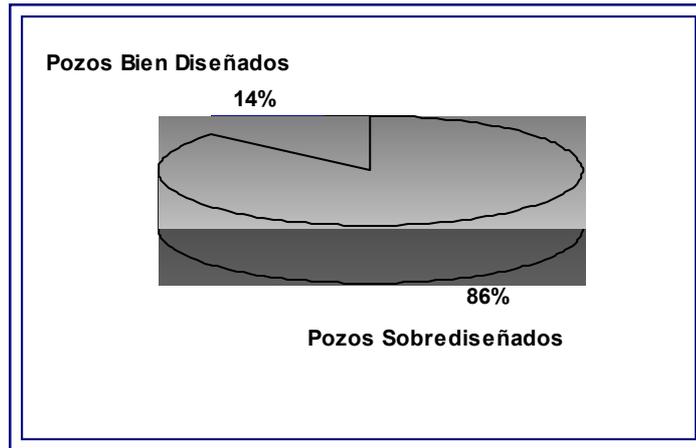


Figura 4.35 Pozos sobrediseñados en el Campo Bare

El pozo MFB 489 se completó con una bomba marca BMW tipo 350-5100 la cual presenta baja eficiencia. A continuación se muestra los valores de eficiencia de esta bomba para las dos últimas pruebas de producción realizadas.

Fecha de prueba	BBPD	RGP	RPM	Eficiencia
01/01/02	223	962	280	16
25/03/02	227	870	280	17

Tabla 4.7 Pruebas y condición del pozo MFB489

Esta baja eficiencia se debe a que la capacidad de la bomba sobrepasa el potencial del pozo, que es de apenas 100BBPD a una PIP = 200 lpc, la bomba está diseñada para manejar un caudal de 350 BBPD, tal como se muestra en su curva IPR (Figura 4.36). Como medida inmediata se sugiere disminuir la velocidad.

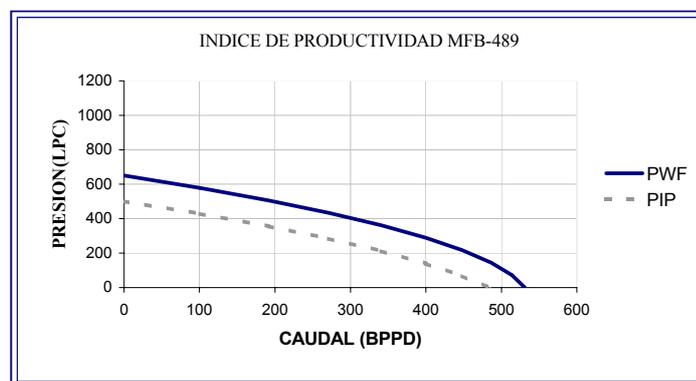
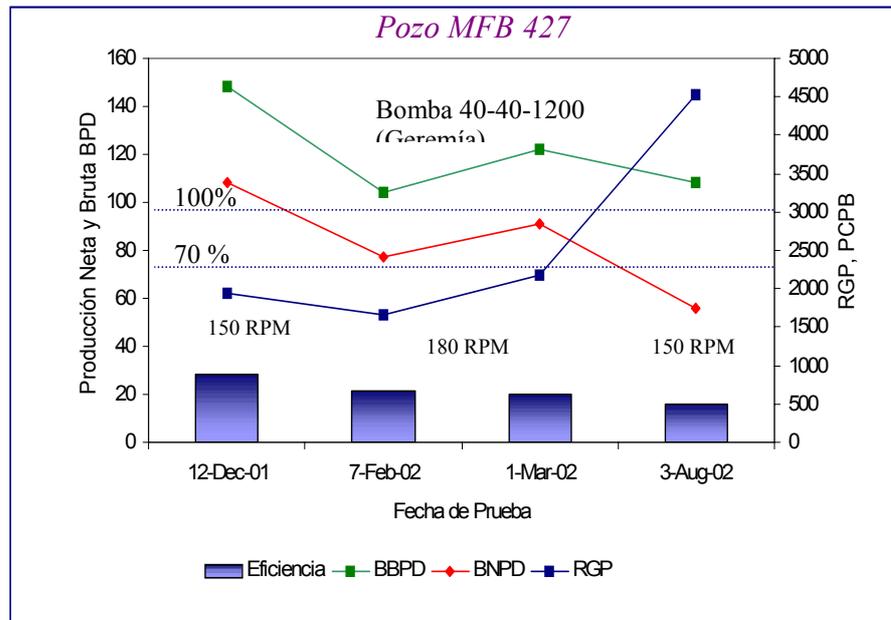


Figura 4.36 Curva IPR del Pozo MFB 489

En la próxima completación se debe instalar una bomba de menor caudal y considerar la posibilidad de instalar un separador de gas para garantizar alta eficiencia de bombeo.

**Alta presencia de Gas:**

En la Figura 4.37 se presenta la alta Relación Gas Petróleo (RGP) del pozo MFB 427, lo cual permite suponer alta presencia de gas en la succión de la bomba, esto ocasiona baja eficiencia de bombeo, en tan sólo 5 meses de su instalación. Es importante resaltar que adicionalmente la capacidad de la bomba en cuanto a caudal, estaba muy por encima del promedio de producción del pozo.



**Figura 4.37 Comportamiento de producción y eficiencia del pozo MFB 427**

Otro caso de baja eficiencia por alta presencia de gas es el pozo MFB 587 que se observa en la figura 4.38, donde se muestra a una RGP de 10423. Su eficiencia es muy baja, casi de 4% y esto se debe a que el gas viene a ocupar en la bomba el espacio del fluido e igual que el pozo MFB 427, la tasa de producción es mucho más baja a la que puede aportar la bomba, por esta razón, ese pozo presenta un sobrediseño.

En esta gráfica también se puede observar que la producción de agua es muy poca por lo que el porcentaje de Agua y Sedimento no está afectado por la baja eficiencia de la bomba.

Es recomendable colocar separadores de gas en el fondo de los pozos, que serán ubicados en estos yacimientos, para así incrementar la vida útil de las bombas y lograr una mayor eficiencia. Es importante destacar que cuando se coloca un separador de gas, éste se debe colocar justo debajo de la bomba porque si se pone 2 o 3 tubos por debajo de la BCP, hay mayor presión y mayor será el gas que entra en la bomba.

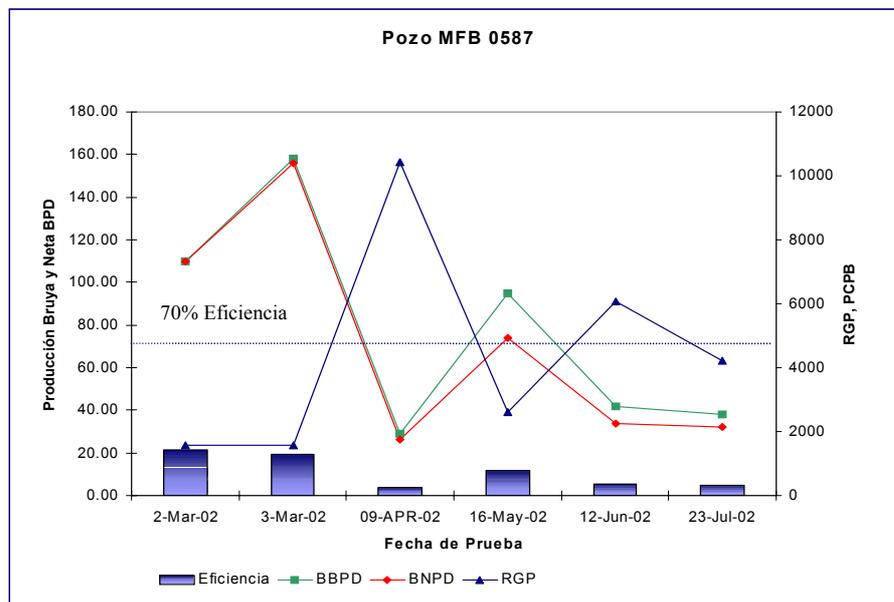


Figura 4.38 Comportamiento de producción y eficiencia del pozo MFB 0587

En la siguiente figura se muestra el efecto del gas durante su trayectoria desde el yacimiento hasta el tanque de almacenamiento en superficie.

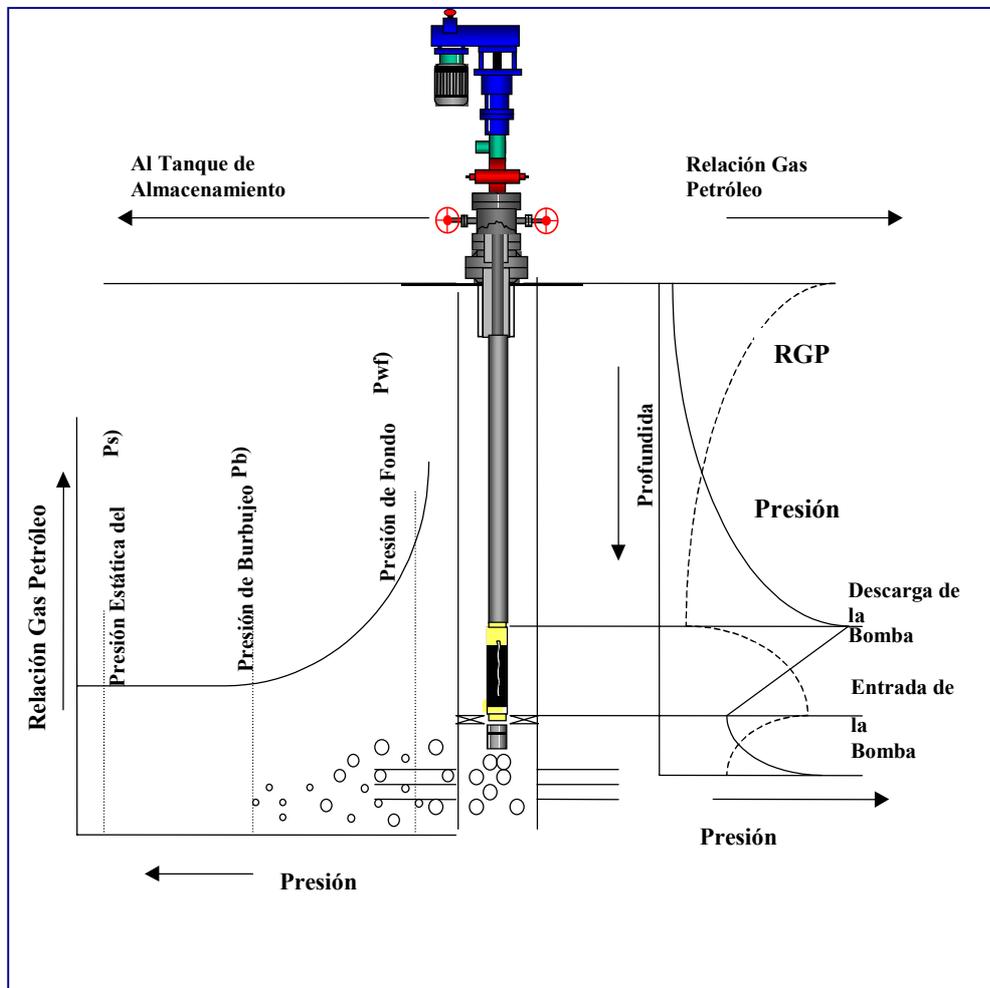


Figura 4.39 Efecto del Gas Libre en un Sistema BCP.

***Desgaste por prolongada duración de la bomba:***

La mayoría de los pozos del Campo Arecuna presentan mayor tiempo de instalación de las bombas en comparación con los pozos del Campo Bare, una de las razones se debe a que en este yacimiento hay poca presencia de gas. Esto demuestra la necesidad de aplicar técnicas de separación de gas en el fondo para prolongar la expectativa de vida de las bombas BCP.

Un caso de prolongado tiempo de duración y baja eficiencia se tiene en el pozo MFA 127, el cual tiene una eficiencia promedio de 17 % con 2 años y 7 meses operando con la bomba 350-5100 marca BMW.

Esto lleva a inferir, que un buen diseño de BCP para los pozos de este yacimiento, logra aumentar el tiempo de vida del equipo, ya que la presencia de gas disminuye en forma considerable en el tiempo de operación.

