

ESCUELA POLITECNICA DEL EJÉRCITO

ESPE – LATACUNGA

Facultad de Ingeniería de Ejecución

En Electromecánica

TESIS DE GRADO

**“LOCALIZACION, DETECCION Y ANALISIS DE
FALLAS EN EL SISTEMA DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE PARA LA REGION
AMAZONICA DEL ECUADOR”**

LUIS ALBERTO CONSTANTE BARRAGAN

Latacunga, Octubre del 2002

CERTIFICACION

Certificamos que el presente trabajo ha sido realizado por el Sr. Luis Alberto Constante Barragán, bajo nuestra dirección.

Ing. Oswaldo Mariño

DIRECTOR

Ing. Mario Jimenez

CO – DIRECTOR

AGRADECIMIENTO

Quiero dejar constancia de mi profundo y sincero agradecimiento a mis maestros que día a día con su acertada dirección y sabia enseñanza van preparando a los profesionales del mañana.

De manera especial, agradezco al Ing. Jorge Palomino “Gerente de Operaciones”, Baker Hughes Services International, por la confianza depositada en mi persona para realizar esta tesis de grado, por su apoyo y magnífica dirección.

En forma particular, mi agradecimiento a la Escuela Politécnica del Ejército sede Latacunga, por haberme abierto sus puertas y brindarme la oportunidad de culminar con satisfacción los estudios de mi carrera profesional, que espero sirva de ejemplo para futuras generaciones.

DEDICATORIA

Al terminar una etapa de mi vida estudiantil, dedico este trabajo fruto de esfuerzos a mis padres, quienes alimentaron mi espíritu con sabios consejos y han sabido guiarme por el camino del bien; y a la vez que sin escatimar sacrificios hicieron posible el regalo más grande que un ser humano aspira, mi educación profesional.

ELABORADO POR:

LUIS ALBERTO CONSTANTE BARRAGAN

EL DECANO DE LA FACULTAD

ING. VICENTE HALLO

EL SECRETARIO ACADEMICO

DR. MARIO LOZADA

INDICE

CAPITULO I	Pag.
1.1.- Fundamento Teórico -----	1
1.2.- Origen del Petróleo -----	2
1.2.2.- Naturaleza del Petróleo -----	3
1.3.- Propiedades físicas y constitución química del petróleo -----	3
1.3.1.- Composición química y estructura del petróleo -----	3
1.3.2.- Propiedades físicas del petróleo -----	4
1.4.- Definiciones previas y características de los fluidos -----	5
1.4.1.- Definiciones previas -----	5
1.4.2.- Características de los fluidos -----	6

1.5.- Sistemas de levantamiento artificial -----	18
1.6.- Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial -----	18
1.6.1.- Bombeo mecánico -----	18
1.6.2.- Bombeo electrosumergible -----	20
1.6.3.- Levantamiento por gas lift -----	21
1.6.4.- Bombeo hidráulico -----	24
1.6.5.- Bombeo por cavidad progresiva -----	26
1.7.- Parámetros que definen el tipo de levantamiento artificial -----	28

CAPITULO II

2.1.- Generalidades -----	32
2.2.- Equipo de Fondo -----	32
2.2.1.- Motor eléctrico -----	33
2.2.2.- Bomba electrosumergible -----	38
2.2.3.- Sección sellante -----	42
2.2.4.- Separador de gas -----	46
2.2.5.- Succión -----	47
2.2.6.- Sensor de fondo PHD -----	48
2.2.7.- Cable de potencia -----	50
2.2.8.- Cable de extensión de motor MLE -----	51
2.2.9.- Flejes -----	52
2.2.10.- Centralizador -----	52
2.3.- Equipo de superficie -----	53
2.3.1.- Transformador de línea -----	53
2.3.2.- Controladores del motor eléctrico -----	53
2.3.3.- Transformador de salida -----	56
2.3.4.- Caja de venteo o conexiones -----	57
2.4.- Funcionamiento del sistema BES -----	57

CAPITULO III

3.1.- Generalidades -----	59
3.2.- Fallas según su naturaleza -----	60
3.2.1.- Fallas mecánicas -----	60
3.2.2.- Fallas eléctricas -----	66
3.2.3.- Fallas de pozo -----	74
3.3.- Fallas según el procedimiento al que está sometido el equipo -----	80
3.3.1.- Fallas en el ensamble y transporte del equipo BES -----	81
3.3.2.- Fallas durante la instalación del equipo BES -----	82

