

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO YAGUARÁ**

**JENNY VIVIANA POLANÍA VARGAS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
INGENIERIA DE PETROLEOS  
NEIVA  
2008**

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO YAGUARÁ**

**JENNY VIVIANA POLANÍA VARGAS**

**Informe de pasantía presentado como requisito  
para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Directores**  
**JOSÉ MANUEL GUZMÁN CLAROS**  
**Ingeniero de petróleoos**  
**ERVIN ARANDA ARANDA**  
**Ingeniero de petróleoos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**INGENIERIA DE PETROLEOS**  
**NEIVA**  
**2008**

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos a:

Ing. José Manuel Guzmán. co – director de la pasantía supervisada, por su valiosa colaboración y por compartir sus conocimientos y experiencias profesionales.

Ing, Ervin Aranda Aranda. Por aceptar ser mi co – director de la pasantía y por su colaboración.

Ing. Hernando Mayorga Sánchez. Por sus consejos y por compartir sus conocimientos.

A los ingenieros Marlio Roa y Julio Cesar García. Por su valiosa gestión.

A los ingenieros del área de intervención a pozos del Campo Yaguará, Helem Meneses, Oscar Julián Jaramillo y Wilson Pastrana. Por llevarme a los diferentes trabajos realizados en el campo y por sus enseñanzas.

Compañía PETROBRAS INTERNATIONAL.

Universidad Surcolombiana.

A las personas que con sus aportes han hecho posible realizar este informe final.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</b>	<b>12</b>
<i>1.1 Aplicaciones de las BES</i>	13
1.1.1 Ventajas	13
1.1.2 Desventajas	13
<i>1.2 Componentes de Subsuelo del Bombeo Electrosumergible</i>	14
1.2.1 Bomba	14
1.2.2 Sección de entrada o intake	15
1.2.3 Protector	16
1.2.4 Motor	18
1.2.5 Cable de potencia	19
<b>2. GENERALIDADES DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS</b>	<b>20</b>
<i>2.1 Formación Caballos</i>	22
2.1.1 Caballos B	23
2.1.2 Caballos A	24
<b>3. HISTORICO DE FALLAS ESP</b>	<b>25</b>
<i>3.1 Revisión de la Información</i>	25
<i>3.2 Parámetros tenidos en cuenta</i>	25
<i>3.3 Causas de Falla</i>	27
<b>4. TIEMPO MEDIO ANTES DE FALLA DE LAS BOMBAS ESP</b>	<b>32</b>
<i>4.1 Método de Supervivencia</i>	32
<i>4.2 Cálculo del MTBF y Curvas de Supervivencia</i>	34

<b>5. FORMACIÓN DE ESCAMAS Y ACTIVIDAD BACTERIANA EN EL CAMPO YAGUARÁ</b>	<b>36</b>
<i>5.1 Formación de Escamas</i>	36
<i>5.2 Impacto del H<sub>2</sub>S en la formación de depósitos</i>	38
<b>6. VERIFICACIÓN DEL DISEÑO DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES INSTALADAS ACTUALMENTE EN EL CAMPO YAGUARÁ</b>	<b>40</b>
<b>7. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ</b>	<b>45</b>
<b>8. CONCLUSIONES</b>	<b>48</b>
<b>9. RECOMENDACIONES</b>	<b>50</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>53</b>
<b>ANEXOS</b>	

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Sistema de Bombeo Electrosumergible	12
Figura 2 (a) Etapas de una Bomba, (b) Impulsor, (c) Difusor	15
Figura 3 (a) Separador de Gas Estático, (b) Separador de Gas Dinámico	16
Figura 4 Protector Tipo Laberinto	17
Figura 5 Protector Tipo Bolsa	17
Figura 6 Motor de B.E.S	18
Figura 7 Cables de Potencia	19
Figura 8 Localización del Campo	20
Figura 9 Columna Estratigráfica General	21
Figura 10 Registro tipo del reservorio de la Formación Caballos	23

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfica 1. Causas de intervención por pozo sistema ESP Campo Yaguará desde abril de 1999 a julio de 2007	28
Gráfica 2. Intervenciones ESP desde abril de 1999 a julio de 2007	28
Gráfica 3. Run life ESP actualmente instaladas a agosto de 2007	29
Gráfica 4. Corridas por pozo ESP a julio de 2007	30
Gráfica 5. Curva de Supervivencia	34
Gráfica 6. Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA092H (generado en el Well Flo)	41
Gráfica 7. Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA092H (suministrada por Reda)	41
Gráfica 8. Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA094H (generado en el Well Flo)	42
Gráfica 9. Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA094H (suministrada por Reda)	42
Gráfica 10. Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA104 (generado en el Well Flo)	43
Gráfica 11. Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA104 (suministrada por Reda)	43
Gráfica 12. Historia de producción del Campo Yaguará	45
Gráfica 13 Producción de pozos con Bombas PCP	45
Gráfica 14 Producción de pozos con Bombas ESP	47
Gráfica 15 Desempeño de la bomba 129 DN 1400 en el pozo MA092H	51
Gráfica 16 Desempeño de la bomba 57 DN 675 en el pozo MA094H	52

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Análisis fisicoquímico de las aguas de formación	36
---	----

## RESUMEN

Uno de los factores más importantes en las empresas operadoras de campos petroleros es la relación costo – beneficio, el cual marca una pauta para la realización de trabajos o desarrollo de proyectos que contribuyan al incremento en la producción de hidrocarburos en un campo.

Con la elaboración de este informe final se da a conocer el trabajo desarrollado durante la pasantía supervisada en la empresa Petrobras International Campo Yaguará, el cual tiene como principal objetivo la optimización del bombeo electrosumergible. Este proceso de optimización inicia con la elaboración de un histórico de fallas y finaliza con las conclusiones y recomendaciones que mejoraran aspectos operacionales de las ESP.

Con los capítulos primero y segundo de este informe se busca dar una pequeña introducción a lo que es un sistema de bombeo electrosumergible, sus partes y las principales generalidades de las formaciones productoras del Campo Yaguará.

Los capítulos tres y cuatro hablan de las causas de intervención a los pozos con sistema ESP y el tiempo medio entre fallas (MTBF). En ellos se explica la metodología empleada y los criterios que se tuvieron en cuenta para la elaboración del histórico de fallas. A partir de este histórico se hicieron análisis estadísticos en los cuales se evidencia claramente que las principales fallas en los equipos ESP se deben a la presencia de sólidos en los pozos. También se obtuvo las curvas de supervivencia teórica y calculada para los equipos instalados en el campo.

En el capítulo cinco se da una explicación a la formación de escamas y la influencia de la actividad de bacterias sulfatoreductoras en el campo.

Finalmente en los capítulos seis y siete se hace una verificación del diseño de las bombas electrosumergibles que operan actualmente en el campo y un análisis de la producción con sistema de levantamiento ESP.

## **ABSTRACT**

One of the most important factors in the operating companies of oil fields is the relation cost - benefit, which sets to a standard for the accomplishment of works or development of projects that contribute to the increase in the hydrocarbon production in a field.

With the elaboration of this closing report one occurs to know the work developed during pasantía supervised in the company Petrobras International Yaguará Field, which has like main objective the optimization of the electrosumergible pumping. This process of optimization initiates with the elaboration of an historical one of faults and finalizes with the conclusions and recommendations that improved operational aspects of the ESP.

With the chapters first and second of this report one looks for to give a small introduction to which it is a system of electrosumergible pumping, its parts and the main producing majorities of the formation of the Yaguará Field.

Chapters three and four talk about of the causes of intervention to wells with system ESP and the average time between faults (MTBF). In them one explains the used methodology and the criteria that considered for the elaboration of the historical one of faults. From this historical one statistical analyses became in which evidence clearly that the main faults in equipment ESP must to the solid presence in wells. Also one obtained the curves of theoretical and calculated survival for the equipment installed in the field.

In chapter five one occurs to an explanation to the formation of grudges and the influence of the activity of sulfatoreductoras bacteria in the field.

Finally in chapters six and seven a verification is made of the design of the electrosumergibles pumps that at the moment operate in the field and an analysis of the production with ESP system.

## INTRODUCCION

Actualmente en el Campo Yaguará se encuentran instaladas 22 bombas electrosumergibles de 72 pozos productores en total, las cuales producen alrededor del 52% de la producción total del Campo. La implementación de este sistema de levantamiento comenzó en el año 2003 como una estrategia encaminada a reemplazar el sistema de levantamiento neumático (gas lift) puesto que se presentaba un déficit en la producción de gas del campo y un aumento en la producción de fluidos.

Históricamente no se había realizado un adecuado control operacional sobre las bombas instaladas adoleciendo de un histórico de fallas que permitiera aprovechar la curva de aprendizaje desde el punto de vista de diseño y operación. El aporte de este trabajo se basa en la elaboración del histórico de fallas de todas las bombas electrosumergibles instaladas en el campo, la identificación de las principales causas de intervención a los pozos, un análisis estadístico para determinar el tiempo de operación de las bombas, la revisión del diseño de las bombas instaladas actualmente y unas recomendaciones sobre aspectos operacionales como por ejemplo el rediseño de equipos que trabajan fuera de los rangos óptimos de operación.

## 1. GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Un sistema de bombeo electrosumergible utiliza una bomba centrífuga multietapa para suministrar en los impulsores de las etapas energía cinética al fluido del pozo la cual se transformará en altura o “head” en los difusores, el número de etapas dependerá de la altura dinámica total requerida para el levantamiento de la producción del pozo desde la profundidad de asentamiento de la bomba hasta la superficie. La bomba es accionada por un motor eléctrico bipolar trifásico situado por debajo de la bomba en el subsuelo y este a su vez recibe, a través de un cable eléctrico especial, la fuerza electromotriz desde la superficie. La fuente de energía proviene de un arrancador o de un variador de frecuencia que recibe fuerza electromotriz de una red eléctrica existente o de un generador portátil. Figura 1.

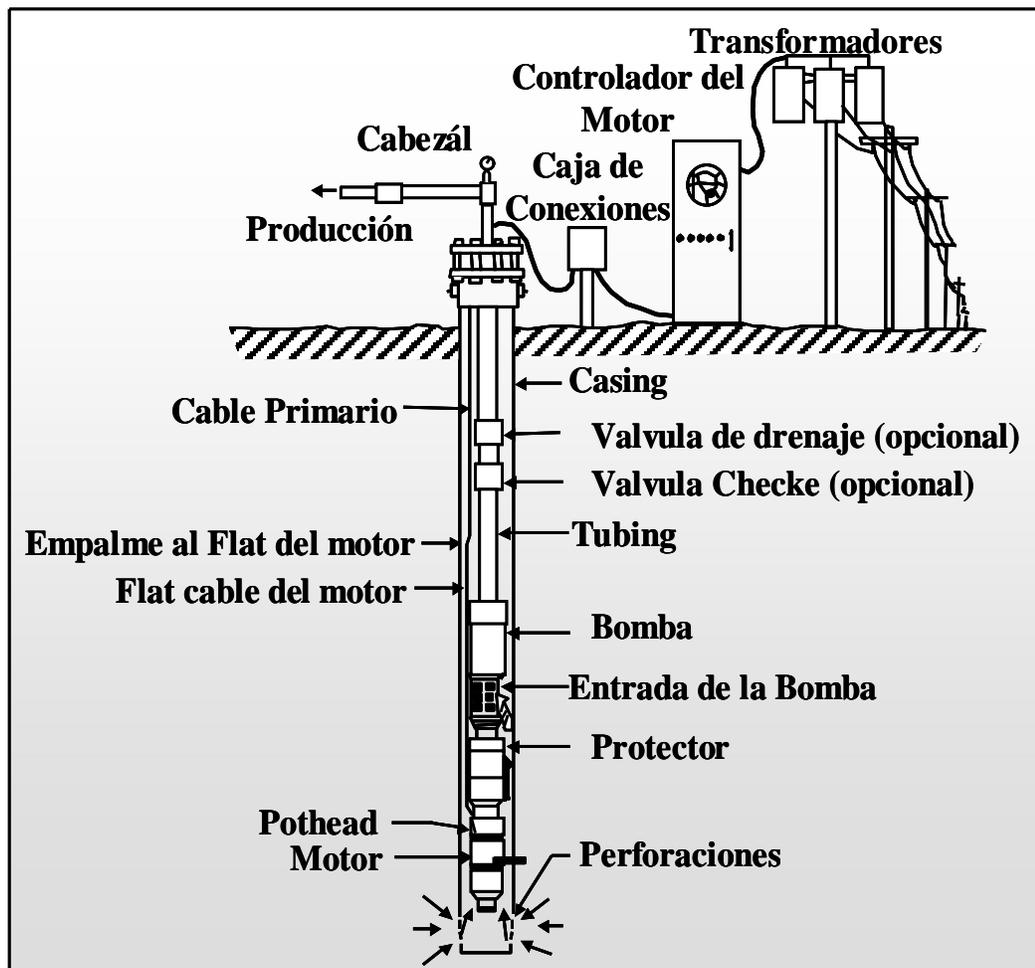


Figura 1. Sistema de Bombeo Electrosumergible

## **1.1 Aplicaciones de las BES**

Instalación en revestimiento hasta de 4½ “.

Producen desde 100 bpd hasta 100,000 bpd.

Temperatura de fondo de hasta 350 °F o más con materiales y construcciones especiales.

Levantamiento hasta de 12,000 pies.

Pozos verticales, desviados u horizontales, teniendo en cuenta los dog leg existentes.

Altos GOR utilizando manejadores de gas.

Ambientes corrosivos o abrasivos, con materiales y construcciones especiales.

- La bomba se ubica por encima de perforaciones, de forma que el fluido producido circula por el exterior del motor, disipando el calor generado.

### **1.1.1 Ventajas**

Flexibilidad y versatilidad del sistema:

- Amplio rango de volúmenes
- Se puede utilizar con baja presión de fondo
- Pozos verticales o desviados
- Amplia confiabilidad en aplicaciones costa afuera
- Operación bajo condiciones extremas (temperatura, corrosión, abrasión) con el uso de materiales y construcciones especiales.