A continuación se muestra en la Figura 4.40 el comportamiento de eficiencia y producción del pozo MFA127 con una bomba 350-5100 marca BMW.

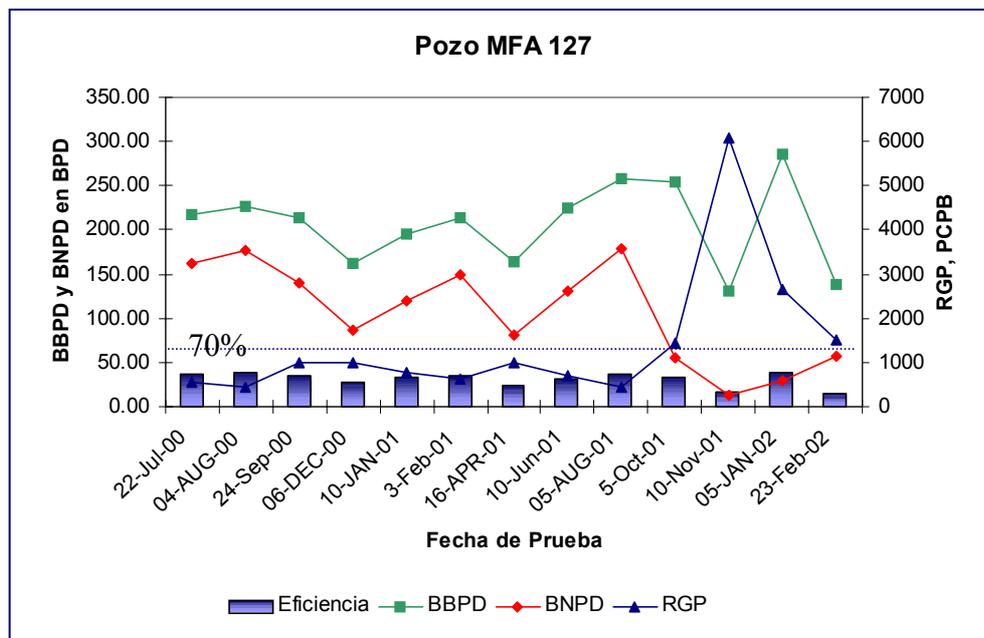


Figura 4.40 Comportamiento de producción y eficiencia del pozo MFA 127

Otro pozo donde se observa la baja eficiencia debido al desgaste del equipo es el MFA 204 (Figura 4.41), el cual tiene 1 año y 6 meses desde que se le instaló la bomba, este pozo tiene una eficiencia promedio de 33 % y un bajo porcentaje de agua y sedimento.

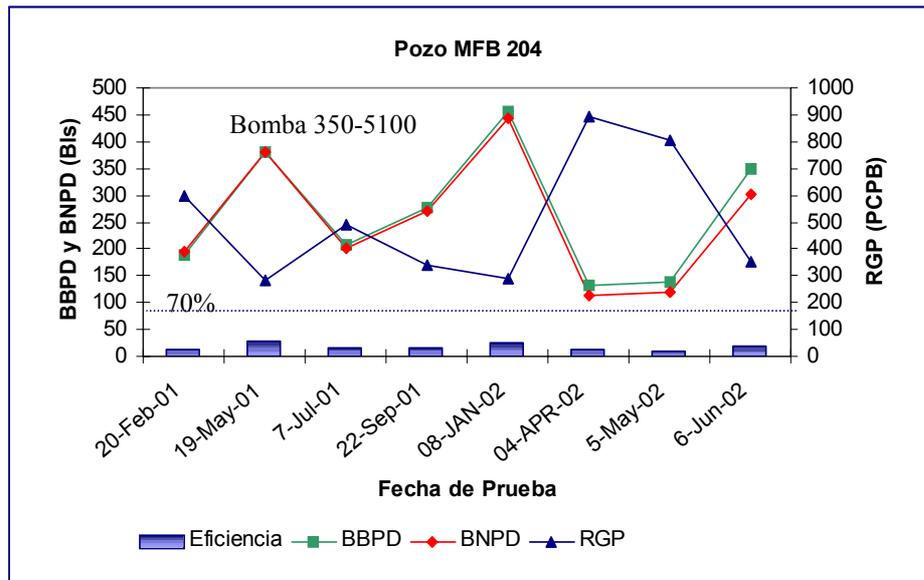


Figura 4.41 Comportamiento de producción y eficiencia del pozo MFB204

#### 4.7.- ALTURA DINÁMICA TOTAL

Para los cálculos de la altura dinámica total (TDH) se tomaron las condiciones más críticas, a la cual puede trabajar un pozo en determinado momento, para de esta manera poder garantizar que la bomba trabaje muy por debajo de su capacidad, disminuyendo el riesgo de sobrepresión en la descarga y a su vez minimizando el efecto de resbalamiento.

Se tomaron las condiciones de viscosidad de 2000 cp, 450 lpc de presión de cabezal, 1200BPD de caudal, nivel dinámico de 2000 pies y una profundidad de asentamiento de la bomba de 3000 pies, dando como resultado un requerimiento neto de levantamiento de 4121 pies. En la Tabla 4.8 se observan los datos utilizados con sus respectivos resultados.

<i>Caudal esperado: 1200 BBPD</i>		
<i>Tubería de producción: 4 1/2"</i>		
<i>Cabillas: 1 1/4", convencionales, acople estándar</i>		
<b>COMPONENTES</b>	<b>LPC</b>	<b>PIES</b>
<b>Presión de cabezal</b>	400	1025
<b>Nivel Dinámico</b>	585	2000
<b>Pérdidas por fricción</b>	483	1240
<b>Levantamiento Neto</b>	<b>1468</b>	<b>4265</b>

Tabla 4.8 Resumen del cálculo de levantamiento mínimo requerido

La idea de tomar los valores extremos o críticos es para asegurar que la bomba no trabaje con un sobrediseño, por ello como el resultado obtenido con estos valores es de 4265 pies, se recomienda trabajar con un levantamiento mínimo de 5000 pies para que la bomba trabaje a condiciones muy por debajo de su capacidad, y así asegurar el rendimiento de la misma. Es importante resaltar que el sobrediseño en cuanto al levantamiento, no es limitante ya que como se observa en el (Anexo 1) se cuenta con bombas de alto caudal y alto levantamiento.

En las Figuras 4.42, 4.43 y 4.44 se presentan las pérdidas generadas por fricción para diferentes configuraciones de tubería y sarta de cabillas.

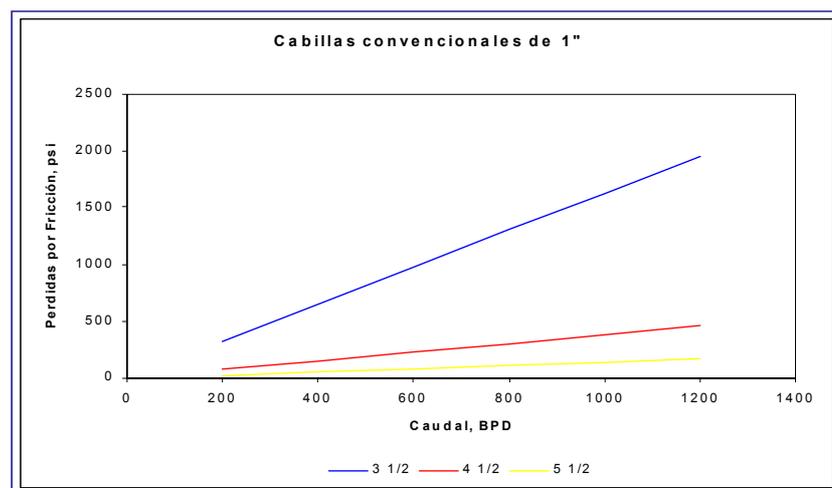


Figura 4.42 Pérdidas por fricción para cabillas de 1" y los tipos de tubería disponibles

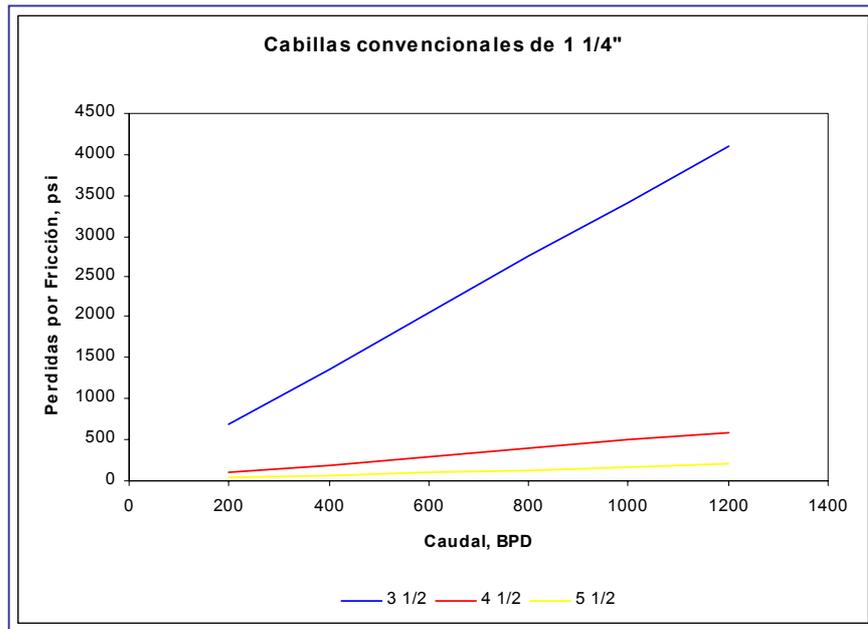


Figura 4.43 Pérdidas por fricción para cabillas de 1 1/4" y los tipos de tubería disponibles

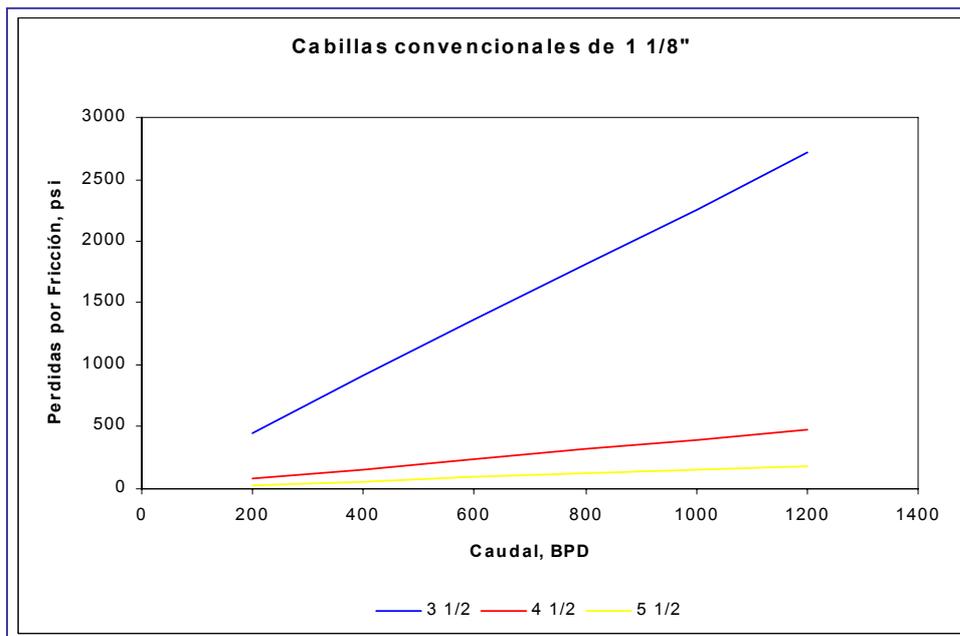
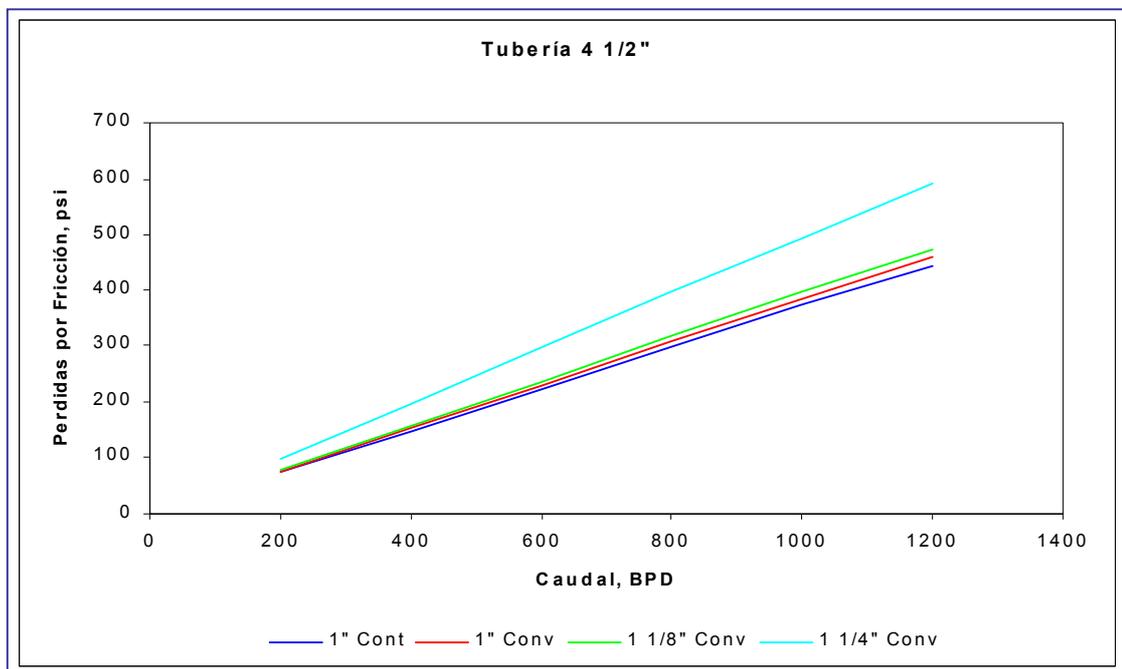