CAPITULO IV

4.1.- Cuadro Guía de fallas -----	84
4.2.- Codificación de fallas -----	95
4.3.- Estadísticas de fallas -----	99
4.4.- Tabulación de fallas -----	105
4.5.- Análisis de resultados -----	115
4.6.- Análisis estadístico de fallas -----	117
4.7.- Análisis estadístico en función de diagramas de caja -----	134

CAPITULO V

5.1.- Antecedentes -----	141
5.2.- Descripción del software de análisis de fallas -----	141

CAPITULO VI

6.1.- Conclusiones -----	146
6.2.- Recomendaciones -----	149

Bibliografía	151
Anexos	152
Anexo a1.- Glosario de términos	153
Anexo a2.- Estadísticas obtenidas en el programa Centracks	155
Anexo a3.- Reportes de Pulling e Instalación en el campo	160

BIBLIOGRAFIA

- Brown K. Sistemas de Levantamiento Artificial
- CENTRILIFT Variadores de Frecuencia ICS
- Ingeniería de maquinas Shigley
- Richardson M. Máquinas eléctricas estacionarias y rotativas
- CENTRILIFT Manual de Servicio de Campo

- CENTRILIFT ----- Principios de Bombeo Electrosumergible
- CENTRILIFT ----- Catálogo Electrospeed GCS
- Claudio Mataix ----- Mecánica de fluidos

I.- FUNDAMENTO TEORICO

1.1.- INTRODUCCION

Cuando el Ecuador inicia la era “PETROLERA” se notó la imperiosa necesidad de buscar la manera más acertada y óptima de extraer el “ORO NEGRO”, es por eso que varias compañías operadoras optan por seleccionar el sistema de levantamiento artificial más apropiado y con la mejor alternativa de operación.

Con el descubrimiento de la potencialidad de nuestro país como productor de petróleo, han aparecido una serie de necesidades por cubrir, las mismas que se traducen en la conformación e implantación de compañías que obtengan el crudo de la forma más óptima posible.

Es por eso que el Sistema de Bombeo Electrosumergible, pretende satisfacer necesidades de las compañías operadoras, mostrando eficiencia y eficacia en todas las acciones que sean necesarias emprender.

Sin embargo; muchas veces, no se conoce la información suficiente a cerca del pozo para el correcto seleccionamiento del equipo, lo que puede causar el aparecimiento de fallas en el sistema de bombeo.

Es por eso entonces, que mediante el desarrollo del presente proyecto, se pretende buscar una alternativa segura, localizando, detectando y formulando el procedimiento más adecuado a seguir para cada una de las fallas presentes en el Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES), logrando de esta forma optimizar el proceso e incrementar la vida útil de los equipos.

1.2.- ORIGEN DEL PETROLEO

Durante muchos años, ha sido materia de controversia científica la manera en que el petróleo se ha formado en la naturaleza. Se han ofrecido varias teorías, parcialmente confirmadas por evidencia obtenida en el campo o en el laboratorio, pero hasta ahora no se ha llegado a un acuerdo.

Las teorías más aceptadas son dos:

- Teoría inorgánica y
- Teoría orgánica.

La primera trata de explicar la formación del petróleo suponiendo reacciones geoquímicas entre el agua, bióxido de carbono y varias sustancias inorgánicas, tales como carburos y carbonatos de los metales que se encuentren más comúnmente.

La teoría orgánica supone que el petróleo se ha desarrollado de la descomposición de productos de organismos vegetales o animales que vivieron en el agua del mar en periodos geológicos anteriores y cuyos restos se acumularon en sedimentos formados a lo largo de las costas del océano y en las rocas subyacentes continentales.

Minúsculas plantas y animales poblaban los mares y océanos. Cuando morían, iban a parar al fondo de los mares para ser cubiertas por capas de arena y arcilla. La enorme presión de estas capas y la acción del calor fue transformando estos restos orgánicos en petróleo.

1.2.1.- NATURALEZA DEL PETROLEO

El aspecto del petróleo crudo varía desde un líquido móvil, de color ligeramente amarillo hasta un producto viscoso, a veces semisólido, de color negro; lo constituyen principalmente muchos hidrocarburos gaseosos y líquidos, con hidrocarburos sólidos en disolución o dispersos.