La utilización de variadores amplía el rango de aplicación de un mismo equipo

### **1.1.2 Desventajas**

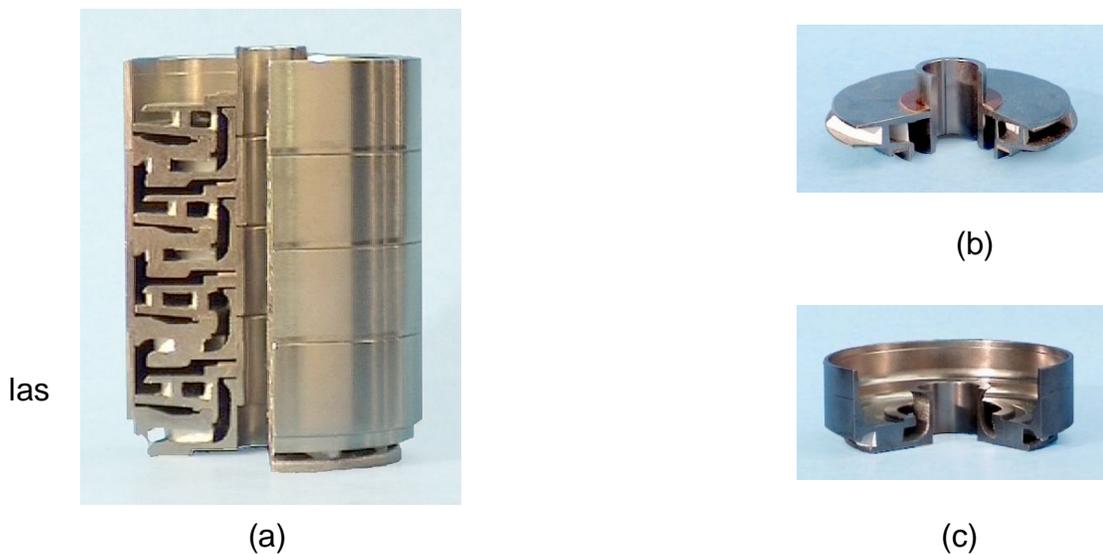
- La mayor limitación de un sistema BES es la temperatura:

- Limite de temperatura del cable de potencia.
- Elastómeros utilizados en el equipo.
- Temperatura del motor.
- Altos GOR pueden afectar el funcionamiento del equipo.
- Alto contenido de sólidos puede causar rápido desgaste y disminución en el run life.
- Altos dog leg alteran la instalación y operación.

## ***1.2 Componentes de Subsuelo del Bombeo Electrosumergible***

**1.2.1 Bomba.** Una bomba centrífuga es una máquina que mueve fluidos rotándolos con un impulsor rotativo dentro de un difusor que tiene una entrada central y una salida tangencial. La trayectoria del fluido es una espiral que se incrementa desde la entrada en el centro a la salida tangente al difusor. El impulsor transmite energía cinética al fluido. En el difusor, parte de la energía cinética es transformada en energía potencial (altura) por medio de un incremento del área de flujo.

Las bombas sumergibles son bombas centrífugas de etapas múltiples Figura 2a, conteniendo un número seleccionado de impulsores (dependiendo de la aplicación) equipados con álabes, dentro de sus respectivos difusores de una forma muy ajustada, dispuestas en serie en un eje el cual está movido por un motor eléctrico. Cada etapa consiste de un impulsor y un difusor Figura 2b y 2c. El impulsor toma el fluido y le imparte energía cinética. El difusor convierte la energía cinética en potencial (altura).



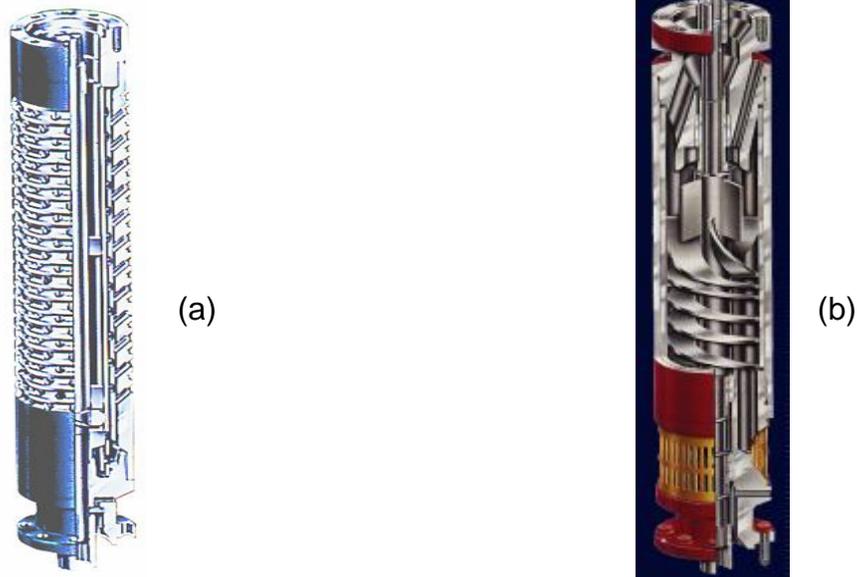
**Figura 2.** (a) etapas de una bomba, (b) impulsor, (c) difusor.

**1.2.2 Sección de entrada o intake.** La mayoría de los diseños de BES se hacen con la finalidad de producir la máxima cantidad posible de petróleo sin comprometer el rendimiento del equipo. Una de las razones que degradan el rendimiento del sistema es la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba. Dependiendo de la cantidad de gas esperada en la sección de entrada a las condiciones de diseño se determina el uso de una sección de entrada simple - Intake o un separador de gas. Los separadores de gas son también secciones de entrada pero tienen algunos componentes adicionales diseñados para evitar el paso de gas libre hacia la bomba.

Separador de gas estático: El diseño original de los separadores de gas estático se basaba en el incremento de la separación por medio de la inversión de la dirección del flujo en la sección de entrada a la B.E.S. Por eso son conocidos como separadores de gas de flujo inverso. Puesto que estos separadores no entregan efectivamente ningún trabajo al fluido también se los conoce como Separadores Estáticos. Figura 3a

Separador de gas dinámico: A diferencia de los separadores estáticos, los separadores de gas “Dinámicos o Rotativos” si ejercen un trabajo en el fluido para lograr mayor separación de gas dentro del separador Figura 3b. Para entender el proceso de separación en un separador dinámico, se puede dividir el separador en tres secciones: Cámara de incremento de presión, Cámara de separación y By-pass. En la primera sección el inductor aumenta la presión de la mezcla. En la Cámara de separación las fases se separan por medio de centrifugación. Puesto que la fase líquida es más pesada, ésta es impulsada hacia afuera (contra la pared interna de la carcasa) y la fase gaseosa se concentra en el centro por ser

más liviana. En la parte superior del separador los fluidos de producción son redireccionados, el gas que venía por la parte central es direccionado al espacio anular y la fase líquida desde el exterior es dirigida hacia la bomba por la parte interior del By-pass.



**Figura 3.** (a) Separador de gas estático, (b) Separador de gas dinámico.

**1.2.3 Protector.** Está formado por un conjunto de cámaras las cuales pueden ser de laberintos y/o de bolsa (sello positivo) por donde circula un aceite dieléctrico. En la cámara superior el aceite dieléctrico se contamina con fluido de producción y en la cámara inferior el aceite dieléctrico del sello se mezcla con el aceite dieléctrico del motor.

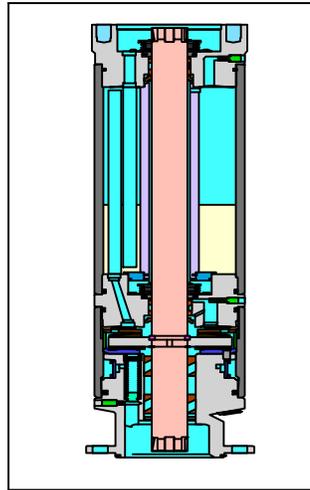
El protector está ubicado entre el intake y el motor. El protector es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo.

El protector tiene tres funciones principales:

- Proveer un sello y equilibrar las presiones interna y externa para evitar que el aceite del motor sea contaminado por el fluido del pozo, actuando también como un reservorio de aceite para el motor.
- Soportar la carga axial (empuje) desarrollada por la bomba.

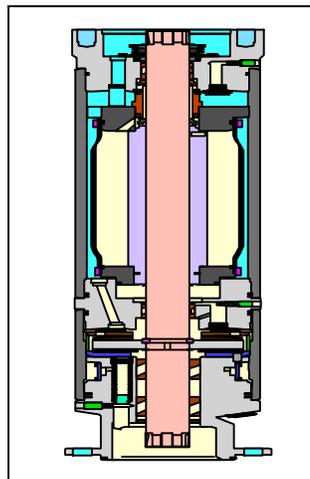
- Transmitir el torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través del eje del protector.

Protector tipo laberinto: El diseño de laberinto se vale de la diferencia en la gravedad específica de los fluidos del pozo y la del aceite del motor para mantenerlos separados aún cuando estén en contacto directo. Figura 4.



**Figura 4.** Protector tipo laberinto

Protector tipo bolsa: en aplicaciones en donde el fluido del pozo y el motor tienen gravedades específicas similares o cuando el pozo es altamente desviado, hay otro tipo de protector que usa un “sello positivo” o de “bolsa” para separar físicamente los dos fluidos. Se adapta a los cambios de volumen. Figura 5.



**Figura 5.** Protector tipo bolsa

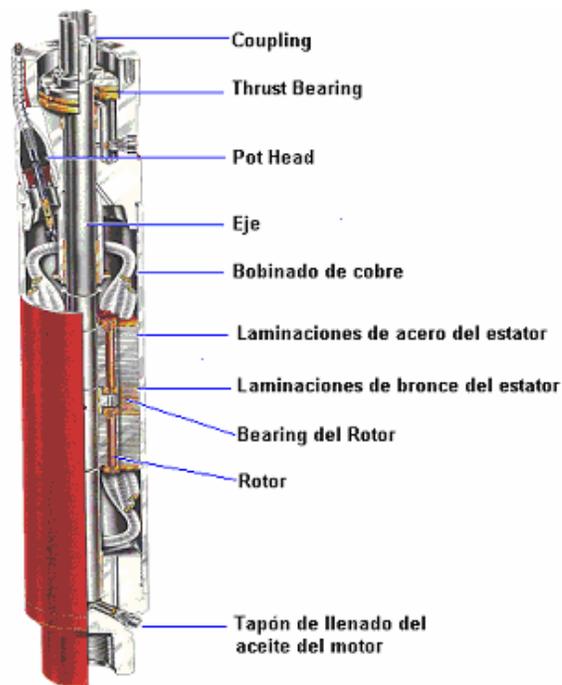
**1.2.4 Motor.** Es el elemento encargado de suministrar la potencia necesaria para mover la bomba. Los principios básicos de diseño y operación de los motores de las B.E.S. son los mismos que los motores eléctricos normales de superficie. Son motores de inducción, trifásicos, tipo jaula de ardilla, con dos polos de inducción. Figura 6.

El motor debe trabajar con un aceite altamente dieléctrico y refinado cuya principal función es mantener lubricadas las partes giratorias del motor y en menor escala transferir el calor producido por el motor durante su operación a la carcasa de donde es disipado por el fluido de producción.

Por ésta razón es muy importante que el fluido de producción pase por la carcasa del motor a una velocidad moderada para que sea garantizada la refrigeración del motor.

Cuando por diseño del pozo debe colocarse el motor bajo las perforaciones no se va a tener fluido refrigerante, por lo tanto se hace necesario colocar una camisa alrededor del equipo para forzar al fluido a pasar sobre el motor y refrigerarlo.

Un motor se diseña de acuerdo a los requerimientos de potencia de cada etapa de la bomba, al gradiente del fluido y a la cabeza dinámica total a ser levantada.



**Figura 6.** Motor de B.E.S.

**1.2.5 Cable de potencia.** El cable de potencia es uno de los componentes más importantes y sensibles en el sistema de BES. Su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor, y transmitir las señales de presión, temperatura, etc desde el instrumento sensor de fondo a la superficie. Figura 7.

El éxito o fracaso de la instalación depende en gran parte de la adecuada selección del cable de potencia para las condiciones de operación. En pozos muy profundos que requieren cables especiales, el cable puede ser el componente más costoso del sistema.