Figura 4.44 Pérdidas por fricción para cabillas de 1 1/8" y los tipos de tubería disponibles

Las tuberías 3 1/2" son muy pequeñas, por lo tanto, no son recomendables puesto que a éstas se les dificulta manejar altos caudales de producción y a su vez requieren de mayor velocidad para poder levantar el fluido, esto trae como consecuencia que se genere mayor roce, mayor pérdidas por fricción y mayor resbalamiento. Lo recomendable sería usar tuberías de 5 1/2", pero el uso de este tipo de tubería se dificulta

ya que no se dispone de un cabillero que cuente con la capacidad necesaria para manejar e instalar este tipo de tuberías, por ello se propone usar las tuberías de 4 ½”, ya que este tipo de tubería por el hecho de ser más grande no necesita tanta velocidad, lo cual implica que las pérdidas por fricción sean mucho menor, así que cuanto más rápido se reemplacen las 3 ½” por éstas, se generará mayor ganancia.

La Figura 4.45 muestra las diferencia entre las pérdidas por fricción entre las cabillas convencionales y continuas para una tubería de 4 ½”.



**Figura 4.45 Sensibilidad de las pérdidas por fricción para los tipos de cabilla disponibles, en tubería de 4 1/2”**

Las cabillas existentes actualmente en el mercado son la continua de 1” y las convencionales de 1”, 1 ¼” y 1 1/8”. Las convencionales tiene una desventaja por estar compuestas de varias sartas de cabillas, ya que éstas van unidas por medio de roscas, las cuales tienden a desenroscarse y a su vez generar mayores pérdidas por fricción, cosa que no sucede con las cabillas continuas debido a que éstas están compuesta de una sola sarta, sin embargo, se observa en la Figura 4.45 que la diferencia entre la cabilla continúa de 1” y las convencionales de 1” y 1 1/8” no es significativa, pero

sucede lo contrario con las de 1 ¼”, ya que éstas son las más grandes de todas y debido a esto las pérdidas por fricción son mayores y considerables.

#### **4.8.- ESTANDARIZACIÓN DE LAS BCP SEGÚN SU MARCA Y TIPO**

En los Campos Bare y Arecuna existen gran variedad de instalaciones BCP en cuanto a caudal y levantamiento, por ello se requirió estandarizar las bombas de acuerdo a estos parámetros, para así obtener un mejor control en cuanto a la adquisición de equipos y evaluación.

En la Tabla 4.9 se seleccionaron tres rangos de caudal, el requerimiento mínimo de levantamiento, según los cálculos de TDH y lo establecido por la empresa, es de 5000 pies. Las bombas que cumplieron con estos requerimientos fueron las que se estandarizaron, a fin de reducir el número de bombas por fabricante y así generar ahorros en cuanto a rotores se refiere.

<b>Fabricante</b>	<b>&lt; 200 (BPD)</b>	<b>200-400 (BPD)</b>	<b>&gt; 400 (BPD)</b>
<b>PCM</b>	120TP2000	200TP1800 300TP1800	430TP2000
<b>Geremia</b>		40,40-1200	22,40-2500 28,40-2100
<b>Grifing</b>			98-1580
<b>BMW</b>		350-5100 265-6000	520-5000
<b>Lifteq</b>			500G1800 550D2300
<b>Moyno</b>	50N195	54N275 50N340	

**Tabla 4.9 Estandarización de Modelos de Bombas por Fabricante**

Tomando en cuenta el desempeño del equipo de Bombeo en Campo, se seleccionó de la Tabla 4.9 aquellas bombas con mejor eficiencia para obtener una estandarización más

próxima a las exigencias de estos yacimientos, la cual se observa en la Tabla 4.10. Para la realización de esta tabla se observó el promedio de eficiencia obtenido de cada modelo de bomba instalada por fabricante.

Fabricante	< 200 (BPD)	200 – 400 (BPD)	> 400 (BPD)
PCM	120TP2000	300TP1800	430TP2000
Geremia		40,40-1200	22,40-2100
Grifing			98-1580
BMW		350-5100	520-5000
Lifteq			500G1800
Moyno	50N195	54N275	

**Tabla 4.10 Estandarización de Modelos de Bombas por Eficiencia y Número de Pozos con instalación de una misma Bomba.**

Según la eficiencia y el número de pozos con instalación de la misma bomba se obtuvo que las más eficientes para cada rango de caudal son:

Caudal (BPD)	Fabricante	Modelo de Bomba	Eficiencia (%)
< 200	PCM	120TP2000	100
200 – 400	BMW	350-5100	40
> 400	PCM	430TP2000	54

**Tabla 4.11. Bombas por Fabricante más Eficientes según Rango de Caudal**

## ***CONCLUSIONES***

- Las Curvas de Comportamiento de Afluencia (IPR), permiten determinar el potencial de los pozos y a su vez detectar oportunidades de optimización de producción para generar ganancias apreciables.
- Las Curvas de Eficiencia Volumétrica y Torque obtenidas en Banco de Prueba, permiten obtener la efectiva aplicación de un modelo de bomba determinado.
- Más del 65 % de los pozos completados con BCP en los Campos Bare y Arcuna presentan Eficiencia Volumétrica menor al 60 %
- En los grupos estudiados a menor IPR menor eficiencia volumétrica de la bomba.
- A menor RPM mayor eficiencia volumétrica de la bomba en los yacimientos estudiados de los Campos Bare y Arcuna.
- A mayor Nivel de Sumergencia mayor será la Eficiencia Volumétrica
- Un buen diseño de BCP para pozos con baja presencia de gas, logra mantener el tiempo de vida útil, del equipo, ya que este influye en su tiempo de operación.
- El Levantamiento mínimo requerido de las BCP en los Campos Bare y Arcuna es de 5000 pies.
- Las bombas PCM y BMW son las que trabajan con mayores rangos de eficiencia incluso con alta presencia de gas.

- Las bombas PCM son más eficientes cuando manejan caudales menores de 200 BPD y mayores a 400 BPD, y las BMW cuando manejan caudales entre 200 y 400 BPD.

## ***RECOMENDACIONES***

- Revisar periódicamente los procedimientos de medición de Niveles de Fluido con la herramienta ECHOMETER para establecer un margen de error mínimo.
- Instalar Sensores de Fondo en los próximos pozos a ser completados con BCP para diagnosticar de forma inmediata y obtener datos más confiables.
- Emplear el Banco de Pruebas para todas las bombas a instalar, ya que en campo existen factores, como la presencia de aromáticos y abrasión entre otros, que afectan el buen funcionamiento del equipo.
- Instalar separadores de gas en pozos de alto RGP a fin de mejorar el llenado de las bombas.
- Mantener los pozos a velocidades entre 70 y 100 RPM con el fin de mejorar la eficiencia y la vida útil de la BCP.
- Realizar reuniones periódicas con diferentes empresas de servicio surtidoras de BCP, para obtener mayor y mejor información de las causas de falla y de la baja eficiencia de las mismas.
- Aplicar la Estandarización con Eficiencia estipulada para tres rangos de caudal.

## ***BIBLIOGRAFÍA***

- 1.- ***“PC – PUMP Software User’s Manual, Version 2”***., C – FER, Center for Engineering Research Inc. 1997.
- 2.- ***“Weatherford – Geremia, Progressing Cavity Pumps Catalog”***, Weatherford ALS System, 1999.
- 3.- Bradley, H.B.,”***Petroleum Engineering Handbook***”, Society of Petroleum Engineers Inc., 1987.
- 4.- Cholet H., ***“Progressing Cavity Pumps”***, Institute Francais do Pétrole Publications, Editions, Technip, 1997.
- 5.- Clegg, J. D., Bucaram, S. M. y Heir Jr., N. W., ***“New Recommendations and Comparisons for Artificial Lift Method Selection”***, Paper SPE 24834, Society of Petroleum Engineers Inc., 1992.
- 6.- J. Klein, S. T. Y Fisher, K. B., ***“A Comparative Analysis of Efficiency and Horsepower Between Progressing Cavity Pumps and Plunger Pumps”***, Paper SPE 16194, Society of Petroleum Engineers Inc., 1987.
- 7.- NETZSCH Nemo ***“PCP & ESPCP NETZSCH Downhole Pumps Catalog”***, – Pumped. Oilfield Division, 1996.
- 8.- Robbins & Myer, ***“MOYNO Progressing Cavity Down-Hole Pumps, Catalog and Technical Specifications”***, 1992.
- 9.- Wiltse, D. J. y Weir, B. A., ***“Eliminating Sucker Rod Couplings Can Reduce Progressing Cavity Pumps Operating Costs”***, Paper SPE 30275, Society of Petroleum Engineers Inc.,1995.

<http://www.moyno.com>

<http://www.rmenergy.com>

<http://www.progressingcavity.com>

<http://www.kudupump.com>

<http://www.pcpoiltools.com.ar/frameset.htm>

<http://www.mapeco.com>

<http://www.pcmpompes.com/>



# ***ANEXO 1***

**Tabla 1.1** Datos Generales de los pozos completados con BCP en el Yacimiento U1,3 MFB53.

Pozo	Tipo de Bomba	Marca de Bomba	Q producido	RPM	Eficiencia	% A y S	RGP
MFB0583	250-4100	BMW	640	150	119.467	0.1	231
MFB0587	22-40-2500	Geremía	130	238	7.647	10	4219
MFB0599	500G1800	Liftq	490	200	34.300	0.2	252
MFB0602	430TP2000	PCM	190	100	24.630	15	1395
MFB0603	430TP2000	PCM	300	200	19.444	5	411
MFB0609	300TP1800	PCM	110	100	20.424	2.2	2051
MFB371	120TP2000	PCM	104	100	48.533	18	1655
MFB375	350-5100	BMW	200	100	40.000	0.5	1463
MFB463	265-6000	BMW	170	199	22.566	0.9	2185
MFB482	300TP1800	PCM	100	100	18.568	10	1988
MFB547	40-40-1200	Geremía	160	100	46.667	35	1469
MFB570	300TP1800	PCM	180	100	33.422	18	1975
MFB577	98-1580	Grifing	400	250	18.065	51	2224
MFB581	520-5000	BMW	370	203.6	24.464	13	577
MFB582	200TP1800	PCM	110	101	30.374	0.3	1202
MFB0593	430TP2000	PCM	350	120	37.809	14.1	279
MFB0597	430TP2000	PCM	260	100	33.704	3	368
MFB0598	50H800	Moyno	390	150	22.750	0	818
MFB0608	40-40-1200	Geremía	45	100	13.125	22	2778
MFB0610	350-5100	BMW	112	82	80.488	18	1313
MFB0611	900G2300	Liftq	330	150	19.185	12	639
MFB0614	28-40-2100	Geremía	370	150	84.444	10.8	344
MFB0615	130-1600	Grifing	760	100	33.805	18	303
MFB0621	550-D-2300	Liftq	396	150	25.455	10	106
MFB373	200TP1800	PCM	300	70	44.000	38	1267
MFB388	40-40-1200	Geremía	110	120	48.611	22	1349
MFB414	200TP1800	PCM	200	150	50.400	16	1148
MFB427	40-40-1200	Geremía	270	150	89.444	26	1714
MFB478	22-40-2500	Geremía	460	200	12.600	24	2495
MFB489	350-5100	BMW	180	282	7.092	14	870
MFB535	40-40-1200	Geremía	100	120	53.472	3.5	2694
MFB537	350-5100	BMW	220	150	25.333	17	654
MFB540	54N275	Moyno	190	150	45.818	30	1047
MFB542	22-40-2500	Geremía	270	150	29.867	2	473
MFB557	520-3500	BMW	320	100	67.308	0	753
MFB569	430TP2000	PCM	500	150	43.210	0.1	637
MFB573	22-40-2500	Geremía	500	150	46.667	8	698
MFB613	22-40-2500	Geremía	280	150	26.133		