Las condiciones en que se encuentre el petróleo pueden ser varias pero su constitución siempre tratará de ser homogénea conservando sus propiedades.

1.3.- PROPIEDADES FISICAS Y CONSTITUCION QUIMICA DEL PETROLEO

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos que se encuentra en la naturaleza, ya sea en estado sólido, líquido o gaseoso. Estas tres fases del petróleo pueden transformarse una en otra, sometiéndolas a cambios moderados de temperatura y presión.

En la corteza terrestre, todas las variantes de los estados del petróleo, desde las formas más sólidas y quebradizas pasando por sustancias suaves y cerosas, líquidos pesados y viscosos, hasta líquidos ligeros y volátiles, pueden encontrarse asociados en una sola región. Al ocurrir cambios de presión, temperatura, cambios físicos o químicos, habrá un reajuste continuo entre las diferentes fases de las mezclas de hidrocarburos.

1.3.1.- COMPOSICION QUIMICA Y ESTRUCTURA DEL PETROLEO

Químicamente, el petróleo consiste de una mezcla de hidrógeno y carbón, mostrando la composición fundamental generalmente de 11 a 13% del primero y 84 a 87% del segundo. Además de otros elementos como son: azufre, nitrógeno y oxígeno, se encuentran a menudo presentes hasta en 1% y ocasionalmente 4% o aún más.

1.3.2.- PROPIEDADES FISICAS DEL PETROLEO

Comúnmente el petróleo líquido, se presenta como un aceite algo más ligero y viscoso que el agua, variando en color desde negro, pasando por varias tonalidades de café y verde, hasta un ámbar ligero; rara vez puede ser casi incoloro; tiene un olor característico parecido al de la gasolina, a menudo el olor es desagradable, en especial si el aceite está contaminado con azufre o nitrógeno. La tabla 1.1 presenta las propiedades físicas más importantes del petróleo líquido.

Tabla 1.1 Propiedades Físicas del Petróleo Líquido

PROPIEDAD	OBSERVACIONES
Color	Con luz transmitida: amarillo pálido, pasando por varios tonos de rojo y café hasta negro. Con luz reflejada: tonos verdosos o azulados de amarillo, rojo, café o negro.
Índice de refracción	Varía de 1.39 a 1.49 (medido con refractómetro Zeiss)
Poder rotatorio específico	Generalmente varía entre 0 y 12 grados. Ocasionalmente puede aumentar tanto como 3.1 grados (medido con Prisma de Nicol).
Olor	Aromático: parecido al de la gasolina, alquitrán de hulla, aceite de cedro, piridina, etc.
Densidad	El peso específico varía entre 0.75 y 1.01; la gravedad API de 63 a 10 grados bajo cero, generalmente varía entre 0.82 y 0.96 el peso específico.
Coefficiente de expansión	Varía de 0.00036 a 0.00096; generalmente entre 0.00070 y 0.00085 (coeficientes para escala de temperatura fahrenheit).
Punto de ebullición	No es constante. Para diferentes componentes varía desde menos que la temperatura atmosférica normal hasta más de 300 grados centígrados.
Temperatura de congelación	Varía desde 15 hasta temperaturas tan bajas como 46 grados centígrados bajo cero.
Punto de inflamación	De 12 grados bajo cero a 110 grados centígrados, usando probador de copa abierta en un gran número de aceites.
Punto de ignición	De 2 a 155 grados centígrados, usando probador de copa abierta en un gran número de aceites.
Poder calorífico	Puede variar de 8500 a 11500 calorías por gramo, pero generalmente está entre 1002 y 1080 calorías por gramo.
Calor específico	Varía entre 0.40 y 0.52; promediando de 0.45 para la mayoría de los crudos.
Calor latente de vaporización	Varía entre 65 y 80 calorías por gramo para la mayoría de las parafinas y los metilenos (hidrocarburos).
Viscosidad	De 2.3 a 1300 Engler para un grupo grande de crudos a 15.6 grados centígrados.
Radioactividad	Algunos de los petróleos más ligeros tienen poder radioactivo, lo que se piensa que tiene significado para determinar su origen.

El petróleo en forma sólida, en la naturaleza incluye las ceras minerales, parafinas y asfalto, dándoles a distintas variedades de estas sustancias nombres mineralógicos.

Mientras que el petróleo en forma gaseosa lleva frecuentemente el nombre de “gas natural” cuya constitución es la mezcla de hidrocarburos gaseosos y vapores, siendo los más importantes el metano, etano, propano y butano.