El cable adecuado para cada aplicación, se selecciona teniendo en cuenta:

Propiedades eléctricas

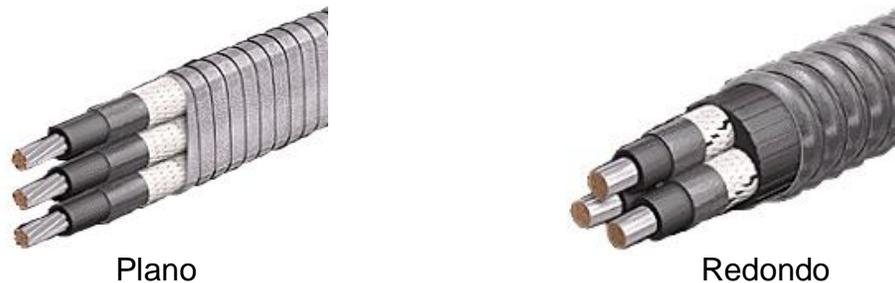
Dimensiones físicas

Resistencia al ambiente de operación

Resistencia mecánica

Temperatura

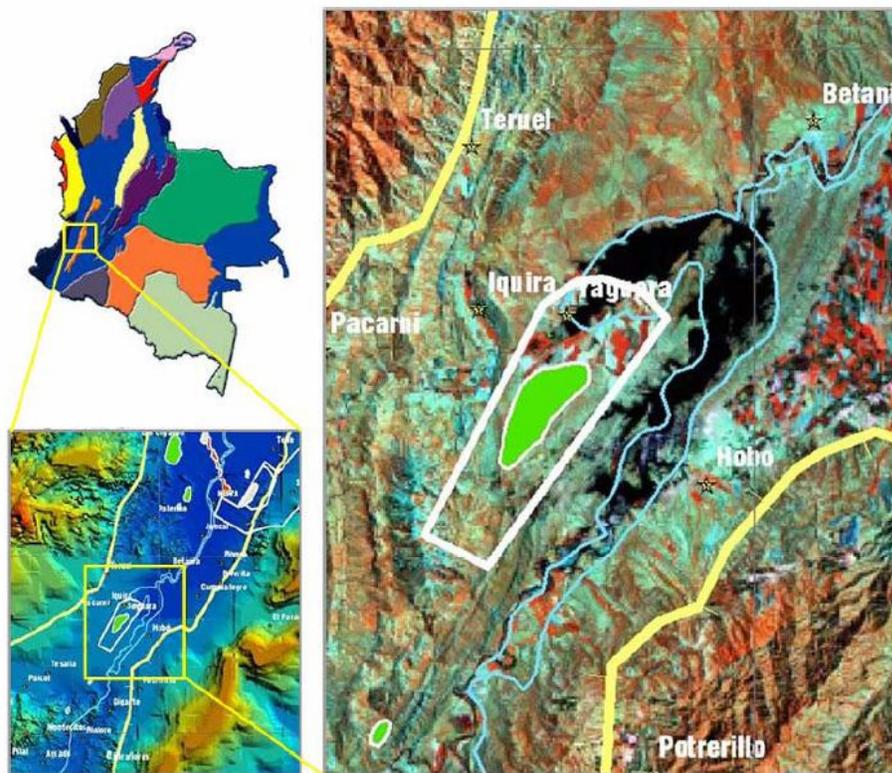
Espacio disponible (Clearance)



**Figura 7.** Cables de potencia

## 2. GENERALIDADES DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS

El campo Yaguará está localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), 40 Km. al sur de la ciudad de Neiva, sobre el costado occidental de la Represa de Betania, municipio de Yaguará. Fue descubierto por la compañía Exxon, con la perforación del pozo Mangos-001 y dado su comercialidad en el año de 1992 con un área contractual de 3100 acres aproximadamente. Figura 8.



**Figura 8.** Localización del campo

Actualmente el campo cuenta con 72 pozos productores, 30 inyectores, 5 cerrados y 9 pozos abandonados. Produce un crudo de 22 grados API de la Formación Caballos y a la fecha muestra una producción acumulada de casi 37 millones de barriles de aceite, de los cuales 10.5 provienen de la zona superior denominada Caballos A y 26.5, de la inferior, operacionalmente llamada Caballos B.

Estructuralmente el campo está delimitado al Oeste, por el sistema de fallas de Upar- Buenavista y al

Este, por el sistema de fallas de San Jacinto. La estructura corresponde a un anticlinal de doble cabeceo al norte y sur, el cual está muy fallado, por una serie de fallas imbricadas pertenecientes a sistema de San Jacinto que hacen del campo muy compartimentalizado hacia el oriente.

La Formación Caballos, de edad Cretácico Inferior, se ubica en la base de la secuencia estratigráfica de la Subcuenca de Neiva, suprayaciendo la Formación Saldaña e infrayaciendo la Formación Villeta. Figura 9.

CHRONOSTRATIGRAPHY		LITHOSTRATIGRAPHY	LITHOLOGY	PETROLEUM SYSTEM	ENVIRONMENT	BASIN	
SYSTEM	SERIES/STAGE						
TERTIARY	QUATERNARY	TERRACES, ALLUVIAL FANS				ANDREAN DEFORMATION INTERMOUNTAIN COLLISION-RELATED	
	PLIOCENE	GUACACALLO FM., ALTAMIRA LAHAR AND OTHER UNITS			ALLUVIAL AND LAHARIC		
		GIGANTE FORMATION (MESA)					
	MIOCENE	HONDA GROUP	VILLAVIEJA FM.				FLUVIAL (BRAIDED/ MEANDERING)
			LA VICTORIA FM.		R S		
	UPPER OLILOCENE		BARZALOSA FORMATION (LA CIRA)				LACUSTRINE
	MIDDLE TO UPPER EOCENE	GUALANDAY GROUP	DOIMA FM.		R		ALLUVIAL TO FLUVIAL
			POTRERILLO FM.		R		
	PALEOCENE TO LOWER EOCENE?	GUALADUA (GUADUAS) FORMATION/GROUP	CHICORAL FM.		R		ALLUVIAL TO FLUVIAL
			TERUEL FM.				
			SAN FRANCISCO FM.		S	FLUVIAL TO COASTAL PLAIN	
CRETACEOUS	MAASTRICHTIAN	MONSERRATE/LA TABLA/TOBO	GUADALUPE GROUP		R	NEARSHORE	
		"NIVEL DE LUTITA Y ARENA"					
	CAMPANIAN	OLINI GROUP		UPPER CHERT		R	OFFSHORE TO NEARSHORE
				NIVEL DE LUTITA/ EL COBRE SANDSTONE			
				LOWER CHERT			
	SANTONIAN						
	CONIACIAN			LA LUNA			
	TURONIAN	VILLETIA GROUP		BAMBUCA		S S	NERITIC
	CENOMANIAN						
	LATE ALBIAN			TETUAN			
MIDDLE? APTIAN- MIDDLE ALBIAN		CABALLOS FORMATION		R S	NEARSHORE		
EARLY APTIAN (TO BARREMIAN?)		YAVI FORMATION		R ?	FLUVIAL TO ESTUARINE		
						FLUVIAL TO ALLUVIAL	
		SALDAÑA	PRADO MEMBER		ECONOMIC BASEMENT	VOLCANIC-CLASTIC	

Figura 9. Columna Estratigráfica General

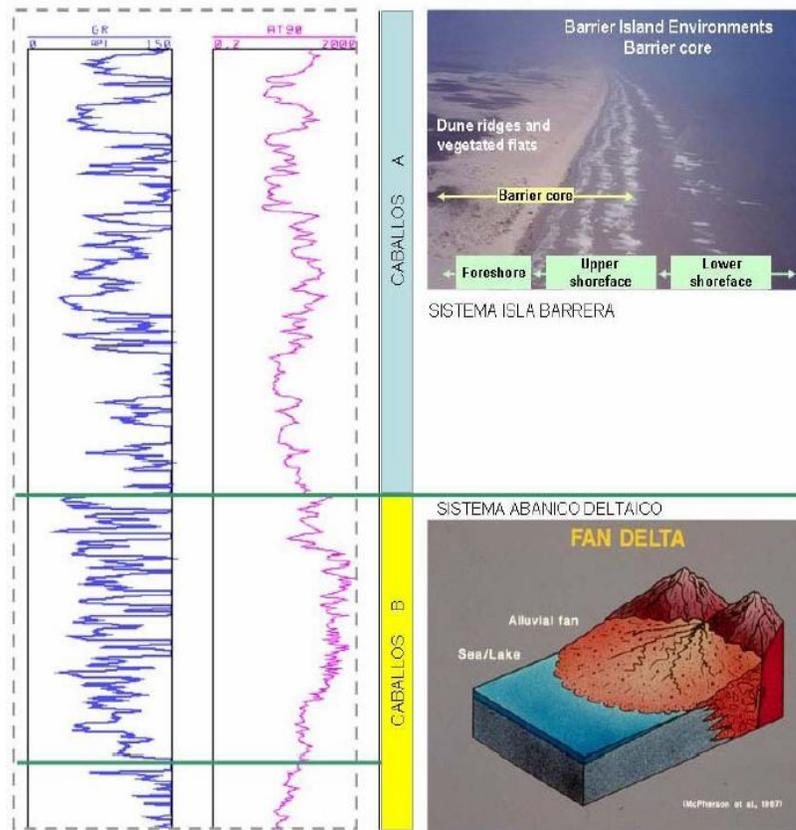
Se estudiaron columnas corazonadas en tres perforaciones del campo YAGUARÁ del Bloque HOBBO en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Todas las secuencias analizadas representan el intervalo sedimentario del Cretáceo Basal en el sector de referencia.

La columna está esencialmente representada por sedimentitas clásticas arenosas, conglomeráticas y arcillosas de diverso tipo. Ocurren también cantidades importantes de rocas calcáreas con características variadas. Estas últimas son fundamentalmente de textura fina tales como micrita, biomicrita o dolomicrita. Muy pocas de las areniscas, particularmente aquellas localizadas en capas concentradas en la parte basal de la columna, exhiben proporciones relativamente altas de minerales clásticos arcillosos. La porción arenosa suele ser arcillosa (en la forma de matriz) y pobremente seleccionada.

### **2.1 Formación Caballos**

Comúnmente la formación Caballos ha sido subdividida en tres unidades menores. Los diversos estudios relacionados con la industria del petróleo los han denominado, de base a tope, Caballos Inferior, Caballos Medio y Caballos Superior. El primero y el tercero se reconocen por ser cuerpos fundamentalmente arenosos. El intermedio aparece representado por una columna básicamente arcillosa y/o calcárea finogranular.

Con propósitos operativos, el cuerpo técnico de PETROBRAS ha dividido la formación Caballos en dos zonas denominadas Caballos A al tope y Caballos B a la base. Cada una de estas unidades es subdividida en otras menores sucesivamente llamadas CABALLOS A10, A20, A30, A40, A50, A60, A65 y A70 o B10, B20, B30 y B40. El Caballos Medio corresponde a la secuencia finogranular comprendida entre caballos B40 y Basamento. Caballos B representa el registro de fondos de acumulación asociados a un sistema de abanico deltáico (fan delta) y Caballos A representa depósitos acumulados bajo un sistema depositacional de isla barrera con espesores de 180 y 240 pies, respectivamente. Figura 10.



**Figura 10.** Registro tipo del reservorio de la Formación Caballos

### 2.1.1 Caballos B

El Caballos B está básicamente representado por areniscas interestratificadas con arcillolitas delgadas. Hacia la base, las areniscas tienen textura gruesa y las arcillolitas son grizas. Hacia el tope las areniscas son de textura más fina (arena media), bien seleccionadas y muy cuarzosas. Las lodolitas interestratificadas son grises. En oportunidades, las areniscas parecen cementadas con carbonatos. Las rocas exhiben minerales como yeso, anhidrita, dolomita) sugestivos de condiciones áridas en el momento de la depositación. La parte superior (2/3) del Caballos B exhibe buenas propiedades petrofísicas. Las areniscas son cuarzosas (y casi siempre libres de matriz arcillosa) y por ello no sufrieron deformación plástica apreciable. En cambio, la porosidad primaria se preservó de tal suerte que se permitió la migración de fluidos por entre el espacio intersticial. En consecuencia, las areniscas fueron cementadas con sílice en la forma de sobrecrecimientos en continuidad óptica. Después de tal cementación, el espacio poroso permaneció parcialmente abierto.

La parte inferior del Caballos B comparte muchas características con el Yaví. La porosidad aparece distribuida en forma discontinua debido a la intercalación de arcillositas y areniscas cuarzosas a veces arcillosas y levemente líticas (?).

### **2.1.2 Caballos A**

La parte inferior (1/3 aproximadamente) está representada por rocas de textura fina. Una porción de ellas son básicamente arcillosas (es decir shale) de color gris. La otra parte está formada por rocas calcáreas. Estas últimas pueden clasificarse como micritas, biomicritas o dolomicritas (a menudo fosilíferas). En algunas ocasiones aparecen estratificados algunos horizontes de arena de grano fino/medio.

La parte superior del Caballos A está predominantemente formada por areniscas calcáreas. Se observan también interestratificaciones apreciables de shale gris claro o gris oscuro. En muchos de los casos, la cementación con carbonato tipo calcita es muy alta, al punto que es difícil precisar los tipos de roca (entre caliza clástica o arenisca calcárea). En oportunidades, rocas con apariencia de caliza, tienen tan alto contenido de partículas clásticas, que en realidad podrían ser calizas clásticas o areniscas muy calcáreas.

### **3. HISTORICO DE FALLAS ESP**

#### ***3.1 Revisión de la Información***

Como primera medida se hizo una revisión bibliográfica acerca del sistema de levantamiento por bombas electrosumergibles; para esto se acudió al centro académico de ingeniería de petróleos (CEDEIP) donde se consultaron manuales y tesis, adicionalmente se llevó a cabo una pesquisa de la información existente en la empresa, dentro de dicha información se encontraron cursos y presentaciones de bombeo electrosumergible. También se contó con la asesoría por parte de los ingenieros de intervención a pozos de PETROBRAS e ingenieros y técnicos de REDA, para complementar esta información se asistió a los diferentes workovers hechos a los pozos con sistema de levantamiento ESP. La revisión bibliográfica se realizó con el fin de tener un criterio y unos parámetros para el montaje de la base de datos.

Para la elaboración del histórico de fallas de las ESP se hizo una revisión cuidadosa y detallada de la información registrada en el archivo de los pozos, informes de la base de datos DIMS y la suministrada por la empresa REDA, ya que a partir de este histórico se desarrolló el trabajo de optimización. En esta base de datos quedaron relacionadas todas y cada una de las partes de las bombas instaladas en el campo.

Lo anteriormente mencionado se hace con el fin de realizar un análisis estadístico acerca del tiempo medio entre fallas, evaluar el actual diseño de las bombas ESP y de esta forma llevar un adecuado control operacional de dicho sistema de levantamiento.