**Tabla 1.2** Datos Generales de los pozos completados con BCP en el Yacimiento U1 MFA33.

Pozos	Tipo de Bomba	Marca	RPM	Eficiencia	% A y S	RGP
MFA127	350-5100	BMW	180	17.22	40	1500
MFA167	350-5100	BMW	150	22.67	50	500
MFA170	54N275	Moyno	150	43.27	50	400
MFA172	200TP1800	PCM	200	13.94	8	2000
MFA173	300TP1800	PCM	200	19.50	20	632
MFA175	50N195	Moyno	200	38.59	30	400
MFA183	350-5100	BMW	180	11.11	53	1071
MFA184	22-40-2500	Geremia	200	25.90	6	400
MFA191	300TP1800	PCM	180	24.56	10	295
MFA195	300TP1800	PCM	200	33.16	5	340
MFA204	350-5100	BMW	180	33.33	12	326
MFA205	20-40-2100	Geremia	200	21.67	7	289

## ***ANEXO 2***

## DATOS PVT YACIMIENTO U1,3 MFB 53

Presión original @ 3280', psi	1150
Presión de burbuja, psi	1160
Temperatura del yacimiento, °F	137
Gravedad API, °API	9,4
Gravedad específica del gas, adim	0,69

## CORRELACIÓN TOTAL C.F.P. (gAPI<10°)

Presión	Rs	Bo
<b>1160</b>	<b>108</b>	<b>1,074</b>
1100	102	1,071
1000	93	1,067
900	84	1,062
800	75	1,058
700	66	1,053
600	57	1,049
500	48	1,044
400	38	1,039
300	29	1,035
200	20	1,030
100	10	1,025
0	0	1,020

## VISCOSIDAD, cP

Presión	@137 °F	@180 °F	@210 °F
1160	684		
1000	732	174	76
800	829	200	83
600	983	235	91
400	1237	277	104
200	1705	339	123
0	3311	483	164

## PROPIEDADES DEL GAS@ 137 °F

Presión	Z	Bg, PCY/PCN
1000	0,921	0,01531
750	0,937	0,02067
500	0,953	0,03134
250	0,973	0,06196

## DATOS PVT YACIMIENTO U1 MFA 33

Presión original @ 3584', psi	1220
Presión de burbuja, psi	925
Temperatura del yacimiento, °F	142
Gravedad API, °API	9.7
Gravedad específica del gas, adim	0,7

## CORRELACIÓN TOTAL C.F.P. (gAPI<10°)

Presión	Rs	Bo
<b>924</b>	<b>90</b>	<b>1,065</b>
900	87	1,064
800	78	1,059
700	68	1,054
600	59	1,049
500	49	1,045
400	40	1,040
300	30	1,035
200	20	1,030
100	10	1,025
0	0	1,020

## VISCOSIDAD, cP

Presión	@142 °F
925	858
700	1104
500	1414
450	1483
200	1966
100	2137

## PROPIEDADES DEL GAS@ 142 °F

Presión	Z	Bg, PCY/PCN
800	0,9317	0,01982
400	0,9753	0,04149
200	0,9802	0,08341

# ***ANEXO 3***

**Tabla 3.1** Servicio de cabilleros de los Pozos en estudio

Pozo	RPM	Tipo de Bomba	Marca	Fecha Inicio	Fecha Fin	Servicio cabillero	Horas	Costo Servicio
MFA127	150	350-5100	BMW	25/02/00	30/03/00	CONVERTIR A PRODUCTOR	39,5	4.914.803,83
MFA167	150	350-5100	BMW	26/02/00	29/03/00	CONVERTIR A PRODUCTOR	39	4.801.439,00
MFA167	150	350-5100	BMW	09/05/00	01/06/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	56,5	6.156.480,58
MFA170	150	54N275	Moyno	16/01/00	19/01/00	SFH PUNTA LIBRE Y COMPLETO	44	911.376,00
MFA170	150	54N275	Moyno	24/09/02	08/10/02	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	49,4	8.321.811,00
MFA172	200	200TP1800	PCM	28/08/00	10/10/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	80,1	14.672.702,07
MFA172	200	200TP1800	PCM	04/04/01	06/04/01	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	55,2	8.856.550,00
MFA172	200	200TP1800	PCM	11/03/02	13/03/02	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	57,1	9.105.992,29
MFA175	200	50N195	Moyno	19/01/00	29/01/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	54	6.668.293,83
MFA175	200	50N195	Moyno	12/06/01	18/06/01	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	63,8	10.253.542,17
MFA178	150	40-40-1200	Geremia	04/09/00	11/10/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	57,6	9.971.184,40
MFA183	180	350-5100	BMW	21/02/00	06/04/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	50	6.060.709,83
MFA183	180	350-5100	BMW	05/12/01	14/12/01	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	59,5	9.658.099,00
MFA183	180	350-5100	BMW	20/12/01	14/01/02	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	27,5	5.601.239,75
MFA184	180	22-40-2500	Geremia	24/03/01	26/03/01	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	63,8	9.985.604,58
MFA191	200	300TP1800	PCM	29/11/00	01/12/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	57,6	9.905.176,00
MFA195	200	300TP1800	PCM	31/12/99	06/01/00	SFH PUNTA LIBRE Y COMPLETO	72	8.467.001,00
MFA195	200	300TP1800	PCM	13/01/00	21/01/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	62,5	7.547.824,67
MFA195	200	300TP1800	PCM	25/03/00	06/04/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	53	6.291.896,83

Continuación *Tabla 3.1*

Pozo	RPM	Tipo de Bomba	Marca	Fecha Inicio	Fecha Fin	Servicio cabillero	Horas	Costo Servicio
MFA195	200	300TP1800	PCM	30/06/00	05/07/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	54,5	6.781.658,67
MFA195	200	300TP1800	PCM	04/08/00	04/08/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	62,12	10.640.335,44
MFA195	200	300TP1800	PCM	28/09/00	03/10/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	79,2	13.147.624,70
MFA204	200	350-5100	BMW	02/03/00	04/03/00	LISTO PARA PRODUCIR	51	5.838.437,50
MFA204	200	350-5100	BMW	22/08/01	24/08/01	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	84	9.616.250,00
MFA204	200	350-5100	BMW	31/08/02	02/09/02	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	87,8	10.051.270,83
MFB0583	150	250-4100	BMW	08/10/00	10/10/00	COMPLETACION ORIGINAL	44,8	5.128.666,67
MFB0583	150	250-4100	BMW	07/05/01	10/05/01	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	96	10.990.000,00
MFB0583	150	250-4100	BMW	15/05/02	18/05/02	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	79	9.043.854,17
MFB0583	150	250-4100	BMW	26/07/02	06/09/02	PREPARAR PARA COILED TUBING	90	10.527.626,00
MFB0593	120	430TP2000	PCM	21/02/01	23/02/01	COMPLETACION ORIGINAL	38,4	6.650.955,00
MFB0598	150	50H800	Moyno	25/02/01	27/02/01	COMPLETACION ORIGINAL	51,8	9.050.765,92
MFB0609	200	300TP1800	PCM	28/02/02	03/03/02	COMPLETACION ORIGINAL	94,8	10.852.625,00
MFB0609	200	300TP1800	PCM	21/07/02	24/07/02	PREPARAR PARA COILED TUBING	75	11.456.001,25
MFB0609	200	300TP1800	PCM	08/08/02	11/08/02	CONVERTIR A PRODUCTOR	61,92	9.738.788,00

**Tabla 3.2** Servicio Cabillero de los pozos en estudio entre 70-100 RPM

Pozo	RPM	Tipo de Bomba	Marca	Fecha Inicio	fecha Fin	Servicio Cabillero	Horas	Costos Servicio
MFB0597	100	430TP2000	PCM	27/02/01	01/03/01	COMPLETACION ORIGINAL REEMP. EQUIPO DE	55,2	9.551.627,00
MFB0597	100	430TP2000	PCM	29/01/02	31/01/02	PRODUCCION	55,2	6.319.250,00
MFB0599	73	500G1800	Liftq	06/03/01	08/03/01	COMPLETACION ORIGINAL	57,6	6.594.000,00
MFB0599	73	500G1800	Liftq	25/10/01	28/10/01	CAMBIO DE METODO	72	8.242.500,00
MFB0602	88	430TP2000	PCM	11/03/01	12/03/01	COMPLETACION ORIGINAL	48	5.495.000,00
MFB0603	80	430TP2000	PCM	12/03/01	13/03/01	COMPLETACION ORIGINAL REEMP. EQUIPO DE	48	5.495.000,00
MFB0603	80	430TP2000	PCM	03/05/02	05/05/02	PRODUCCION	91,2	10.440.500,00
MFB0608	100	40-40-1200	Geremía	21/05/01	22/05/01	COMPLETACION ORIGINAL REEMP. EQUIPO DE	49,9	5.712.510,42
MFB0608	100	40-40-1200	Geremía	01/12/01	03/12/01	PRODUCCION	57,1	6.536.760,42
MFB0610	80	350-5100	BMW	07/03/02	11/03/02	COMPLETACION ORIGINAL PREPARAR PARA COILED	84,9	9.719.281,25
MFB0610	80	350-5100	BMW	19/04/02	13/05/02	TUBING	113,2	14.126.446,87
MFB0614	80	28-40-2100	Geremía	25/04/02	27/04/02	COMPLETACION ORIGINAL	55,9	6.399.385,42
MFB0615	100	130-1600	Grifing	08/05/02	13/05/02	COMPLETACION ORIGINAL REEMP. EQUIPO DE	76,1	8.955.074,00
MFB371	80	120TP2000	PCM	08/05/00	10/05/00	PRODUCCION	48	5.495.000,00
MFB371	80	120TP2000	PCM	19/05/00	21/05/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	54	6.181.875,00
MFB371	80	120TP2000	PCM	08/06/00	10/06/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	54	6.181.875,00
MFB371	80	120TP2000	PCM	12/12/01	17/12/01	CAMBIO DE METODO REEMP. EQUIPO DE	49,9	8.263.790,21
MFB375	70	350-5100	BMW	02/06/00	03/06/00	PRODUCCION	38	4.350.208,33
MFB375	70	350-5100	BMW	27/09/01	30/09/01	CAMBIO DE METODO REEMP. EQUIPO DE	69,6	7.967.750,00
MFB375	70	350-5100	BMW	15/10/01	23/10/01	PRODUCCION	51	5.950.688,00
MFB375	70	350-5100	BMW	17/02/02	18/02/02	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	74,4	8.517.250,00