Por lo tanto, el petróleo puede definirse como una sustancia compleja de composición química variable; estrictamente hablando, no es un mineral. Sin embargo, puede designarse correctamente como una sustancia mineral o como un conjunto de minerales.

1.4.- DEFINICIONES PREVIAS Y CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

A continuación se indicará algunas definiciones básicas que usualmente son relacionadas al hablar de petróleo.

1.4.1.- DEFINICIONES PREVIAS

- 1) Punto crítico.- es el estado a condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.
- 2) Presión crítica.- es la correspondiente al punto crítico.
- 3) Temperatura crítica.- es la correspondiente al punto crítico.
- 4) Curva de burbujeo o de ebullición.- es el lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura para los cuales se forma la primera burbuja de gas al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.
- 5) Curva de rocío o de condensación.- es el lugar geométrico de los puntos presión y temperatura en los cuales se forma la primera gota de líquido al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.
- 6) Región de dos fases.- es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y de rocío. En esta región coexisten en equilibrio las fases líquida y gaseosa.
- 7) Punto cricondenbar.- es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor, es decir es el punto de presión máxima en la curva envolvente en la región de dos fases.

8) Punto cricondetérmico.- es el máximo valor de temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio las dos fases; es decir, es el punto máximo de temperatura en la curva envolvente en la región de dos fases.

9) Zona de condensación retrograda.- es aquella en la cual, al bajar la presión a una temperatura constante, ocurre entonces una condensación.

10) Aceite saturado.- es aquel que a las condiciones de presión y temperatura en que se encuentra está en equilibrio con su gas.

11) Aceite bajosaturado.- es aquel que a las condiciones de presión y temperatura es que se encuentre, es capaz de disolver más gas.

12) Aceite supersaturado.- es aquel que a condiciones de presión y temperatura en que se encuentre, posee gran porcentaje de gas disuelto.

13) Saturación crítica de un fluido.- es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento o flujo de dicho fluido en el yacimiento.

1.4.2.- CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

A continuación se describirá un ligero repaso de los términos y fórmulas básicas relacionadas con las aplicaciones del bombeo electrosumergible (BES).

1) CONDICIONES NORMALES ESTANDAR

Son determinadas condiciones, de presión y temperatura a las que se acostumbra medir los fluidos producidos de un yacimiento, ya sea para cálculos de ingeniería o propósitos de venta. Las condiciones usadas en la práctica son:

Presión = 14.7 PSI

Temperatura = 60°F (15.55 °C)

2) DENSIDAD (ρ)

Densidad es la masa de una sustancia por unidad de volumen, se mide en kilogramos por litro o en libras por pie cúbico. La densidad del agua es 62.4 lb/ft³ o 1Kg/l a condiciones estandar. La densidad del aire es 0.0752 lb/ ft³ o 0.001207 Kg/l.

La densidad del petróleo (ρ_o) varía de acuerdo a los cambios en temperatura y presión, al igual que a los cambios en la cantidad de gas en solución. Si el punto de interés se encuentra por encima de la presión del punto de burbuja (P_b) todo el gas disponible se encuentra en solución, por lo tanto un incremento de la presión simplemente comprimirá el liquido aumentando su densidad. Cuando la presión de interés se encuentra por encima del punto de burbuja, la densidad del petróleo se puede calcular de la siguiente forma:

$$\rho_o = \rho_{ob} \left[1 - C_o (P - P_b) \right]$$

Ec.

Donde:

ρ_{ob} = Densidad del petróleo a la presión de burbuja. (lb/ft³)

C_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo. (1/psi)

P = Presión estandar. (psi)

ρ_o = Densidad del petróleo. (lb/ft³)

Si la presión se encuentra por debajo del punto de burbuja, la densidad del petróleo se puede calcular teniendo en cuenta que parte del gas se encuentra en estado libre y parte del gas se encuentra en solución, bajo la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{5.6146 \cdot 62.4 \cdot \gamma_o + 0.0764 \cdot \gamma_g \cdot R_s}{5.6146 \cdot B_o} \quad \text{Ec.}$$

Donde:

ρ_o = Densidad del petróleo. (lb/ft³)

γ_g = Gravedad específica del gas.

R_s = Gas en solución (Sol GOR), scf/STB

B_o = Factor volumétrico de la formación, bbl/STB.