#### ***3.2 Parámetros tenidos en cuenta***

Se revisó cuidadosamente pozo a pozo cada una de las bombas y se tuvieron en cuenta los siguientes ítems:

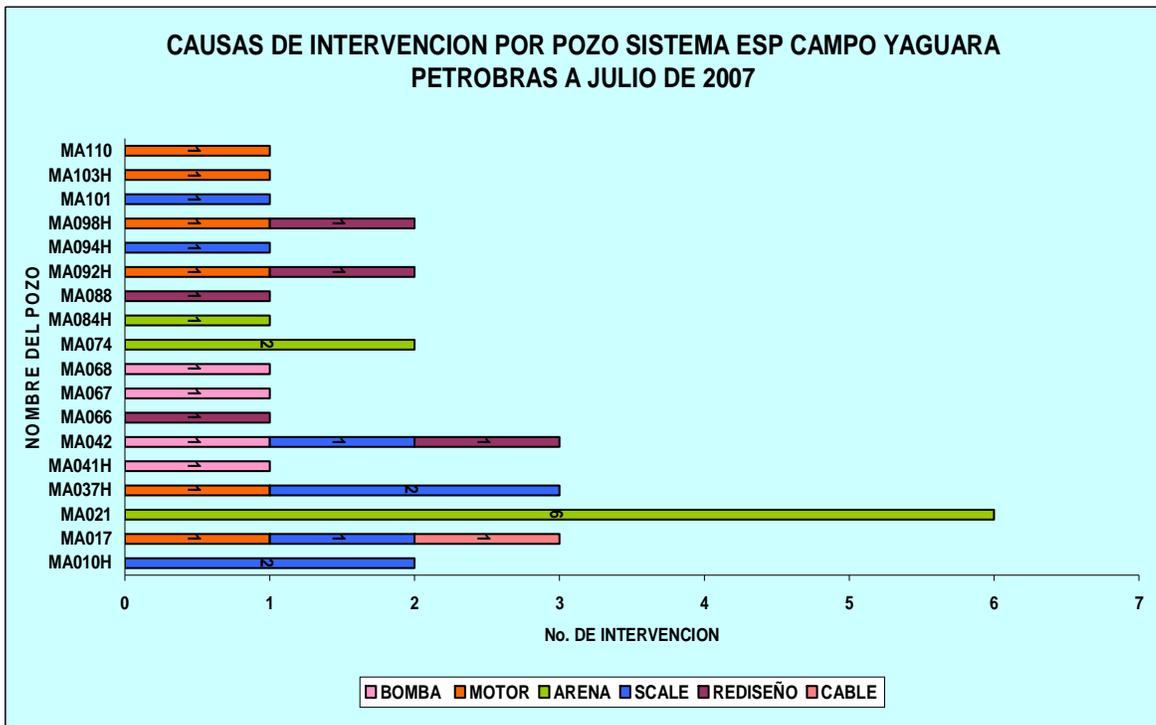
- *Pozo.*
- *Fecha.* Registro de la fecha en la cual se instala y desinstala el equipo.

- *Run Life.* Tiempo de funcionamiento de la bomba en días desde el momento que es instalada hasta cuando es sacada del pozo.
- *Proveedor.* Empresa a la cual pertenece el equipo (Reda o Centrilit), actualmente en el campo se encuentran instalados 19 equipos Reda y 3 equipos Centrilit.
- *Bomba.* - Tipo de bomba ( número de etapas, diámetro y capacidad)  
- Características (si es flotadora, compresora o manejador de gas, tipos de cojinetes).
- *Motor.* - Serie  
- Características (tipo de motor, voltaje, amperaje y caballaje)
- *Protector.* - Serie  
- Tipo (bolsa o laberinto)
- *Intake.* - Serie  
- Tipo. (si es solo intake o también es separador de gas)
- *Cable.* Tipo de cable y número.
- *Accesorios.*
- *Observaciones.* - Instalación (eventualidades durante la instalación)  
- Desinstalación (eventualidades durante la desinstalación)
- *Evidencia de falla.* Posible causa de falla que se observa en el momento del "Pull" del equipo. Para este caso tenemos:
  - Equipo aterrizado
  - Eje roto
  - Run life
  - Sólidos
  - Daño eléctrico en superficie
  - Daño motor
  - Rediseño

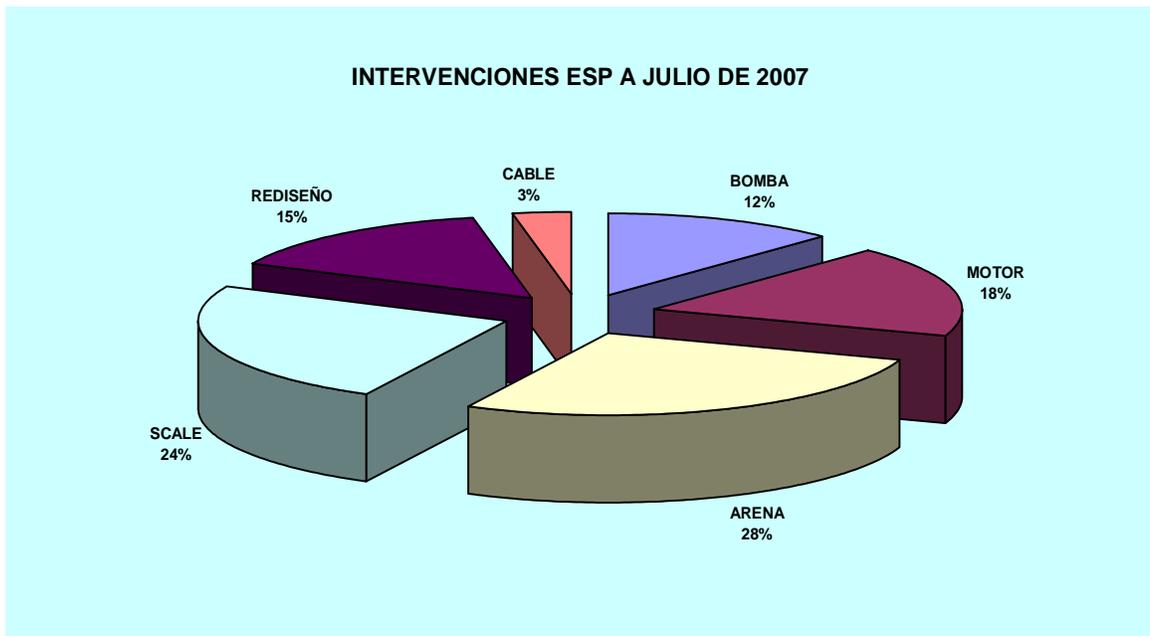
- *Razón de falla.* Diagnóstico de la falla.
- *Comentario.*

### **3.3 Causas de Falla**

En cuanto a las fallas asociadas a las ESP, se encontró que las causas principales obedecen a problemas de la bomba, motor, cable, presencia de arena, presencia de scale y rediseño del equipo; con estos datos se hicieron las siguientes gráficas donde se muestra el número de intervenciones por pozo a la fecha, las causas de falla, el run life de los equipos que han sido instalados y el run life de los equipos que están operando actualmente.

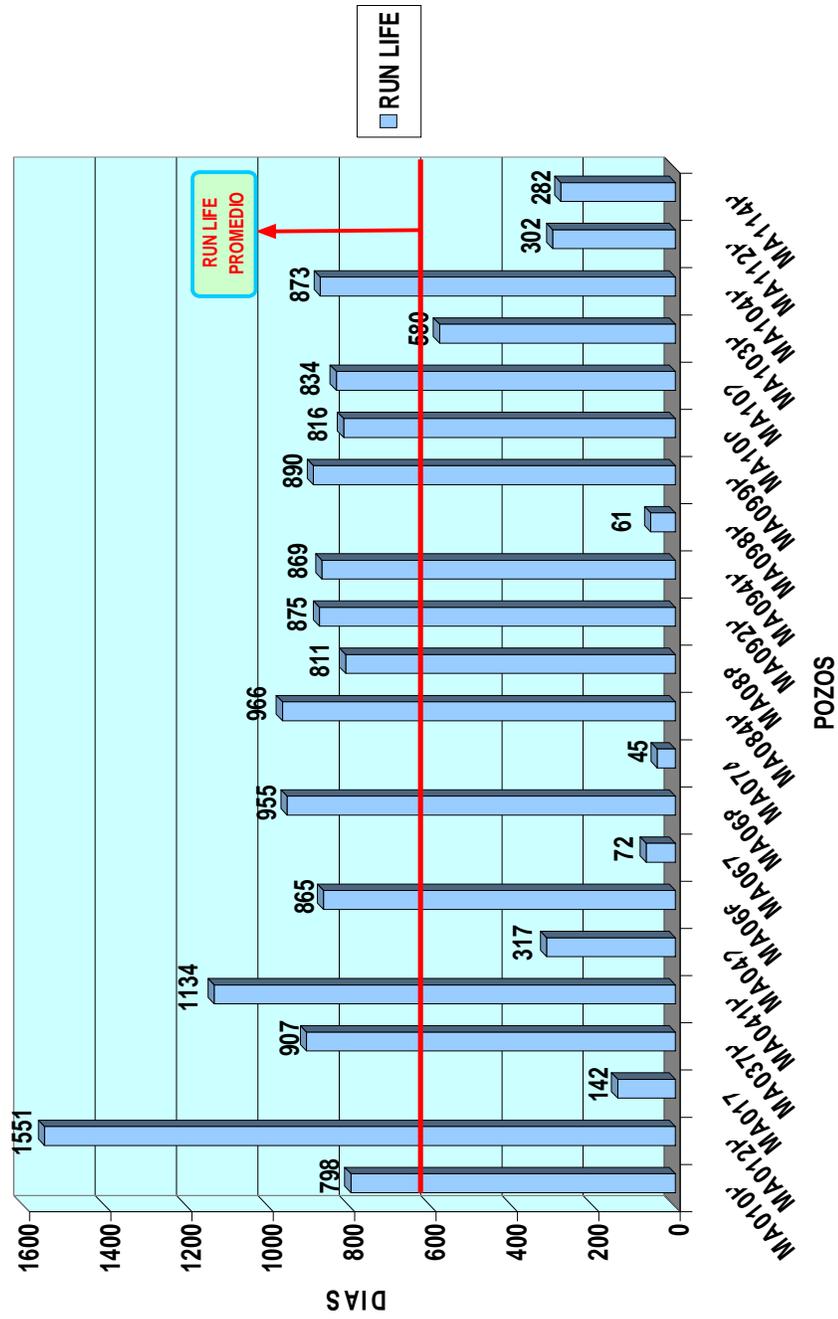


**Gráfica 1.** Causas de intervención por pozo sistema ESP Campo Yaguará desde abril de 1999 a julio de 2007

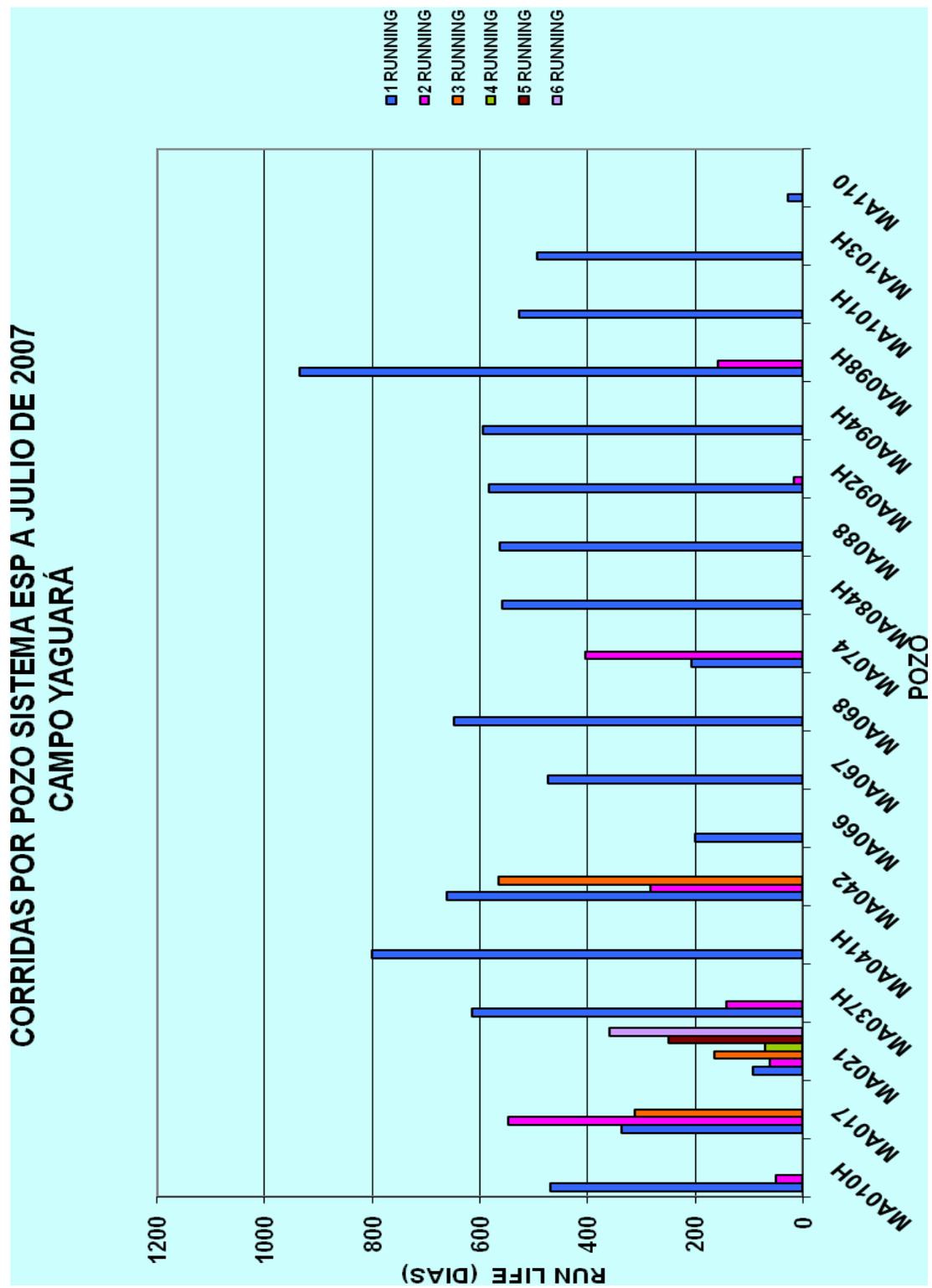


**Gráfica 2.** Intervenciones ESP desde abril de 1999 a julio de 2007

**RUN LIFE ACTUAL POZOS SISTEMA ESP  
CAMPO YAGUARA  
@ AGOSTO DE 2007**



**Gráfica 3. Run life ESP instaladas a agosto de 2007**



Gráfica 4. Corridas por pozo ESP a julio de 2007

A partir de la información registrada se observa que el proyecto con ESP inicia en el año 1999 en el pozo MA042 con una bomba Reda la cual tuvo un run life de 662 días, pero es en el año 2003 en que se empieza una campaña agresiva de cambio de sistema de levantamiento neumático (gas lift) a bombeo electrosumergible debido al déficit en la producción de gas en el campo. Otra de las observaciones que se puede hacer es que la gran mayoría (aprox un 77%) de los pozos horizontales del campo tienen implementado este sistema de levantamiento, por ser estos los de un mayor aporte total de fluidos, aprox > 2000 barriles / día, con un caudal de aceite entre 40 – 193 BOPD.