Continuación *Tabla 3.2*

Pozo	RPM	Tipo de Bomba	Marca	Fecha Inicio	fecha Fin	Servicio Cabillero	Horas	Costos Servicio
MFB388	90	40-40-1200	Geremía	27/03/00	02/05/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	49	6.208.148,50
MFB388	90	40-40-1200	Geremía	21/11/01	29/11/01	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	71,7	8.825.534,00
MFB547	100	40-40-1200	Geremía	15/05/00	17/05/00	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	51	5.838.437,50
MFB547	100	40-40-1200	Geremía	15/11/00	15/12/00	PREPARAR PARA COILED TUBING	147,8	22.623.174,58
MFB547	100	40-40-1200	Geremía	29/04/01	30/04/01	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	26,4	3.022.250,00
MFB547	100	40-40-1200	Geremía	19/12/01	21/12/01	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	43,2	4.945.500,00
MFB547	100	40-40-1200	Geremía	02/02/02	04/02/02	REEMP. EQUIPO DE PRODUCCION	58,8	6.731.375,00
MFB570	100	300TP1800	PCM	24/08/00	24/08/00	COMPLETACION ORIGINAL	7,2	1.093.651,20
MFB570	100	300TP1800	PCM	18/11/00	11/12/00	PREPARAR PARA COILED TUBING	122,4	17.007.682,40