62.4 = Densidad del agua a condiciones estándar, lbm/ft³

0.0764 = Densidad del aire a condiciones estándar, lbm/scf.

5.6146 = Pies cúbicos por barril.

Tabla 1.2 Densidad Relativa y Viscosidad Cinemática de algunos fluidos.

Temperatura °F	Aceite a prueba de polvo		Fuel - oil medio		Fuel - oil pesado		Gasolina	
	Densidad relativa	Visc. Cinem. m ² /seg.	Densidad relativa	Visc. Cinem. m ² /seg.	Densidad relativa	Visc. Cinem. m ² /seg.	Densidad relativa	Visc. Cinem. m ² /seg.
5	0.917	72.9	0.865	6.01	0.918	400	0.737	0.749
10	0.913	52.4	0.861	5.16	0.915	290	0.733	0.710
15	0.910	39.0	0.857	4.47	0.912	201	0.729	0.683
20	0.906	29.7	0.855	3.94	0.909	156	0.725	0.648
25	0.903	23.1	0.852	3.44	0.906	118	0.721	0.625
30	0.900	18.5	0.849	3.11	0.904	89	0.717	0.595
35	0.897	15.2	0.846	2.77	0.901	67.9	0.713	0.570
40	0.893	12.9	0.842	2.39	0.898	52.8	0.709	0.545

3) GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO (γ_o)

Es la relación de la densidad , o peso específico del petróleo con respecto a la densidad del agua a condiciones estándar. La gravedad específica de los gases se compara con la densidad del aire a condiciones estándar de presión y temperatura.

La gravedad específica del petróleo se puede calcular de la siguiente forma:

$$\gamma_o = \rho_o / \rho_w$$

Ec. 1.3

En la industria petrolera se utiliza la gravedad API (American Petroleum Institute) como medida de la gravedad específica del petróleo. La relación entre gravedad específica y gravedad API es la siguiente a condiciones estandar.

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}} \quad \textbf{Ec.}$$

Una medida de 10 grados API corresponde a una gravedad específica de 1.00 (Tabla 1.3). Un crudo menor a 15 grados API es pesado; entre 15 y 20 grados API semi-pesado; de 20 a 25 grados API se considera crudo semi-liviano; y crudos mayores a 26 grados API son livianos.

4) GRADIENTE DE PRESION

Esta es la presión que ejerce el fluido por cada pie de altura del fluido. Por ejemplo el agua fresca ejerce un gradiente de presión de 0.433 psi/pie (0.1 kg/m).

Entre mayor sea la densidad o gravedad específica del fluido, mayor será el gradiente de presión ejercido por la misma columna de fluido.

$$\text{Gradiente (psi/ft)} = \gamma_o * 0.433 \text{ psi/ft}$$

Ec.

Tabla 1.3 Conversión de grados API

Gravedad API	Gravedad Específica	Gradiente psi/ft	Gravedad API	Gravedad Específica	Gradiente psi/ft
10	1.000	0.433	36	0.845	0.366
11	0.993	0.430	37	0.840	0.364
12	0.986	0.427	38	0.835	0.361
13	0.979	0.424	39	0.830	0.359
14	0.973	0.421	40	0.825	0.357
15	0.966	0.418	41	0.820	0.355
16	0.959	0.415	42	0.816	0.353
17	0.953	0.413	43	0.811	0.351
18	0.946	0.410	44	0.806	0.349
19	0.940	0.407	45	0.802	0.347
20	0.934	0.404	46	0.797	0.345
21	0.928	0.402	47	0.793	0.343
22	0.922	0.399	48	0.788	0.341
23	0.916	0.397	49	0.784	0.339
24	0.910	0.394	50	0.780	0.338
25	0.904	0.391	51	0.775	0.336
26	0.898	0.389	52	0.771	0.334
27	0.893	0.387	53	0.767	0.332
28	0.887	0.384	54	0.763	0.330
29	0.882	0.382	55	0.759	0.329
30	0.876	0.379	56	0.755	0.327
31	0.871	0.377	57	0.751	0.325
32	0.865	0.375	58	0.747	0.323
33	0.860	0.372	59	0.743	0.322

34	0.855	0.370	60	0.739	0.320
35	0.850	0.368	61	0.735	0.318

5) CORTE DE AGUA (W.C.)