Basado en las anteriores gráficas se observa que en las intervenciones a las ESP instaladas en el campo a julio de 2007, el 52% de estas han sido por la presencia de sólidos (28% arena y 24% scale), 18% por daño del motor, 15% rediseño, 12% bomba y un 3% debido al cable de potencia, por lo que podemos decir que la causa de falla más crítica es el aporte de sólidos por parte de la formación. Esto nos induce a creer que el desempeño de las bombas en el campo Yaguará es bueno.

Hay cuatro casos de relevancia que son: la presencia de scale en los pozos Mangos 10H y Mangos 37H y la presencia de arena en los pozos Mangos 21 y Mangos 74. Actualmente en el pozo MA010H se tiene instalado un cable de potencia con capilar para la inyección de inhibidor de incrustaciones, que al parecer ha dado buen resultado ya que el run life de la bomba actual es de 798 días (el más alto que ha tenido respecto a las anteriores bombas instaladas), sin embargo desde el 22 de marzo de 2006 se suspendió la inyección y muy posiblemente el pozo ya tenga problemas de scale; en el pozo MA037 también se tiene instalado cable con capilar para inyección de química, el equipo que está actualmente instalado tiene un run life de 907 días (mayor al de las bombas anteriormente instaladas). En el caso del pozo MA074 se tiene problemas de scale y principalmente de arena, para el tratamiento de scale se tiene cable de potencia con capilar para inyección de inhibidor de incrustaciones pero para el manejo de la arena no se han tomado las medidas correctivas adecuadas. El pozo MA021 por el alto número de intervenciones debido a la presencia de arena se cambio a sistema de levantamiento PCP el 9 de octubre de 2006.

## 4. TIEMPO MEDIO ANTES DE FALLA DE LAS BOMBAS ESP

### 4.1 Método de Supervivencia

Estadísticamente el Mean Time Before Failure (MTBF) se interpreta como el tiempo de operación esperado o más probable al cual ocurrirá una falla.<sup>1</sup> Para determinar el MTBF se usó el método de análisis de supervivencia, el cual consiste en la clasificación ascendente de los tiempos de operación  $t_1, t_2 \dots t_i \dots t_N$  para  $N$  equipos en una muestra que incluyen tanto fallas como datos censurados. Para cada uno de los tiempos la función de distribución acumulada de fallas  $F(t)$  estaría definida como:

$$F(t_i) = \frac{i}{N+1}$$

de donde

$$R(t_i) = 1 - F(t_i) = \frac{N+1-i}{N+1}$$

Y

$$R(t_{i-1}) = \frac{N+2-i}{N+1}$$

A partir de estas expresiones se desarrolla una relación recursiva de  $R(t_i)$  en términos de  $R(t_{i-1})$

$$\frac{R(t_i)}{R(t_{i-1})} = \frac{N+1-i}{N+2-i}$$

---

<sup>1</sup> **LASTRA**, Rafael y **RUEDA** Armando. Estimating MTBF Using Survival Analysis Techniques. Electrical submersible pump workshop 1997. Houston, Texas.

Si el tiempo  $t_i$  es un dato censurado la probabilidad condicional será 1 debido a que no hay condición confirmada de falla, entonces:

$$R(t_i) = R(t_{i-1})$$

La probabilidad condicional sería:

$$R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right) \begin{cases} \frac{N+1-i}{N+2-i} & \text{falla en } t_i \\ 1 & \text{censura en } t_i \end{cases}$$

Lo anterior indica la probabilidad que una unidad continúe operando entre un tiempo  $t_{i-1}$  y un tiempo  $t_i$  partiendo de que dicha unidad estaba operando en un tiempo  $t_{i-1}$ .

La función confiabilidad para cualquier tiempo  $t_i$  es descrita por

$$R(t_i) = R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right) R(t_{i-1})$$

Y recursivamente

$$R(t_i) = R\left(\frac{t_i}{t_{i-1}}\right) R\left(\frac{t_{i-1}}{t_{i-2}}\right) R\left(\frac{t_{i-2}}{t_{i-3}}\right) \dots R\left(\frac{t_1}{t_0}\right)$$

Con  $R_{(0)} = 1$

Con la función de confiabilidad obtenida podemos usarla para calcular el MTBF

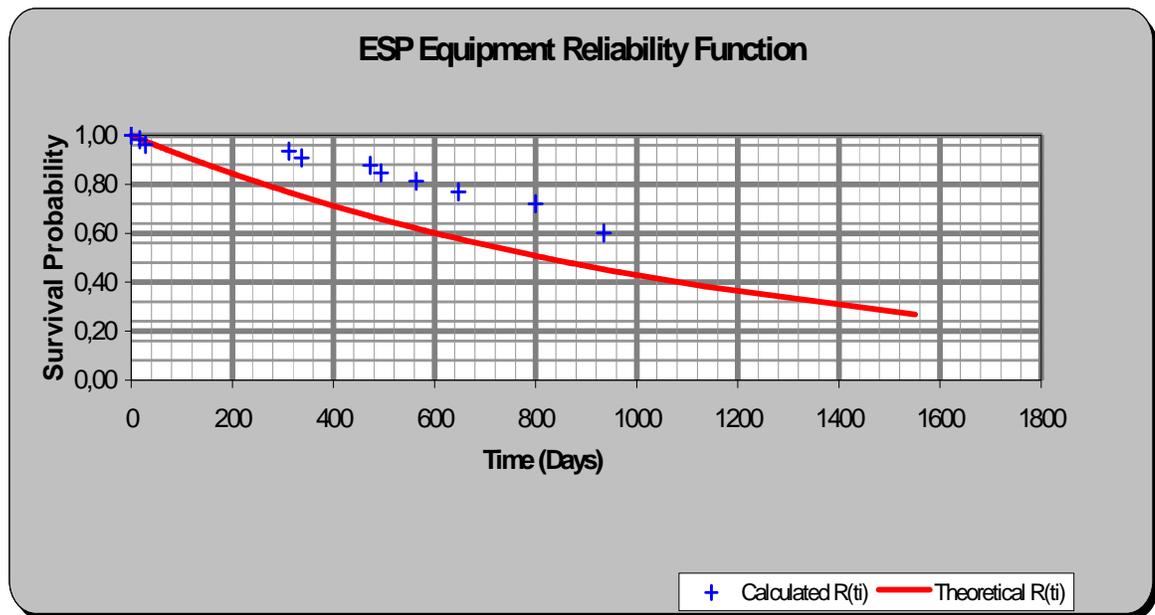
$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t) dt \approx \sum_{i=1}^N R(t_{i-1})(t_i - t_{i-1}) \dots$$

## 4.2 Cálculo del MTBF y Curvas de Supervivencia

Una vez elaborado el histórico de fallas se prosiguió a determinar el tiempo medio antes de falla. Este análisis se hizo con el fin de detectar problemas asociados a los equipos y así poder evaluar mejoras o modificaciones a estos, de igual forma se espera que a partir de los resultados obtenidos se pueda hacer una planeación de presupuesto para la compra de equipos y estar preparados en el momento que ellos fallen para que no hayan pérdidas de producción.

Se analizaron cada una de las fallas en los equipos y se estableció que datos deberían ser censurados y cuales no, luego se ingresaron los datos de censura y el tiempo de vida de los equipos (en días) incluyendo los que están instalados actualmente a una macro la cual como solución arrojó el siguiente dato de MTBF y la siguiente gráfica:

**MEAN TIME BEFORE FAILURES 1178.7 equipos - días/falla**



**Total de datos 54**

**Gráfica 5. Curva de Supervivencia**

En la gráfica se pueden identificar dos curvas de supervivencia una teórica y una calculada, la curva teórica se calcula a partir de los datos censurados y no censurados es decir se tienen en cuenta fallas asociadas a problemas ajenos al equipo, equipos que operan actualmente y fallas relacionadas directamente con el equipo; la curva calculada se obtiene teniendo en cuenta solamente las fallas propias del equipo instalado (fallas por bomba, motor, cable etc.). En la gráfica se advierte que la curva teórica tiene una menor probabilidad de supervivencia que la curva calculada, este comportamiento se debe a que las fallas ajenas al equipo son mayores que las relacionadas directamente con estos, lo que indica que el tiempo de vida de los equipos es alto como nos muestra el MTBF de 1178.7 equipos - días/falla calculado, pero las fallas prematuras o más frecuentes en los equipos se deben a problemas que presenta el pozo ó la formación.

## 5. FORMACIÓN DE ESCAMAS Y ACTIVIDAD BACTERIANA EN EL CAMPO YAGUARÁ

Para la identificación de las propiedades de los fluidos producidos se acudió al área de Producción del Campo Yaguará (PRHO) para el suministro de la información, como también al área de Ingeniería (INHO). La información suministrada está basada en estudios hechos por el Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP) y por los laboratorios CORELAB.

### 5.1 Formación de Escamas

De acuerdo con los resultados obtenidos en el estudio realizado por el ICP “Análisis y Control del Daño de Formación Campo Yaguará” en diciembre de 2005, se determinaron parámetros fisicoquímicos del agua de formación para algunos pozos productores y para el agua de producción del campo, en este caso tendremos solamente en cuenta la caracterización del agua de formación de los pozos que están en ESP y la del Gun Barrel.

POZO	Na <sup>+</sup> mg/l	K <sup>+</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Mg <sup>++</sup> mg/l	Ba <sup>++</sup> mg/l	Sr <sup>++</sup> mg/l	Fe <sup>++</sup> mg/l	STD mg/l	Salinidad mg/l NaCl
MA010H	2257	75.8	147.3	20.9	1.15	4.21	0.2	7181	6114
MA037H	2193	75.1	263.1	29.2	0.91	5.56	0.2	7147	6255
MA084H	2458	75.2	334.3	31.7	0.52	6.11	0.2	8091	6967
GUN BARREL	2646	75.1	199.7	26.3	0.68	4.13	0.2	7957	6861

POZO	SiO <sub>2</sub> mg/l	pH/°C	Resistiv Ωm@25 °C	H <sub>2</sub> S mg/l	CO <sub>2</sub> mg/l	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> mg/l	Cl mg/l
MA010H	23.4	7.99/31.2	0.94	3.0	14	1357	463.7	2830
MA037H	27.7	7.79/34.0	0.84	0.8	12	1327	45.8	3180
MA084H	25.2	8.05/34.2	0.88	1.0	<10	1403	600.4	3156
GUN BARREL	27.7	7.38/34.2	0.86	4.0	50	1418	456.4	3103

POZO	IE @40°C	Conductividad mS/cm@25°C
MA010H	2.000	10.62
MA037H	2.042	11.85
MA084H	2.430	11.37
GUN BARREL	1.541	11.65

**STD: Sólidos Disueltos Totales      IE: índice de Estabilidad**

**Tabla 1.** Análisis fisicoquímico de las aguas de formación

Los índices de estabilidad (IE) señalan el carácter incrustante (valores positivos) o corrosivo (valores negativos) de un agua, según la tabla 1 los índices de estabilidad calculados señalan que todas las aguas presentan un carácter fuertemente incrustante con valores mayores a 1.5, es decir que puede llegar a formar escamas de minerales como calcita, pirita, barita siderita, sulfatos, entre otros, de acuerdo al contenido de Ca, Mg, Ba, Sr y bicarbonatos detectados en ellas.

Los minerales tipo carbonatos como calcita y dolomita tienden a formarse debido a que se presentan condiciones como: apreciable contenido de bicarbonatos en las aguas (entre 1200 y 2000 mg/l), tendencia alcalina del pH (entre 7.3 y 8.0) y la concentración apreciable de Calcio y Magnesio.

El sulfuro de hierro (pirita) puede formarse debido a que la concentración de H<sub>2</sub>S varía entre 1.0 y 4.0 ppm, estos niveles producen efectos corrosivos sobre la tubería desprendiendo hierro (Fe<sup>++</sup>), el cual reacciona a su vez con el sulfuro para formar pirita (FeS). Esta reacción se potencia con la presencia de CO<sub>2</sub>, la tendencia a la precipitación de este mineral es crítica desde el fondo de pozo hasta facilidades de superficie y en el sistema de inyección.

Normalmente el problema de formación de escamas ocurre desde la cara de la formación hasta la superficie, como consecuencia de la liberación del CO<sub>2</sub> disuelto que produce el desplazamiento del equilibrio químico de las especies en solución hacia la precipitación de carbonato



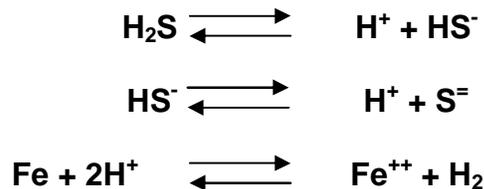
Esta reacción es válida para otros cationes divalentes los cuales de acuerdo a la composición de las aguas analizadas, pueden formar escamas de carbonatos de

calcio (calcita y aragonita), de calcio y magnesio (dolomita), de estroncio (estroncionita) y de hierro (siderita).