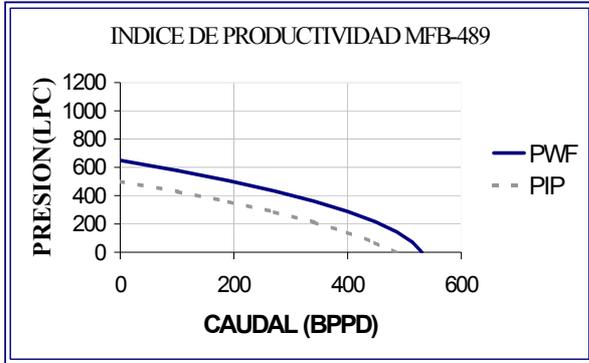
# ***ANEXO 4***

# ***ANEXO 5***

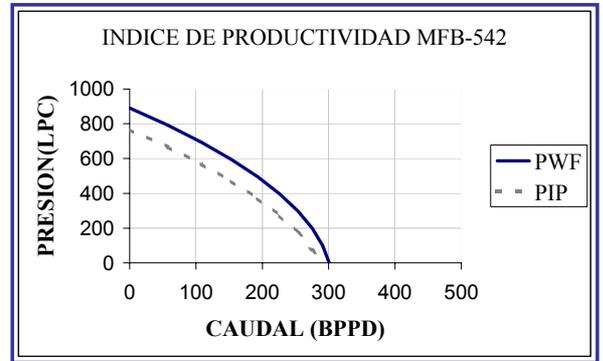
# POZOS CAMPO BARE

## GRUPO # 1

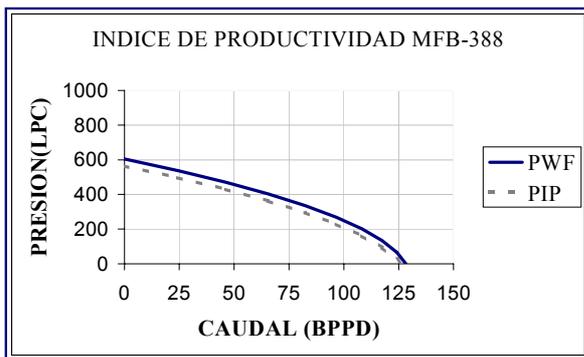
MFB 489



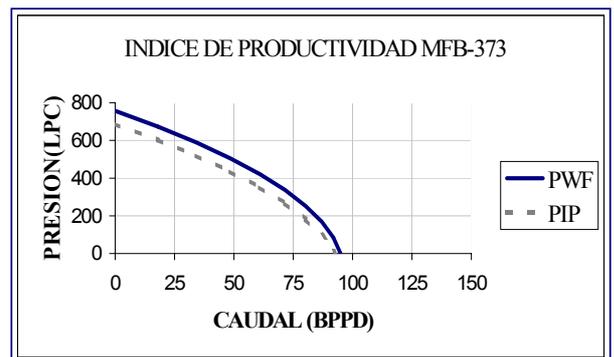
MFB 542



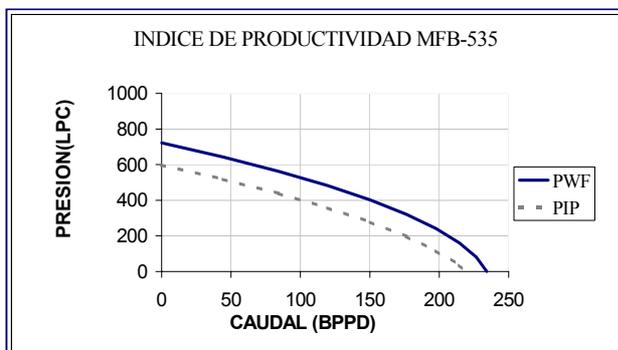
MFB 388



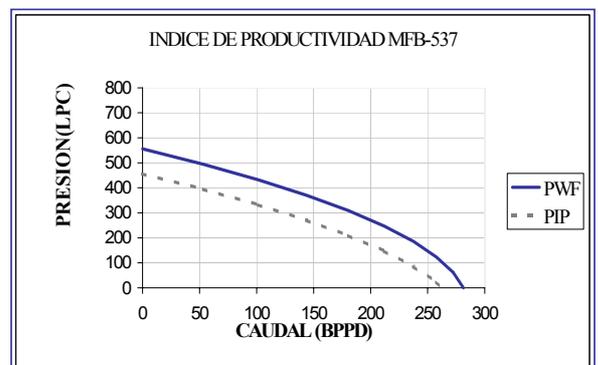
MFB 373



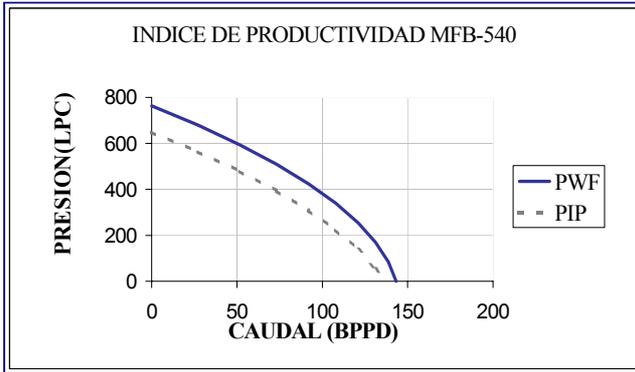
MFB 535



MFB 537

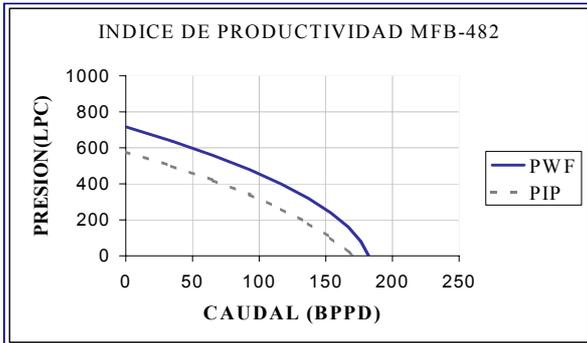


MFB 540

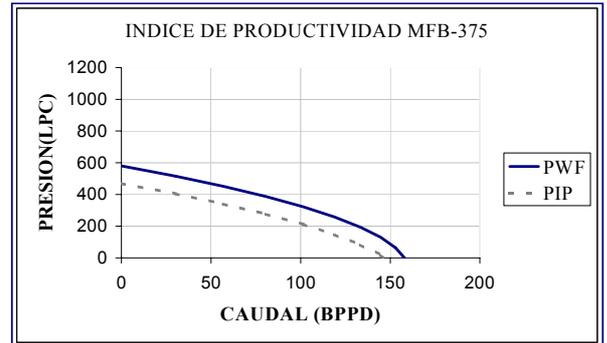


## GRUPO # 2

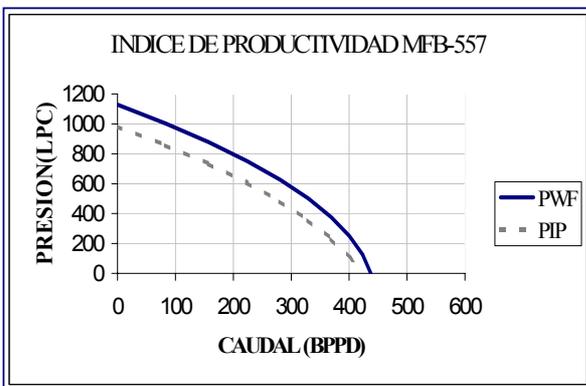
MFB 482



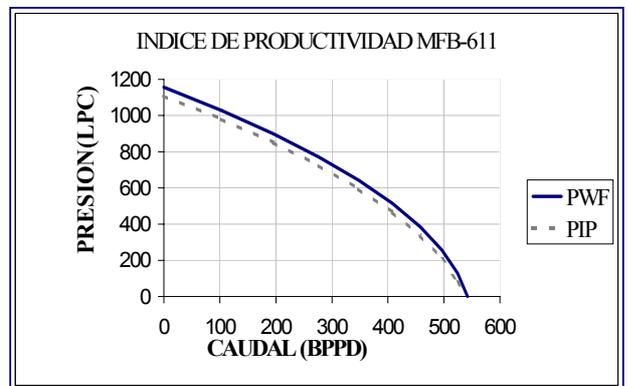
MFB 375



MFB 557

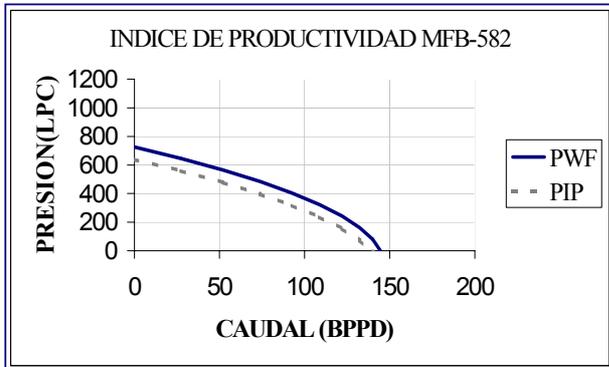


MFB 611

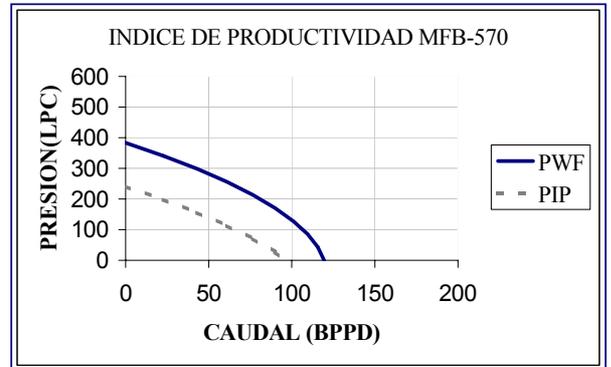


# GRUPO # 3

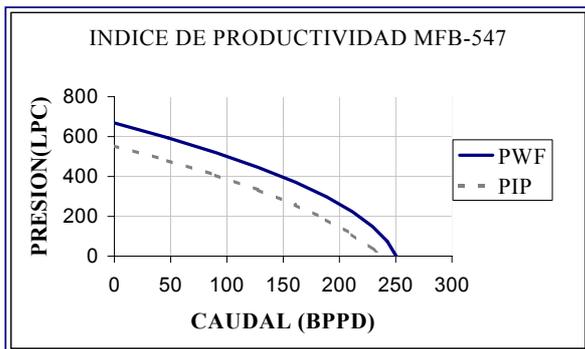
MFB 582



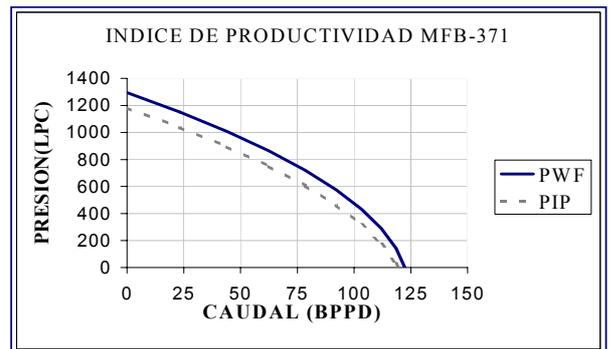
MFB 570



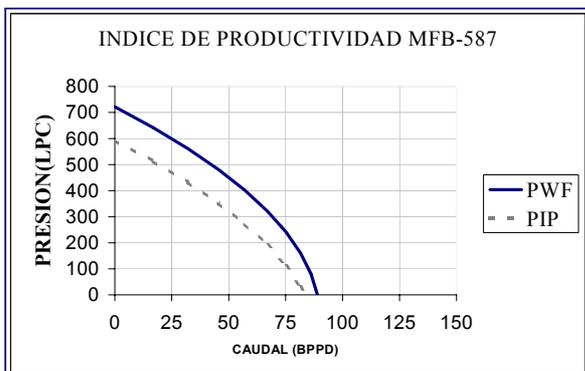
MFB 547



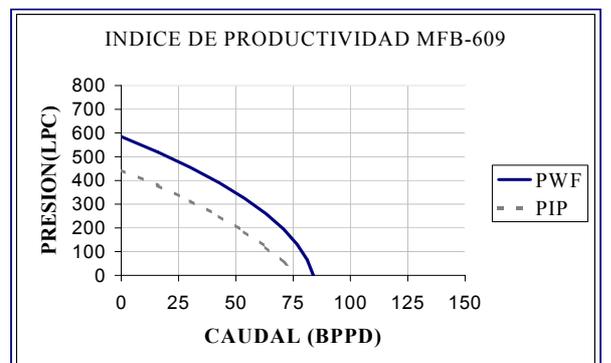
MFB 371



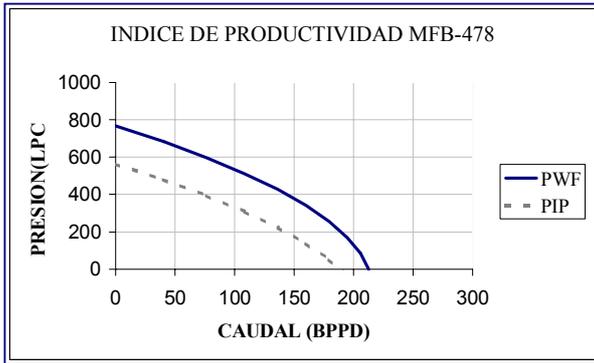
MFB 587



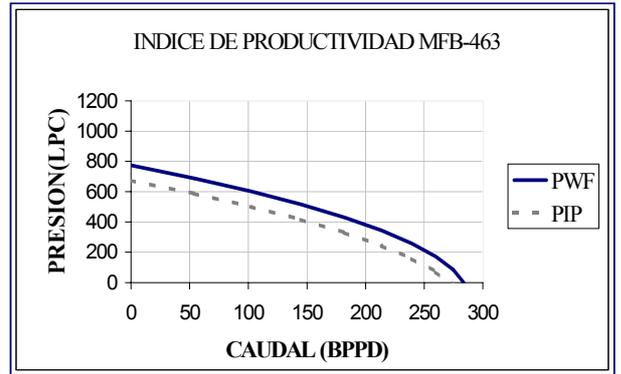
MFB 609



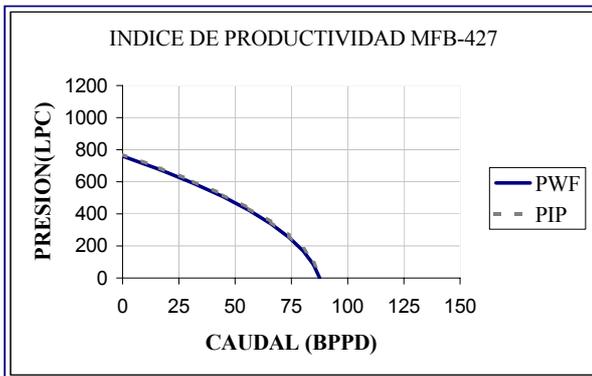
MFB 478



MFB 463

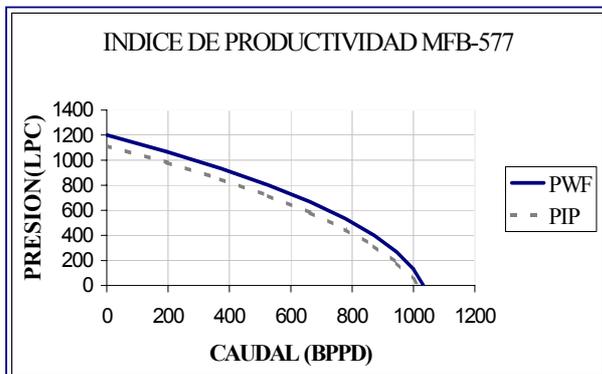


MFB 427

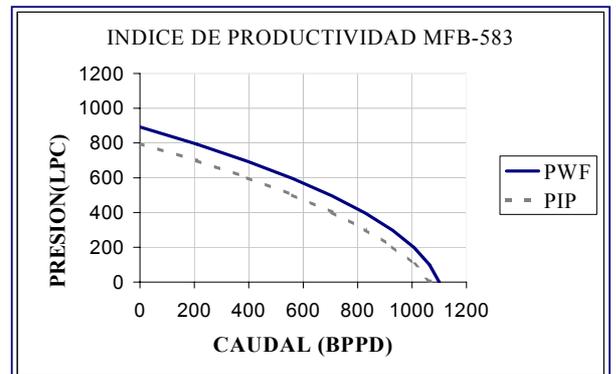


## GRUPO # 4

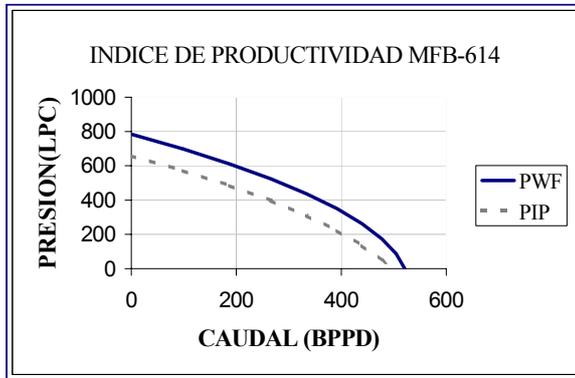
MFB 577



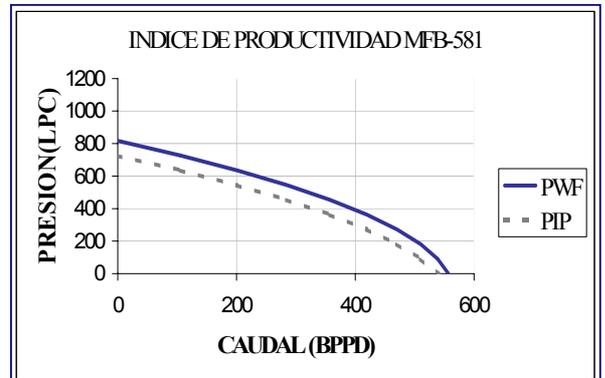
MFB 583



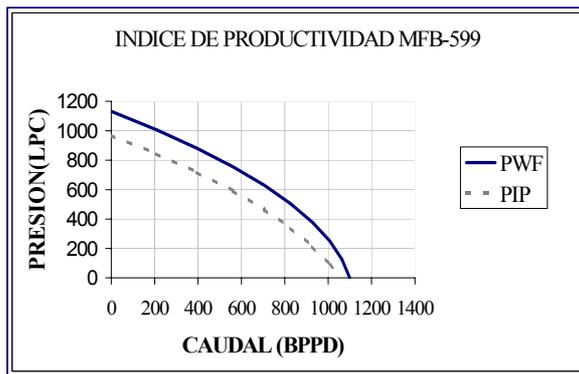
MFB 614



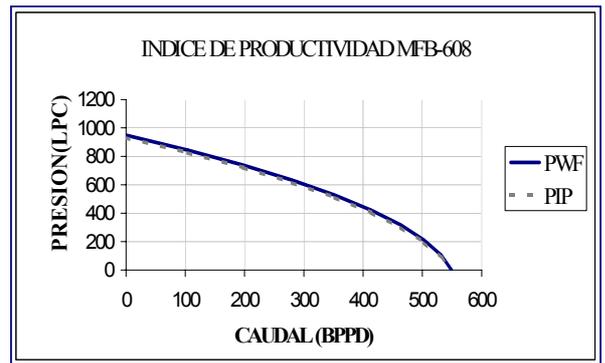
MFB 581



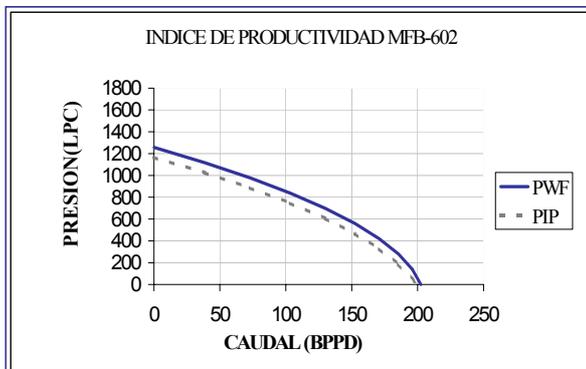
MFB 599



MFB 608

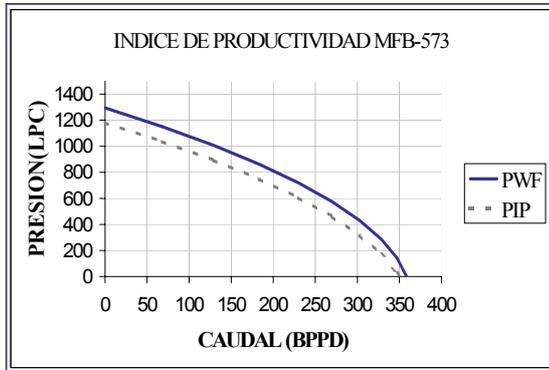


MFB 602

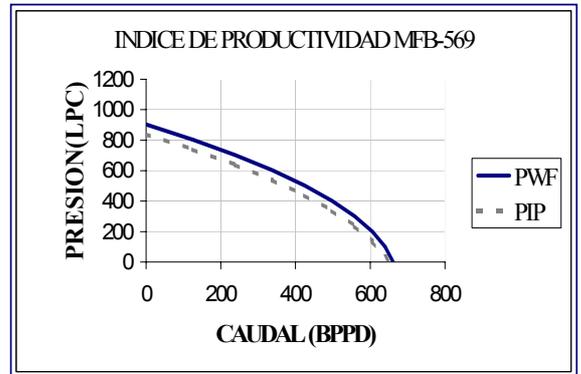


# GRUPO # 5

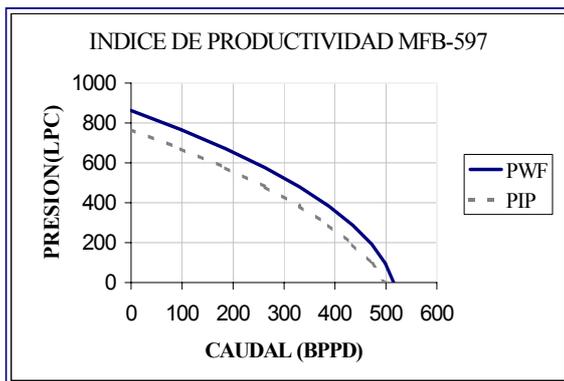
MFB 573



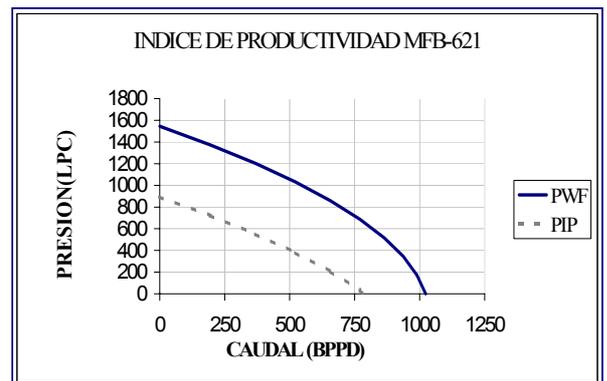
MFB 569



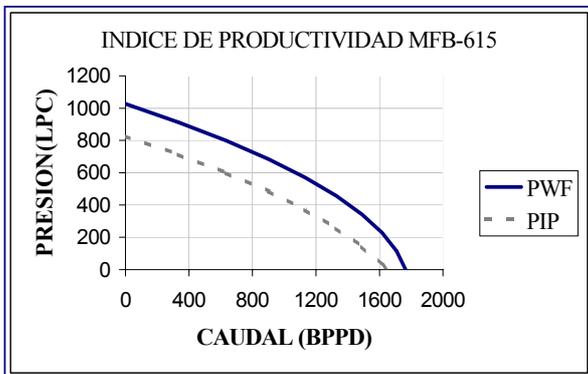
MFB 597



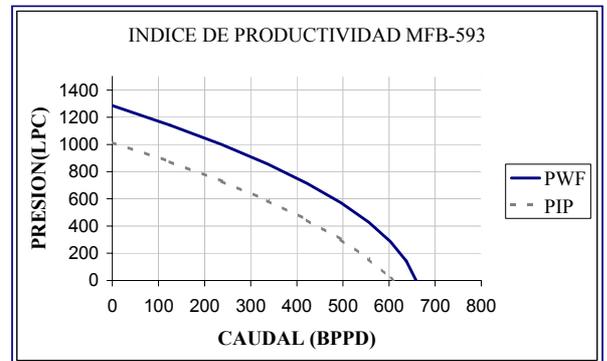
MFB 621



MFB 615

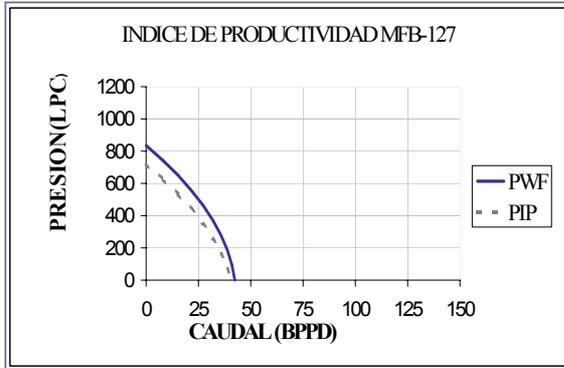


MFB 593

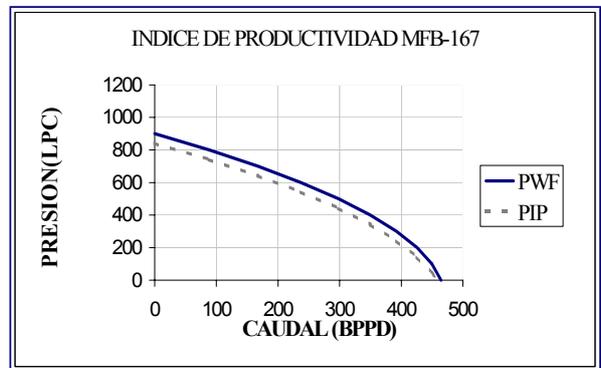


# POZOS CAMPO ARECUNA

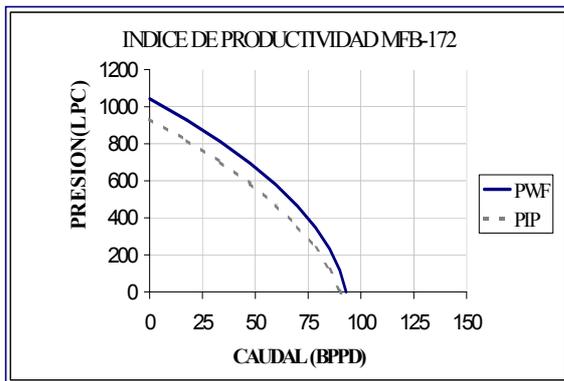
MFA 127



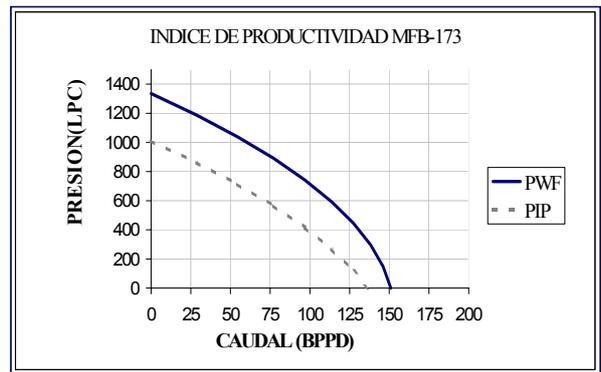
MFA 167



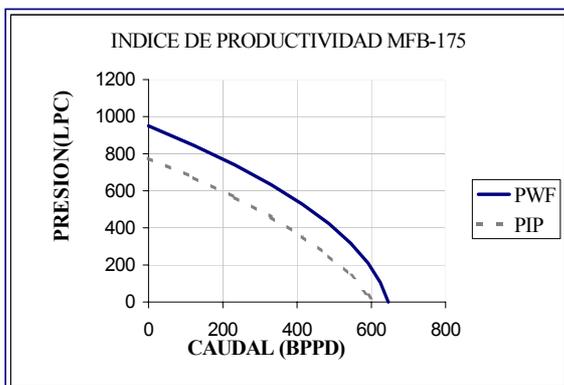
MFA 172



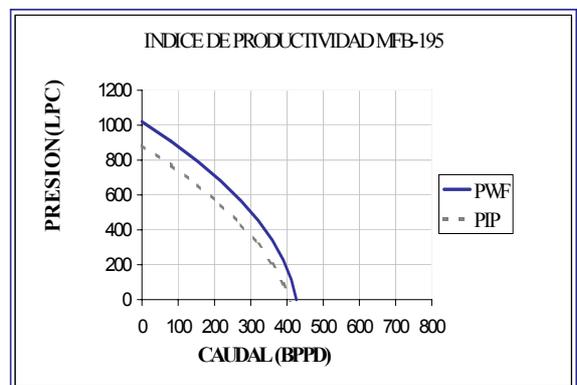
MFA 173



MFA 175



MFA 195





**Tabla 5.1** Datos de los Pozos del Yacimiento U1,3 MFB 53 del Campo Bare para la construcción de las IPR

Fecha @ NE	Pozos	NE	% Líquido		ND	P anular	Fecha @ Bom	Prof. Arena		Prof. Bomba	
			NE	ND				TVD	MD	TVD	MD