Es calculado en la superficie como el porcentaje del volumen de agua en relación al volumen de los otros fluidos del pozo. Este valor se usa para calcular la gravedad específica del flujo total del pozo y es un valor muy importante en los cálculos de las correlaciones de flujo multifásico y de viscosidad del fluido. Si el agua es más pesada que el crudo, un aumento del corte de agua tendrá como efecto un incremento en la densidad total del fluido, incrementando el gradiente de presión.

6) PRESION

Es la fuerza por unidad de área de un fluido. Se puede considerar como un esfuerzo de compresión. Las unidades más comunes para expresar a la presión son lb/plg^2 (psi) ; Kg/cm^2 y N/m^2 (pascal).

Existen tres tipos de presiones, éstas son:

Presión Manométrica.- es la presión diferencial indicada por un manómetro, a diferencia de la presión absoluta. La presión manométrica y la presión absoluta están relacionadas, siendo la presión absoluta igual a la presión manométrica más la presión atmosférica.

Presión Atmosférica.- es la fuerza ejercida en una unidad de área por el peso de la atmósfera. La presión a nivel del mar es 14.7 psi, 760 mmHg o 1 atmósfera.

Presión Absoluta.- es la suma de la presión manométrica y la presión atmosférica. La presión absoluta en un vacío perfecto es cero.

Presión Absoluta (psia) = Presión Manométrica (psig) + Presión Atmosférica

7) ALTURA DE COLUMNA

Es la cantidad de energía por libra de fluido. Es comúnmente usada para representar la altura vertical de una columna estática de líquido correspondiente a la presión de un fluido en un punto determinado. La altura de columna puede también considerarse como la cantidad de trabajo necesario para mover un líquido de su posición original a la posición requerida. Esto incluye el trabajo adicional necesario para superar la resistencia al movimiento en el conducto de flujo.

En un líquido en reposo, la presión total existente en cualquier punto consiste del peso de la columna de líquido por encima de este punto, expresado en psi o Kg/cm^2 , más la presión atmosférica ejercida en la superficie. Esta columna es llamada altura de columna estática y se expresa generalmente en pies o metros.

Presión y altura de columna son, por lo tanto, maneras diferentes de expresar el mismo valor. En la industria petrolera cuando se emplea el término “presión” se refiere generalmente a unidades en psi mientras que “altura de columna” se refiere a pies o longitud de la columna.

9) PRESION DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP)

En las operaciones con bombas electrocentrífugas es necesario saber los pies de fluido sobre la bomba o la presión de entrada a la bomba.

Para definir correctamente este dato, es importante saber la gravedad específica o gradiente del fluido en el espacio anular de la tubería de revestimiento. Si se conoce el gradiente del fluido o la gravedad específica, podemos estimar la presión de entrada de la bomba o el nivel de fluido sobre la bomba.

Una determinación exacta de la presión de entrada de la bomba se puede derivar estableciendo los pies de fluido en el espacio anular sobre la entrada de la bomba y sumando cualquier presión en la tubería de revestimiento aplicada en la superficie. Es denominada también: presión de fondo, de intake, o de fondo fluyente.

10) PIP REQUERIDO

Es la presión de entrada necesaria para alimentar adecuadamente la bomba y evitar tanto la cavitación como el bloqueo por gas; se conoce como A.N.P.S. (Altura Neta Positiva de Succión) requerida. Este valor varía con las condiciones de fluido del pozo.

11) PRESION DE BURBUJA (Pb)

La presión de burbuja de un hidrocarburo es la presión más alta a la cual las primeras moléculas de gas salen de solución y forman una burbuja de gas. Esta presión depende en parte de las propiedades del fluido. El gas y el aceite conforman una mezcla de múltiples componentes y las cantidades de gas-aceite están determinadas por un equilibrio gas-líquido.

El conocimiento de esta presión es importante en el diseño de un sistema electrosumergible para reducir la cantidad de gas que entra a la bomba y se debe procurar mantener la presión de entrada a la bomba por encima de la presión de burbuja, para ganar eficiencia en el sistema.