### 5.2 Impacto del H<sub>2</sub>S en la formación de depósitos

El H<sub>2</sub>S tiene dos efectos principales en el proceso de producción de petróleo del campo. Por un lado la acción corrosiva sobre las facilidades de subsuelo y superficie y por el otro la formación de sólidos de sulfuro que ocasionan el taponamiento de las tuberías de producción y de inyección, así como también podrían ocasionar daño por taponamiento en la formación receptora del agua de inyección.

La acción corrosiva del H<sub>2</sub>S se explica químicamente de la siguiente manera. El ión hidronio (H<sup>+</sup>) producto de la disociación del ácido sulfhídrico en el medio acuoso oxida el hierro de la tubería, liberando iones ferrosos (Fe<sup>++</sup>), provocando el desgaste y daño acelerado del metal.



Esta acción del H<sub>2</sub>S sobre la tubería se ve incrementada de forma sinérgica con la presencia de CO<sub>2</sub>.

La formación de sólidos se da a expensas de la reacción de los iones ferrosos, producidos por el efecto corrosivo sobre la tubería y aquellos disueltos en el agua de formación, con el ión sulfuro procedente de la disociación del H<sub>2</sub>S, como se expresa en la siguiente ecuación química.



La evidencia física de estos dos efectos se ha observado en el deterioro de las sartas sacadas de los pozos Ma 010H y Ma 084H y la presencia de sulfuros de hierro en los sólidos retirados de las sartas de pozos productores e inyectores, en los cuales el contenido de sulfuros varía desde trazas hasta un 50%.

En los pozos anteriormente estudiados se detectó la presencia de bacterias sulfatoreductoras desde  $10^1$  hasta  $10^5$  ufc/ml. La concentración de  $H_2S$  disuelto en el agua varía entre 0.1 ppm y 6 ppm. Esto demuestra la actividad bacteriana en todo el sistema, incluso en los pozos no invadidos por el agua de inyección. En cuanto al  $H_2S$  producido el contenido promedio encontrado en los pozos productores invadidos es 222.9 ppm, mientras que en los pozos no invadidos es de 21.5 ppm. Es de resaltar que en todas las mezclas del agua de formación con el agua del embalse, producida y de inyección, se advierte un índice de saturación crítico para el sulfuro de hierro tipo pirita, esto nos indica que el contenido de  $H_2S$  en el agua de formación, agua producida y agua de inyección es suficiente para que haya un potencial de precipitación de sulfuros.

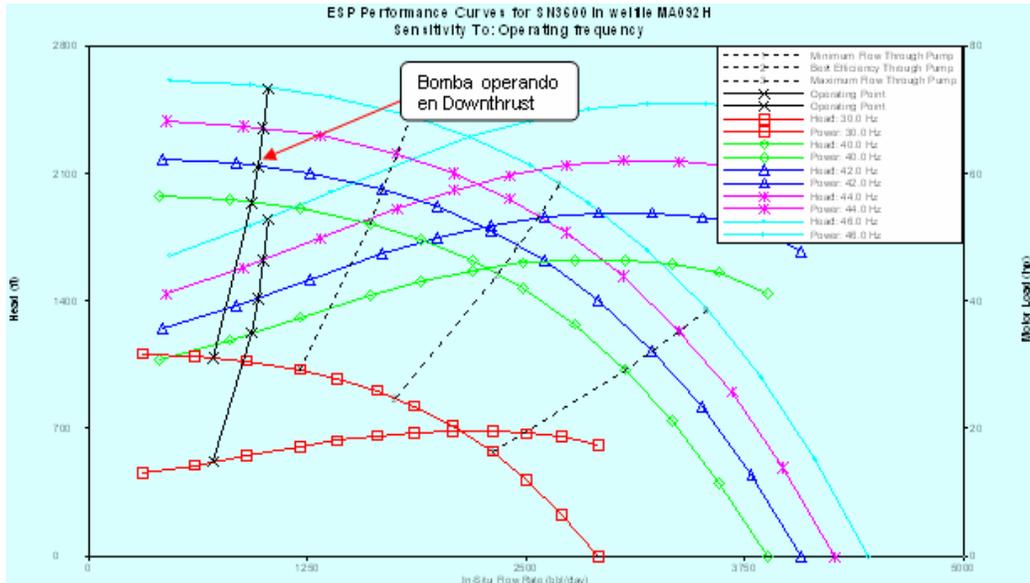
Es posible que las bacterias sulfatoreductoras existieran desde un comienzo en el agua de formación. Con el desarrollo de la producción del campo y la disposición del agua producida a condiciones favorables como una temperatura menor a la del yacimiento y un ambiente relativamente estático, se pudo haber estimulado el crecimiento de la población microbiana, de tal manera que hoy en día se encuentra evidencia de su actividad en todo el proceso de producción de petróleo del campo.

## **6. VERIFICACIÓN DEL DISEÑO DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES INSTALADAS ACTUALMENTE EN EL CAMPO YAGUARÁ**

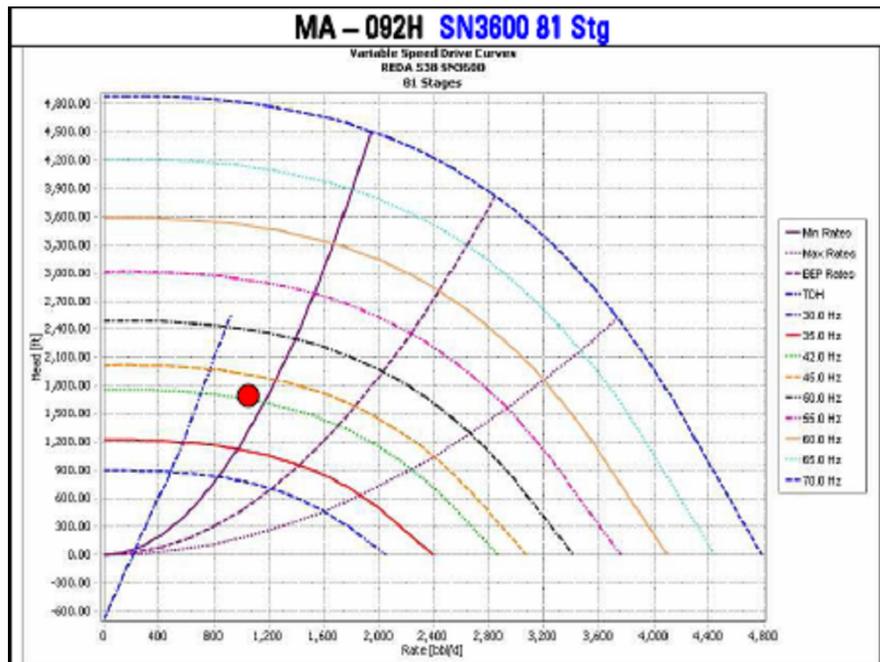
Para la verificación del diseño de las bombas ESP se trabajó con el programa Well Flo y se observó el desempeño de cada uno de los equipos por medio de las curvas de eficiencia que se generaron a partir de dicho programa. Los datos necesarios para correr el Well Flo se tomaron de las pruebas de producción suministradas por el área de Producción del campo, presión del yacimiento suministrada por el área de Yacimientos Activo de Producción Norte – Sur, estados mecánicos de los pozos, PVT del campo, deviation summary suministrados por el área de Ingeniería y especificaciones de las bombas actualmente instaladas en el campo tomadas del histórico de fallas. Adicionalmente se solicitó a la empresa encargada de proveer las bombas electrosumergibles las curvas de desempeño y el catálogo de los equipos actualmente instalados en el campo.

Una vez corrido el programa y generadas las gráficas de eficiencia, se compararon con las gráficas suministradas por Reda y se observó que las bombas de los pozos MA092H, MA094H y MA104 operan en downthrust, es decir están sobre dimensionadas para la capacidad de aporte de los pozos. Para los anteriores casos se debe considerar hacer un rediseño de los equipos.

Las gráficas generadas por el programa Well Flo y las presentadas por Reda para los equipos de los pozos MA092H, MA094H y MA104 fueron las siguientes:



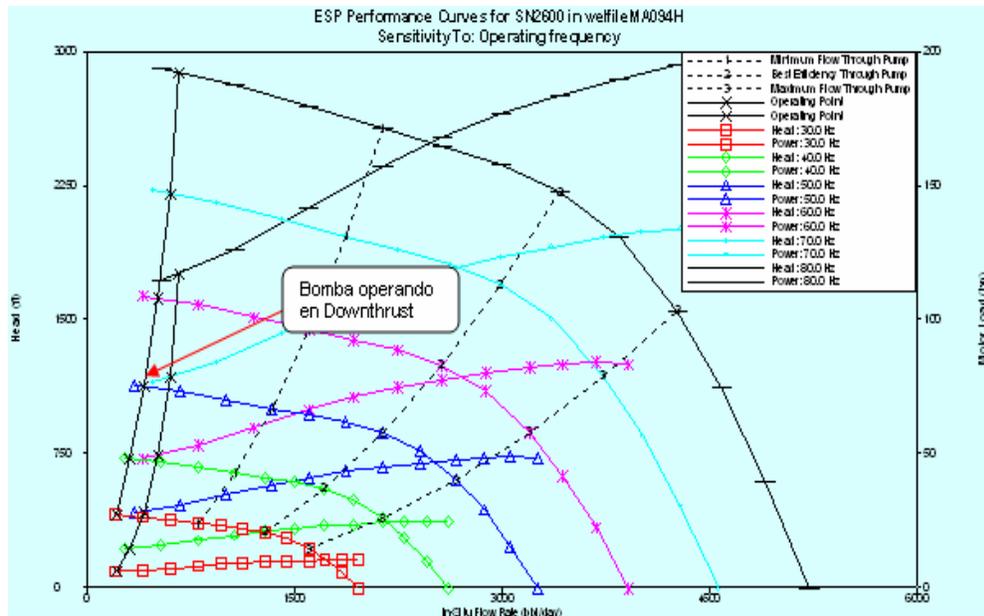
**Gráfica 6.** Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA092H (generado en el Well Flo).



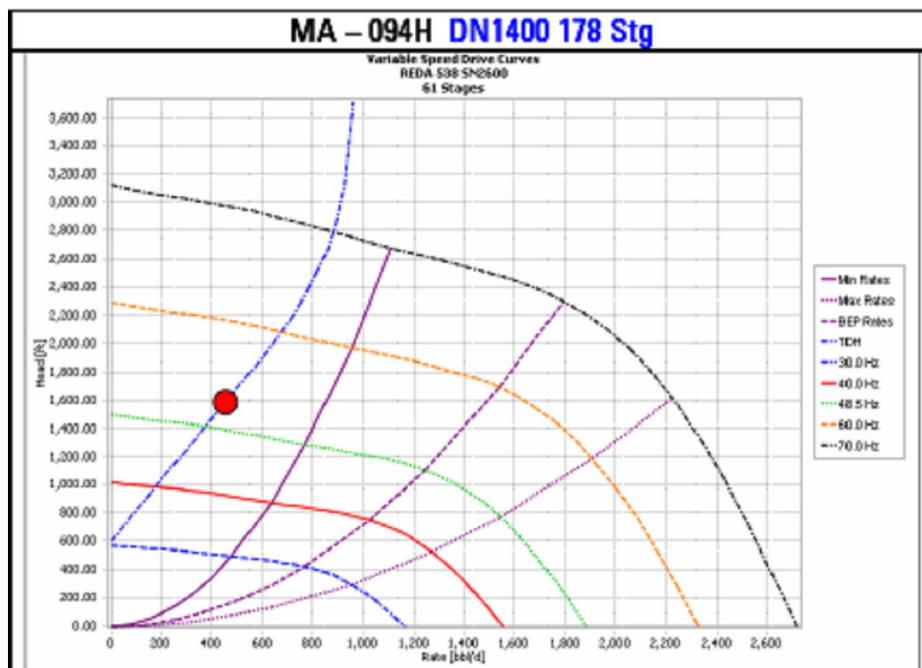
**Gráfica 7.** Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA092H (suministrada por Reda).

El pozo MA092H fue completado en ESP y produce alrededor de 948 barriles de fluido por día, la bomba instalada es una 81 SN 3600 lo que significa que tiene 81

etapas, está diseñada para levantar 3600 barriles de fluido a 60 Hz y según el catálogo tiene un rango de operación entre 2400 y 4600 barriles, lo que nos indica que la bomba es muy grande para la capacidad de aporte de fluidos del pozo.