19/04/02	MFB0587	1703	100	32	1179	97	16/02/02	3180	3765	2858	3111
11/04/02	MFB0599	528	100	95	1293	11	28/10/01	3353	4680	2944	3077
11/04/02	MFB0603	1460	100	78	807	168	06/05/02	3365	3900	3090	3248
23/04/02	MFB0609	1629	71	26	1339	105	24/07/02	3352	3940	3000	3150
01/01/02	MFB371	333	98	80	1649	3	14/12/01	3255	3277	2970	3032
12/10/01	MFB375	2338	92	65	2041	218	19/02/02	3150	3432	2755	2783
09/07/02	MFB463	666	60	36	838	90	01/06/02	3383	4889	3130	3262
01/07/02	MFB482	1700	99	34	2263	141	23/11/01	3150	3630	2804	2893
02/05/02	MFB547	1582	100	90	2074	38	04/02/02	3185	3502	2900	3140
07/03/02	MFB570	2381	100	41	2408	93	06/03/02	3347	3803	2990	3434
19/06/02	MFB577	666	99	53	1204	168	18/01/02	3388	3894	3173	3384
28/05/02	MFB581	1331	100	40	1348	132	06/10/01	3388	4707	3160	3368
13/12/02	MFB582	1564	100	54	1703	107	04/05/02	3192	3626	2973	3168
18/06/02	MFB0593	686	100	96	1151	74	23/02/01	3541	4902	2840	3080
15/06/02	MFB0597	1037	92	65	1680	128	31/01/02	3142	3160	2900	3081
14/05/02	MFB0610	859	100	71	2122	86	12/05/02	3147	4493	2880	3161
03/04/02	MFB0611	1737	98	93	1748	12	02/04/02	3094	4665	2973	3199
22/06/02	MFB0614	1404	98	33	1012	57	27/04/02	3337	4914	3020	2672
02/05/02	MFB0615	498	100	56	735	74	19/04/02	3084	4136	2584	2923
02/08/02	MFB0621	668	99	?	1244	19	12/06/02	3039	4361	2731	2991
04/06/02	MFB373	1701	99	78	1802	169	05/07/01	3096	3370	2919	3229
22/04/02	MFB388	1763	99	56	2614	77	28/11/01	3070	3508	2967	3122
03/05/02	MFB414	1620	73	63	1891	79	19/04/02	3175	4372	2977	4630
18/06/02	MFB427	1581	78	30	1884	69	09/10/01	3357	3872	3386	2783
30/04/02	MFB478	1620	73	21	1054	80	02/05/02	3251	4778	2742	2829
11/04/02	MFB489	1623	96	64	1543	107	15/05/02	3104	3750	2730	2871
15/06/02	MFB542	913	33	93	1578	103	07/04/01	3050	3660	2739	2910
28/07/02	MFB557	666	100	78	1325	110	26/07/98	3180	3617	2815	3262

Continuación *Tabla 5.1*

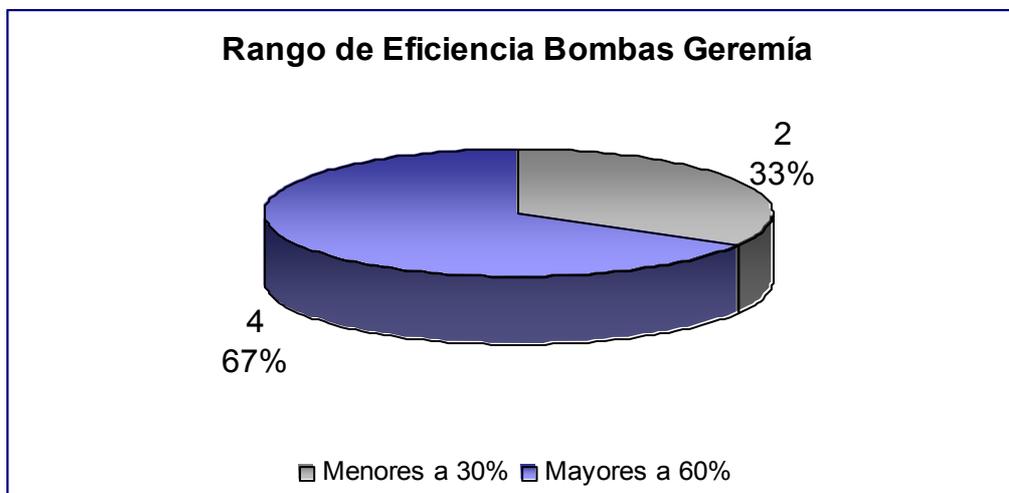
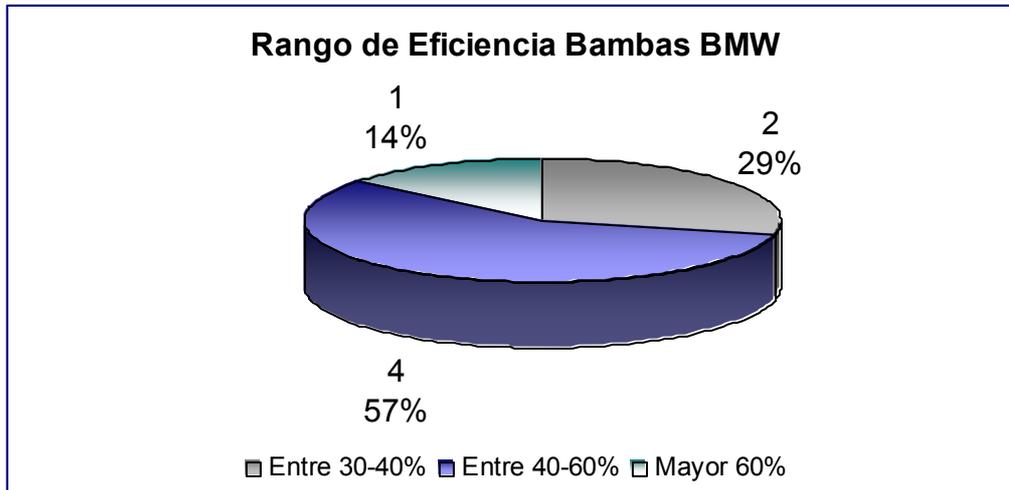
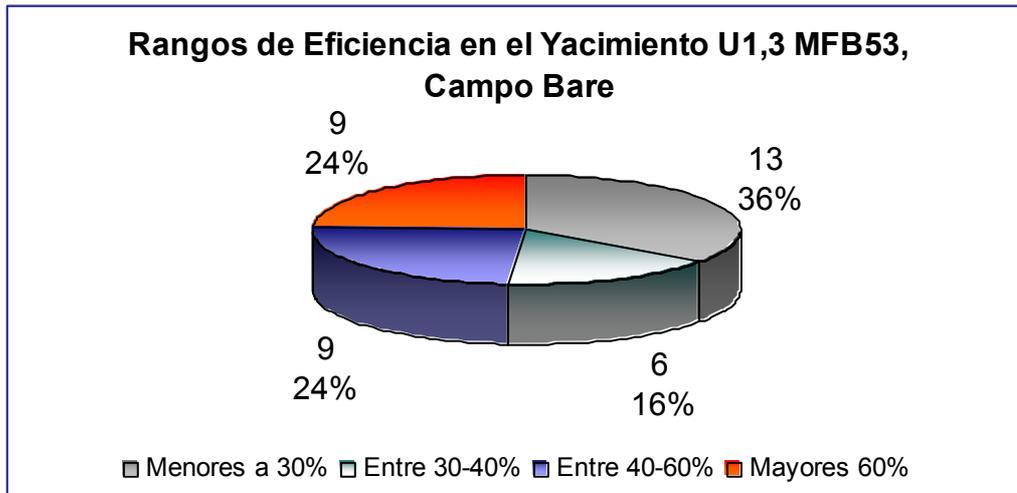
Fecha @ NE	Pozos	NE	% Líquido				P anular	Fecha @ Bom	Prof. Arena		Prof. Bomba	
			NE	ND	ND	ND			TVD	MD	TVD	MD
17/04/02	MFB569	1235	99	36	1281	122	11/08/01	3207	3591	3048	3071	
15/05/02	MFB573	480	100	67	1170	113	04/09/00	3200	3782	2913	2829	
01/05/02	MFB 535	1398	99	93	1457	12	15/05/02	3016	4380	2705	2890	
15/06/02	MFB 537	1596	83	36	1302	47	18/01/02	3015	3468	2765	2831	
30/04/02	MFB 540	1302	100	31	1034	70	14/05/02	3007	3493	2718	2906	