12) RELACION GAS - ACEITE (GOR)

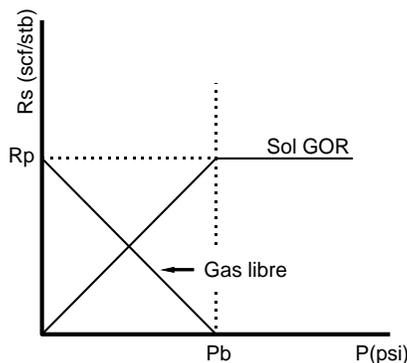
Es el volumen total de gas producido por día, dividido por el volumen total de petróleo producido también por día, las unidades de la relación Gas - Aceite (GOR) son Scf/Stb. El GOR de producción es calculado en la superficie, por lo tanto se considera que todo el gas existente se encuentra en estado libre.

$$\text{Prod GOR} = \frac{q_s (\text{Volumen de gas producido}) \text{ scf}}{q_o (\text{Volumen de fluido producido}) \text{ stb}} \quad \text{Ec. 1.6}$$

$$\text{Prod GOR} = \text{Sol GOR (Rs)} + \text{Gas libre} \quad \text{Ec.}$$

La cantidad de gas que existe en solución se expresa como Sol GOR o Rs, la magnitud de este valor varía dependiendo de la presión, temperatura, gravedad del aceite y la densidad del gas. Por otro lado, a presión atmosférica todo el gas se encuentra como una fase separada del aceite, denominado “gas libre”.

La figura 1-1 muestra el comportamiento de Sol GOR en función de la presión a una temperatura constante. En esta figura se puede observar como la cantidad de gas en solución aumenta con incrementos de presión hasta alcanzar el punto de burbuja en el cual todo el gas se encuentra en solución y Rs permanece constante.



$$R_p = \text{Sol GOR (Rs)} + \text{Gas libre}$$

Fig. 1.1.- Comportamiento de Sol GOR

13) FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO (B_o)

Es la relación que determina el volumen de petróleo saturado con gas, a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales.

$$B_o = B_y/B_n \quad (\text{siempre} > 1)$$

Ec. 1.8

Donde: B_y = Volumen de petróleo a condiciones de yacimiento.

B_n = Volumen de petróleo a condiciones normales.

A temperatura constante el valor de B_o aumenta hasta alcanzar la presión de burbuja, después de este punto la compresión del aceite es el factor más importante y el valor de B_o disminuye (Figura 1.2).

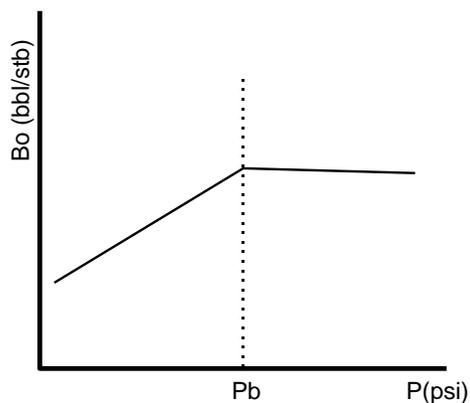


Fig 1.2.- Comportamiento de B_o

14) VISCOSIDAD ABSOLUTA (μ)

Es una medida de la resistencia interna de los líquidos al flujo, dicha resistencia proviene de la fricción interna que resulta de los efectos combinados de cohesión y adhesión. La viscosidad de los derivados del petróleo se expresa normalmente en términos del tiempo requerido por un volumen específico del líquido en pasar a través de un orificio de tamaño determinado.

La viscosidad absoluta (o dinámica) generalmente se expresa en centipoise en las unidades métricas. La viscosidad cinemática (ν) es la relación de la viscosidad absoluta y la densidad, expresada en centistokes, en unidades métricas o en S.S.U. (Segundos Saybolt Universal).

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

Ec. 1.9

La viscosidad del aceite varía cuando cambia la temperatura, descendiendo de forma exponencial a medida que la temperatura aumenta (fig. 1.3).

La figura 1.4 muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite con cambios de presión y manteniendo una temperatura constante.

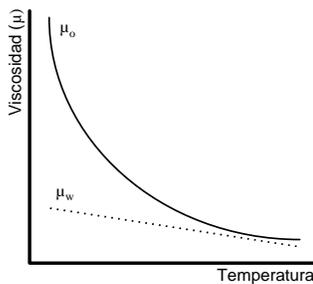


Fig. 1.3

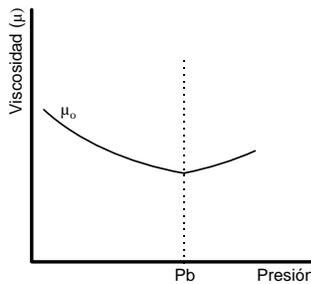


Fig. 1.4

15) FLUJO DE FLUIDO

Ya que se considera que la mayoría de los líquidos son incompresibles, hay una relación definida entre la cantidad del líquido que fluye en un conducto y la velocidad del flujo. Esta relación se expresa:

$$Q = AV \quad \text{Ec. 1.10}$$

Donde: Q = capacidad en ft³/seg. o m³/seg.