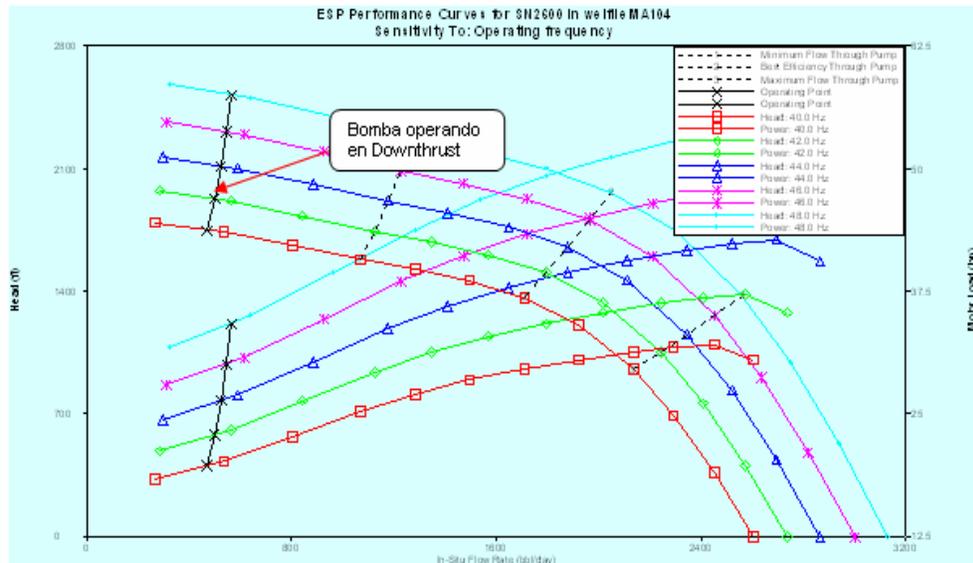


**Gráfica 8.** Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA094H (generado en el Well Flo).

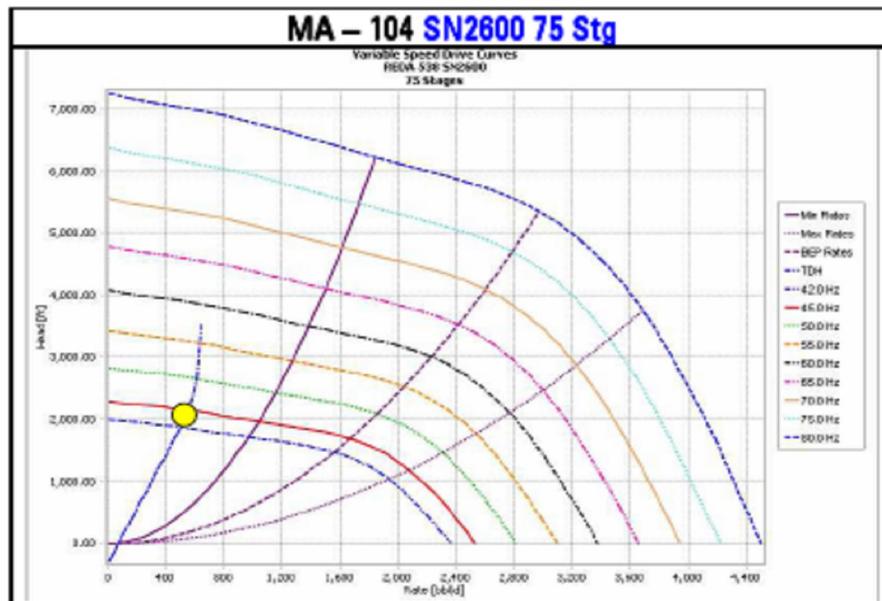


**Gráfica 9.** Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA094H (suministrada por Reda).

El pozo MA094H produce alrededor de 397 barriles de fluido por día, la bomba instalada es una 61 SN 2600 lo que indica que tiene 61 etapas, está diseñada para levantar 2600 barriles de fluido a 60 Hz y tiene un rango de operación óptimo entre 1600 y 3200 barriles. Según las pruebas de producción el pozo muestra una pérdida de eficiencia desde diciembre del 2006 disminuyendo el aporte de fluidos y aumentando la sumergencia efectiva. El daño probablemente se debe a presencia de scale.



**Gráfica 10.** Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA104 (generado en el Well Flo).

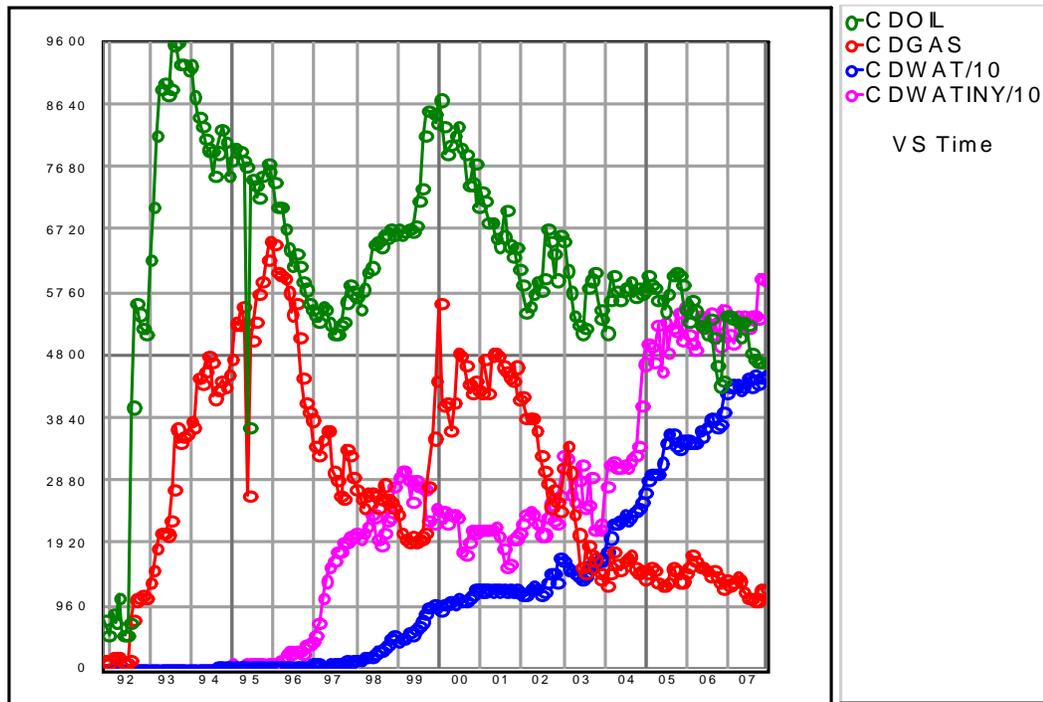


**Gráfica 11.** Desempeño del equipo BES instalado en el pozo MA104 (suministrada por Reda).

El pozo MA104 fue completado en ESP y produce alrededor de 489 barriles de fluido por día, la bomba instalada es una 75 SN 2600 lo que indica que tiene 75 etapas, está diseñada para levantar 2600 barriles de fluido a 60 Hz y tiene un rango de operación óptimo entre 1600 y 3200 barriles. Hasta el momento esta bomba ha sido la única instalada en el pozo.

El objetivo de correr el programa Well Flo además de predecir el comportamiento del equipo, es tener un criterio propio de evaluación y seguimiento a las ESP, con lo cual se tendría un punto de comparación con los informes periódicos de Reda. De esta forma ya no se va a depender tanto del proveedor en este aspecto y se podrá cuestionar con más propiedad acerca del rendimiento de las bombas.

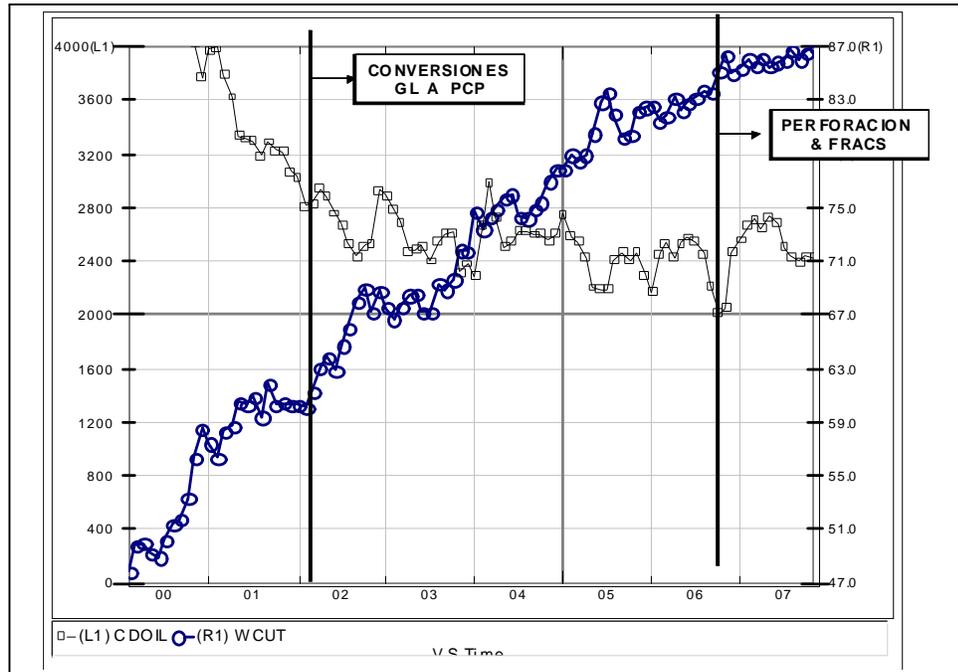
## 7. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ



**Gráfica 12.** Historia de producción del Campo Yaguará

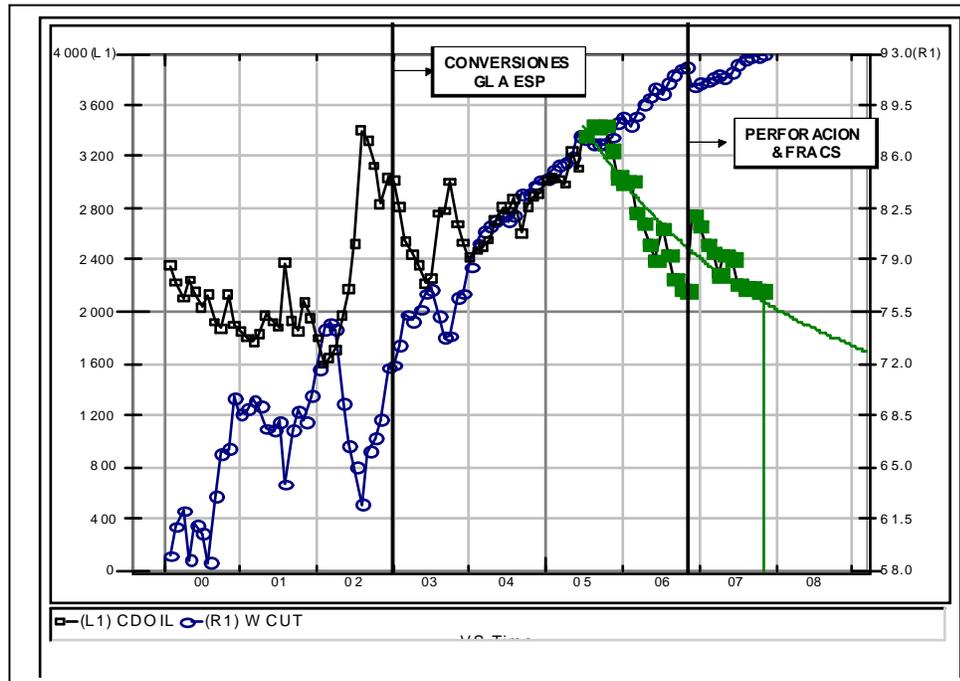
En la anterior gráfica se observa la historia de la producción del campo yaguará. Durante el año 1993 se alcanzó el pico de producción con aproximadamente 9600 barriles de aceite, luego la producción empezó a caer y llegó a los 5300 barriles de aceite en los primeros meses de 1997; posteriormente hacia comienzos del año 2000 gracias a una agresiva campaña de perforación y fracturamiento masivo se alcanzaron los 8500 barriles. El mecanismo de producción de la arena reservorio (Caballos), es por gas en solución. Durante los primeros diez años de producción del Campo el principal sistema de levantamiento fue el bombeo neumático, sin embargo debido a la alta producción de gas y sin tener un mecanismo natural de sostenimiento de la presión de yacimiento se obtuvo una declinación acelerada (mayor al 40%). Por tal razón durante el año 1997 se comenzó un piloto de inyección de agua como mecanismo de recobro secundario alcanzando tasas de 20000 barriles de agua de inyección diaria; así hacia finales del 2001 se obtiene una declinación menor en los pozos que están directamente influenciados por la inyección. Con la inyección de agua incrementándose hasta los 50000 barriles se hizo necesario un sistema de levantamiento que tuviera la capacidad de producir

volúmenes mayores, disminuyendo la presión de fondo fluyente, es así como a partir del año 2002 y hasta el presente se ha realizado el cambio de sistema de levantamiento de bombeo neumático a bombas electrosumergibles y de cavidades progresivas.



**Gráfica 13.** Producción de pozos con Bombas PCP

Nótese que la producción de los pozos con bombeo por cavidades progresivas se ha mantenido constante desde que se empezó a implementar masivamente en el año 2002, gracias a un incremento gradual en el número de pozos con este sistema y al soporte en la inyección de agua. Durante los últimos cinco años la producción por este sistema de levantamiento ha representado aproximadamente el 45% de la producción total de aceite del campo, teniendo un incremento acelerado en el corte de agua, pasando de un 60% a un 87%. Adicionalmente el cambio en las condiciones de flujo en el sistema yacimiento – pozo (mayor caída de presión respecto al que se tiene en el bombeo neumático) junto con la presencia de bacterias sulfatoredutoras (generadoras de  $H_2S$ ) ha originado la precipitación de sales principalmente  $CaCO_3$  o carbonato de calcio. Todo lo anterior representa un desafío para el mantenimiento de los volúmenes de producción de crudo puesto que se hace necesario estimular constantemente las zonas para remover el daño por scale, controlando las zonas con mayor aporte de agua.



**Gráfica 14.** Producción de pozos con Bombas ESP

La anterior gráfica muestra la producción de los pozos con ESP en la cual se aprecia un incremento en el corte de agua del 68% al 93% el cual es mucho más elevado que el presentado en las bombas PCP. La producción de aceite por este sistema ha representado un 52% de la producción total del campo con la mitad de pozos productores que los que están en sistema PCP. La mayor declinación de este grupo de pozos respecto a los que utilizan PCP tiene como explicación que estos se han utilizado en los pozos con mayor aporte de fluidos del campo, básicamente pozos horizontales con caudales de fluido mayores a los 1200 barriles – día, pero con una rápida declinación inicial.

En general el cambio en el sistema de levantamiento ha traído como consecuencia una producción acelerada de las reservas del campo con mayores costos operativos por la mayor frecuencia de intervención a pozos y la necesidad de remoción del daño por la precipitación de sales y óxidos de hierro, pero con la posibilidad de obtener volúmenes mayores de producción dando soporte al recobro secundario por inyección de agua y con ello el mantenimiento de la presión de yacimiento. Por otra parte el sistema ESP permite manejar volúmenes mayores a los de las PCP, pero en la práctica sufren un aumento más rápido en los cortes de agua y con ello una declinación mayor de la producción de aceite.