**Tabla 5.2** Datos de los Pozos del Yacimiento U1 MFA 33 del Campo Arecuna para la construcción de las IPR

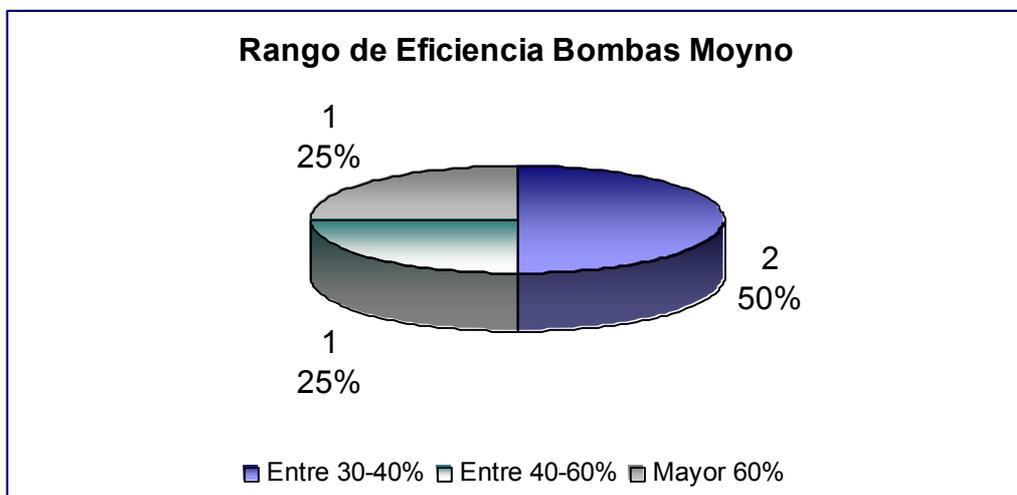
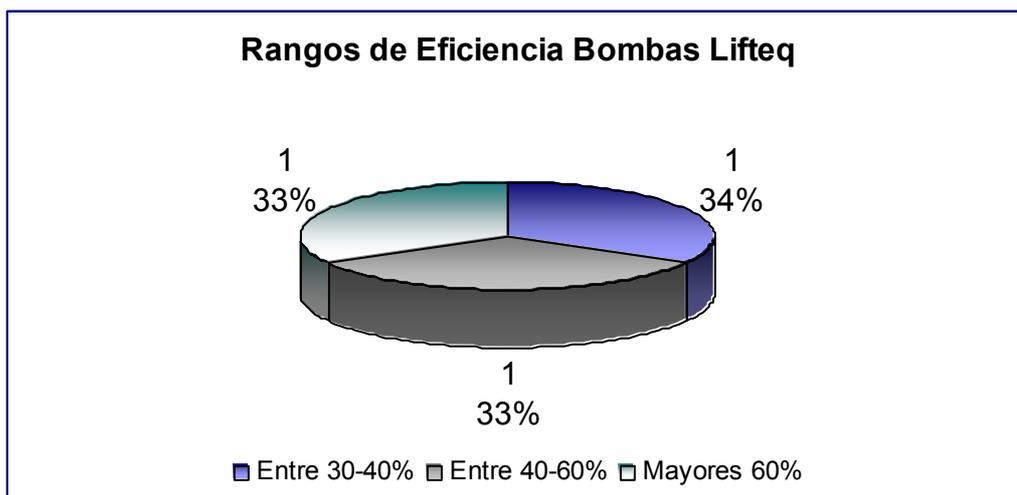
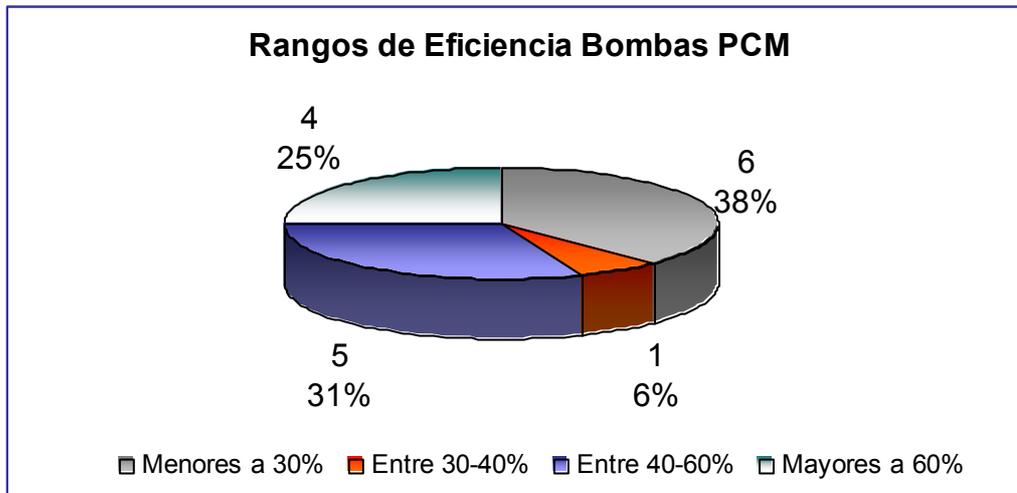
Pozos	Fecha @ Bom	Profundidad de la Arena		Profundidad de la Bomba		% Líquido	P anular
		TVD	MD	TVD	MD	ND	
MFA127	26/02/00	*	3502	*	3300	86	0
MFA167	13/05/00	3377	4266	3230	3594	90	0
MFA170	17/01/00	3302	3947	*	2802	37	135
MFA172	07/04/01	3410	3722	3135	3200	21	93
MFA173	24/10/01	3465	4158	2650	2706	93	83
MFA175	17/06/01	3482	3822	3045	3070	96	22
MFA178	05/09/00	3314	3756	3055	3135		4
MFA183	12/01/02	3389	3882	2964	2995	82	24
MFA184	27/03/01	3218	4090	*	3011	30	177
MFA191	01/12/00	3373	4028	2848	2900	92	113
MFA195	01/10/00	3217	4260	2875	3054	28	177
MFA204	24/03/01	3561	4187	2888	3440	100	115
MFA205	25/08/01	3530	4405	3132	3249	32	180

# ***ANEXO 6***

## Gráficos de Eficiencia por Fabricante



Continuación Gráficos de Eficiencia por Fabricante



# ***ANEXO 7***

**Tabla 7.1** Valores Promedio por Grupo

	Pozos	IPR	P est	Q	Qmax	IPlineal	Q nominal	Eficien Prom	% A y S Prom	RGP Prom	Q Prom Nominal	Q Prom	Producción Neta (Bbls)
					Bbls								
Grupo 1	MFB 373	1,338	757,801	300	730,79	1,537	175,7						69868900
	MFB 537	0,597	555,614	220	322,43	0,821	525						9614041
	MFB 535	0,623	722,33	100	304,09	0,69	288						3618742
	MFB 610	0,117	975,488	112	139,45	0,187	287						2641
	MFB 489	1,035	650,125	180	473,19	1,173	987						12656374
	MFB 542	0,259	890,951	270	318,34	0,451	520						6563386
	MFB 540	0,27	763,705	190	240,92	0,42	412,5						7385984
	MFB 388	0,138	604,865	110	125,94	0,256	56,4	43,043	15,21	1200	406,45	185,25	22605482
Grupo 2	MFB 478	0,598	767,443	460	568,61	0,966	400						22904309
	MFB 482	0,131	716,45	100	121,42	0,218	301,6						12113307
	MFB 375	0,6	579,399	200	315,8	0,790	225,75						47134974
	MFB 414	0,419	745,195	200	298,48	0,570	376,5						24422235
	MFB 611	0,333	1156,37	330	432.0.47	0,503	1350						7326
	MFB 557	0,551	1128,11	320	538,14	0,705	520	35,606	10,41	1414,33	528,975	268,333	2994962
Grupo 3	MFB 463	0,4	773,71	170	275,54	0,502	527,35						7970125
	MFB 609	0,306	584,555	110	167,6	0,411	377						28477
	MFB 427	0,294	756,497	270	315,54	0,521	360						6750759
	MFB 570	0,937	383,492	180	307,42	1,189	377						845789
	MFB 371	0,082	1295	104	129,85	0,131	150						64860753
	MFB 582	0,277	726,299	110	178,59	0,359	253,51						550636
	MFB 547						240						2315959
	MFB 587	0,243	721,354	130	180,77	0,347	1190	33,664	13,8	2108	434,3575	153,429	957976
Grupo 4	MFB 602						475,2						1560860
	MFB 608	0,034	948,566	45	51,055	0,065	240						922
	MFB 577	0,348	1200	400	502,57	0,550	1550						4,60E+06
	MFB 583						375						755399
	MFB 603	0,447	879,128	300	412,05	0,645	432						2146510

Continuación *Tabla 7.1*

	<b>Pozos</b>	<b>IPR</b>	<b>P est</b>	<b>Q</b>	<b>Qmax</b>	<b>IPlineal</b>	<b>Q nominal</b>	<b>Eficien</b>	<b>% A y S</b>	<b>RGP</b>	<b>Q Prom</b>	<b>Q</b>	<b>Producción</b>
					<b>Bbls</b>			<b>Prom</b>	<b>Prom</b>	<b>Prom</b>	<b>Nominal</b>	<b>Prom</b>	<b>Neta (Bbls)</b>
	MFB 581	0,758	816,608	370	572,28	1,009	1058,32						4466001
	MFB 614	3,205	784,63	370	2582,6	3,205	336						57081
	MFB 599	1,145	1132,13	490	1001,9	1,369	183	24,18	14,6375	1026,5	581,19	329,167	960851
Grupo 5	MFB 573	0,546	1294,72	500	711,22	0,767	750						4,17E+06
	MFB 597	0,549	862,576	260	421,35	0,714	540						798270
	MFB 593	0,9361	1285	350	863,12	1,072	377						324500
	MFB 615	2,228	1026,62	760	1700,8	2,605	820						29693
	MFB 621						825						4207
	MFB 598						1200	39,039	7,6	458,4286	760,28571	474	1171877