## 8. CONCLUSIONES

- La pasantía supervisada como modalidad de grado es una oportunidad muy valiosa para que el estudiante se empiece a desarrollar como profesional y visualice el campo de acción en el cual se va a desempeñar, además crea un vínculo entre empresa y universidad.
- Durante el proceso de revisión de la información se encontró que en la base de datos DIMS, en el archivo físico de los pozos y la información suministrada por las empresas proveedoras de las bombas ESP, se encontraba incompleta, no correspondía o no estaba registrada, posiblemente debido a la pérdida de los reportes de instalación o desinstalación y a que algunas bombas que están instaladas no pertenecen a la empresa que actualmente opera en el Campo Yaguará.
- En el histórico de fallas creado, en los diagramas de torta y barras para las diferentes intervenciones y causas de falla, se evidencia que los principales problemas que presenta el sistema de levantamiento electrosumergible en el Campo Yaguará se deben principalmente a la presencia de sólidos como arena y scale que representan un porcentaje de fallas de 28% y 24% respectivamente, en un tercer lugar se tienen las fallas debido al motor de la ESP, con un porcentaje del 18%, luego vienen las causadas por rediseño del equipo con un 15%, seguido por las fallas causadas por la bomba con un 12% y por ultimo la causadas por el cable con un 3%.
- Los problemas de las bombas electrosumergibles asociados con la formación de escamas en el campo se deben a la calidad del agua de inyección y a la actividad de bacterias sulfatoreductoras. (Según informe presentado por el ICP).
- Se determinó el tiempo medio entre fallas para las bombas instaladas hasta el mes de agosto de 2007 en el Campo Yaguará, dando como resultado un MTBF de 1178.7 equipos - días/falla ó 3 equipos - año/falla, es decir que de cada 3 equipos se espera que uno de ellos falle durante el año, en condiciones normales de trabajo.
- A partir de las curvas de supervivencia teórica y calculada generadas para los equipos instalados hasta agosto de 2007 en el Campo Yaguará, se deduce que la probabilidad de falla de un equipo ESP está ligado más a las condiciones del pozo y yacimiento que a problemas relacionados directamente con el equipo.

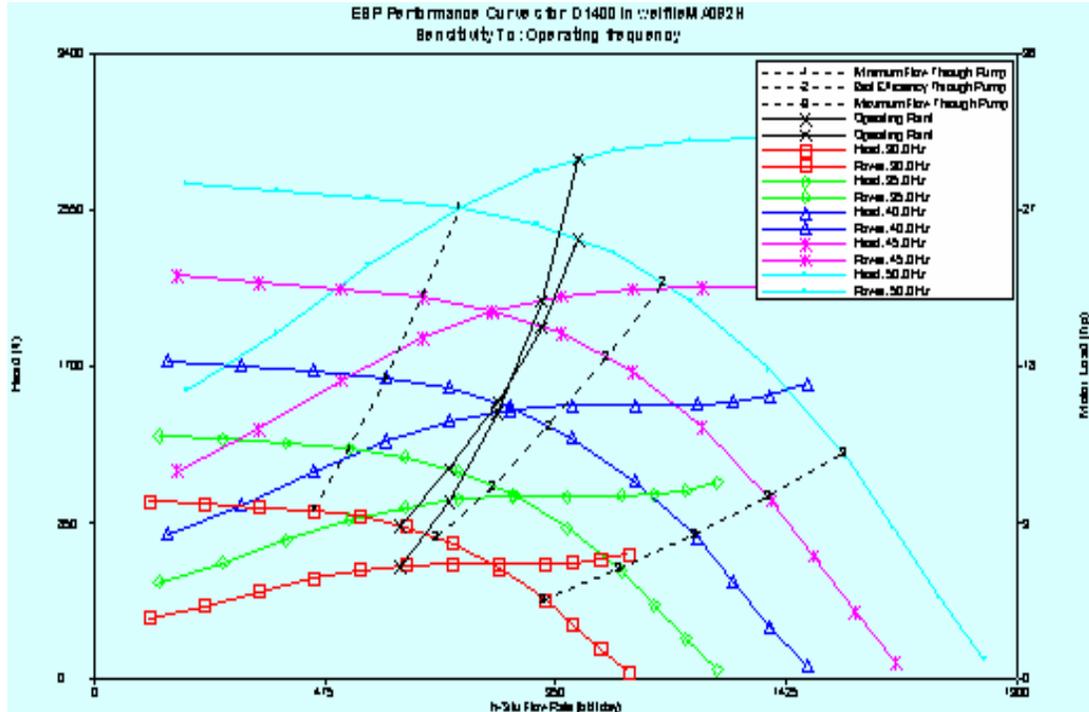
- El sobredimensionamiento de la bomba del pozo MA092H es debido a que en marzo del 2005 se realizó una estimulación y un cañoneo, con los cuales se esperaba que el pozo aportara cerca de los 3000 bbl, pero esto no sucedió.
- La bomba del pozo MA094H posiblemente se encuentre taponada con scale ya que el anterior equipo instalado presentó obstrucción por scale en el intake y motor.
- El sobredimensionamiento de la bomba del pozo MA104 se debe a que una vez perforado éste, se tenía planeado fracturar y se esperaba una producción alrededor de los 2000 bbl, pero este fracturamiento no se llevó a cabo y se decidió bajar el equipo en esas condiciones.
- El sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible permite la producción de altos caudales de fluido, pero con este se alcanza rápidamente la declinación en la producción de aceite debido al aumento en el corte de agua.

## 9. RECOMENDACIONES

- Actualizar el histórico de fallas de ESP del Campo Yaguará cada vez que se realice una intervención a un pozo con bombeo electrosumergible.
- Pedir a los técnicos de la empresa proveedora Reda encargados de la instalación y desinstalación de las bombas ser lo más concretos y explicativos con la información de las características, series, evidencias de falla y observaciones de las partes de la ESP registradas en el formato de Pull y Run que ellos entregan a la empresa.
- Solicitar a la empresa proveedora de las bombas electrosumergibles Reda el diagnóstico del “Tear Down” de los equipos para saber cual fue la causa exacta de la falla y de esta forma tener un registro más completo.
- Continuar con la simulación del desempeño de las bombas ESP en el Well Flo, con le fin de tener un criterio propio de evaluación, especialmente para las bombas de Centrilift que son las que presentan mayor deficiencia en la información.
- Re-implementar el programa de inyección de inhibidor de scale en el pozo MA010H, ya que este ha presentado problemas por depositación de escamas durante los últimos tres años.
- Realizar una investigación de las mejores prácticas para el control de arena y así mejorar el desempeño de las bombas ESP.
- Fracturar el pozo MA104 en las arenas B10, B20, B30 y evaluar junto con la empresa proveedora REDA si el equipo se encuentra en óptimas condiciones para que continúe operando en el pozo una vez se haya fracturado.
- En pozos con corte de agua mayores al 95% como es el caso del MA066, MA068, MA088, MA098H, MA099H y MA100 considerar la idea de disminuir la frecuencia de operación de las bombas para que haya una acomodación de fases y para que el agua haga un mejor barrido del aceite y así se pueda obtener un mejor recobro de estos, teniendo en cuenta la sumergencia efectiva actual de los pozos.

- Para una futura intervención al pozo MA092H, se debe hacer un rediseño del equipo. A continuación se muestra una posible opción.

### Rediseño de la bomba para el pozo MA092H

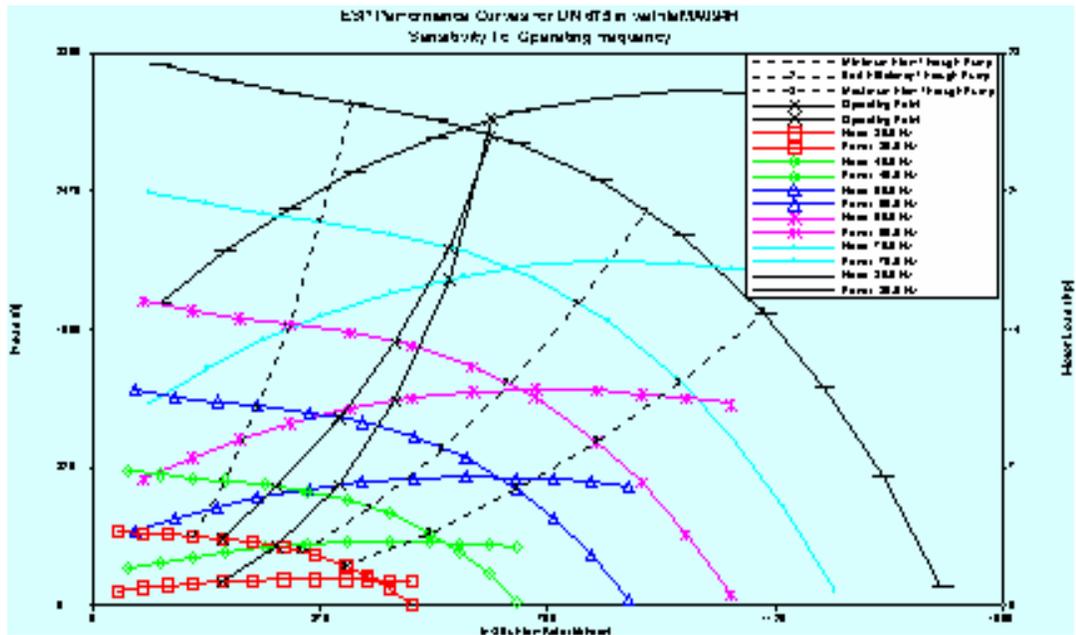


**Gráfica 15.** Desempeño de la bomba 129 DN 1400 en el pozo MA092H

La bomba sugerida para el pozo MA092H es una DN 1400 de 129 etapas, la tasa mínima que maneja esta bomba es de 712.5 bbl/día y la máxima es de 1464.5 bbl/día, para seguir produciendo los 948 bbl de fluido por día que actualmente produce, el equipo se debe operar a una frecuencia de 47.5 Hz. Como el pozo tiene antecedentes de falla por presencia de sólidos las características de la bomba deberían ser CR – ARZ – RA las cuales permiten el manejo de fluidos abrasivos.

- Como el pozo MA094H tiene antecedentes de falla por presencia de scale en el intake y el motor, es recomendable la inyección de inhibidor de scale. En caso que el pozo continúe con la misma producción se recomienda la instalación de la siguiente bomba.

## Rediseño de la bomba para el pozo MA094H



**Gráfica 16.** Desempeño de la bomba 57 DN 675 en el pozo MA094H

La bomba sugerida para el pozo MA094H es una DN 675 de 57 etapas, la tasa mínima que maneja esta bomba es de 270 bbl/día y la máxima es de 700 bbl/día, para seguir produciendo los 397 bbl de fluido por día que actualmente produce, el equipo se debe operar a una frecuencia de 50.5 Hz.

## BIBLIOGRAFÍA

- BARRERO, JUAN P. Trabajo de Grado. Optimización del Sistema de Levantamiento Artificial ESP Campos Purificación y Matachines. Universidad Surcolombiana. Neiva. 2001.
- CÓRDOBA, BEATRIZ E; TENGONO, JOSÉ A. Trabajo de Grado. Evaluación y Optimización del Sistema de Bombeo Electrosumergible ESP en la Concesión Neiva 540. Universidad Surcolombiana. Neiva. 1993.
- CORE LABORATORIES. Análisis de Gas y Crudo Estación Los Mangos. Bogotá. 2007.
- FLOSYSTEM. Flosystem User Documentation Versión 3.6e. 2001.
- INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO ICP. Resultados. Análisis y Control del Daño de Formación Campo Yaguará. Piedecuesta. 2005. Pag 43-57.
- LASTRA RAFAEL, RUEDA ARMANDO. Estimating MTBF Survival Analysis Techniques. Electrical Submersible Pump Workshop. Houston, Texas. 1997.
- MONTES, OSCAR A. Evaluación Técnica de las intervenciones a pozos en el Campo Dina Terciarios. Universidad Surcolombiana. Neiva. 2006.
- PETROBRAS INTERNATIONAL – CAMPO YAGUARÁ. Archivo Físico de los Pozos. Yaguará.

- POLO ROSANA, REINOSO WILDIMAN. Estudio Integrado del Campo Yaguará. Reporte. Bogotá. 2004.
- REDA DE COLOMBIA. Curso de Bombeo Electrosumergible.1996 – 1998.
- SCHLUMBERGER. Curso. Well Completion and Productivity - Artificial Lift – Reda. 2007.
- SCHLUMBERGER - REDA. Reporte de Desempeño Sistema BES mes de agosto de 2007. Bogotá.2007.
- SERRANO RAUL F. Proyecto de Grado en la Modalidad de Práctica Empresarial - Schlumberger -WCP-Artificial Lift System. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2003.



## **ANEXOS**

**Anexo A.** Nomenclatura usada para las bombas electrosumergibles por la empresa REDA – SCHLUMBERGER.

<b>ABBREVIATION</b>	<b>DEFINITION</b>
ARZ	Abrasion Resistand: Zirconia bushings and sleeves
ARZ - S	Abrasion Resistand: Silicon Carbide sleeves
ARZ - SS	Abrasion Resistand: Silicon Carbide bushing and sleeves
ARZ - T	Abrasion Resistand: Tungsten – Carbide sleeves
ARZ - TT	Abrasion Resistand: Tungsten – Carbide bushings and sleeves
ARZ - ZS	Abrasion Resistand: Zirconia bushing bushings and Silicon sleeves
ARZ - ZT	Abrasion Resistand: Zirconia bushing bushings and Tungsten sleeves
C	Compression
CT	Center Tandem
C -CT	Compression - Center Tandem
C - LT	Compression – Lower Tandem
CR	Compression Ring
CR - CT	Compression Ring - Center Tandem
CR - LT	Compression Ring - Lower Tandem
ES	Enhanced Stability
FL	Floater
FL - CT	Floater - Center Tandem
FL - LT	Floater – Lower Tandem
FL - S	Floater – Single section
HB	Hydraulic Balance
HSG	Housing
S	Single
SS	Stainless Steel
SS H and B	Stainless Steel Head and Base
CS	Carbon Steel
M - Trim	Monel Trim
RA	Redaloy
SLB	Self Lubricating bearings (Graphalloy)
HSS	High Strength Shaft