A = área del conducto en ft² o m².

V = velocidad de flujo en ft/seg. o m/seg.

16) FRICCIÓN EN LA TUBERÍA

La fricción en la tubería variará con el tamaño, longitud y capacidad de la misma, y la viscosidad del fluido. Las tablas para calcular la fricción a través de un sistema de tuberías están disponibles en una serie de manuales y catálogos.

La Fórmula de Hazen - Williams se utiliza para calcular la pérdida por fricción en la tubería:

$$\text{Fricción} = \left[\frac{V}{1.32 C \left(\frac{D}{48} \right)^{0.63}} \right]^{1.54} \times \text{PrB}_M \quad \text{Ec. 1.11}$$

Donde:

Fricción = Pérdida por fricción en la tubería (ft).

PrB_M = Profundidad medida de la bomba (ft).

V = **Velocidad del fluido, ft/seg.**

D = Diámetro interior de la tubería (pulg).

C = Coeficiente de Fricción

17) TENSION SUPERFICIAL

Se denomina tensión superficial de un fluido al trabajo que debe realizarse para llevar las moléculas en número suficiente desde el interior del fluido hasta la superficie para crear una nueva unidad de superficie (Kgm/m^2).

18) INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

Es una medida de la capacidad de producción de un pozo, produciendo fluidos con un diferencial de presión.

La constante de proporcionalidad que mide la productividad del pozo se le conoce como el Índice de Productividad (IP).

$$IP = \frac{q_o}{Pr - P_{wf}} \quad \text{Cuando } \rightarrow P_{wf} \geq P_b$$

Ec. 1.12

donde:

q_o = Caudal de prueba (Aceite y agua), stb/d.

P_{wf} = Presión de fondo (Al caudal de prueba), psig.

Pr = Presión promedio del yacimiento, psig.

$Pr - P_{wf}$ = Reducción de presión (diferencial de presión).

1.5.- SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando la presión del reservorio es insuficiente para mantener el fluido del petróleo a la superficie con tasas adecuadas, el flujo natural puede ser ayudado por levantamiento artificial.

El levantamiento artificial suple la energía natural del reservorio e incrementa el flujo reduciendo la contra presión a la cara del pozo causado por el flujo del petróleo en la tubería de producción.

Todo sistema de Levantamiento Artificial reduce la presión de fondo fluyente. En principio todo método de bombeo, tienen el mismo resultado al bajar la presión de la cabeza del pozo, de manera similar al de incrementar el diámetro de la tubería de producción en pozos de flujo natural.

1.6.- CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En la actualidad existen disponibles varios métodos de Levantamiento Artificial, entre los cuales podemos citar a los siguientes:

- 1.6.1.- BOMBEO MECANICO
- 1.6.2.- BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)
- 1.6.3.- LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT
- 1.6.4.- BOMBEO HIDRAULICO
- 1.6.5.- BOMBEO POR CAVIDAD PROGRESIVA (ESPCP)

1.6.1.- BOMBEO MECANICO

Dentro de Levantamiento Artificial, fue uno de los métodos más usados para extraer el petróleo del pozo. Actualmente se utiliza este sistema de levantamiento artificial principalmente en campos marginales. El Bombeo Mecánico está compuesto de cuatro componentes fundamentales:

- 1) Bomba de Subsuelo
- 2) Sarta de varillas
- 3) Equipo superficial de Bombeo

4) Fuerza motriz

La bomba está suspendida dentro de la tubería de producción y sumergida dentro del fluido del pozo. Está constituida por dos válvulas: una “fija” que se encuentra ubicada en la parte inferior y la otra “móvil” o “viajera”, colocada en el émbolo. El fluido penetra dentro del cilindro de la bomba y se eleva a la superficie por la tubería de producción con cada movimiento ascendente del émbolo de la bomba efectuando un movimiento de “sube y baja” dentro del “barril” de la misma, es decir realiza dos tipos de desplazamiento, ascendente y descendente.

El sistema de Bombeo Mecánico se ilustra en la figura 1.5

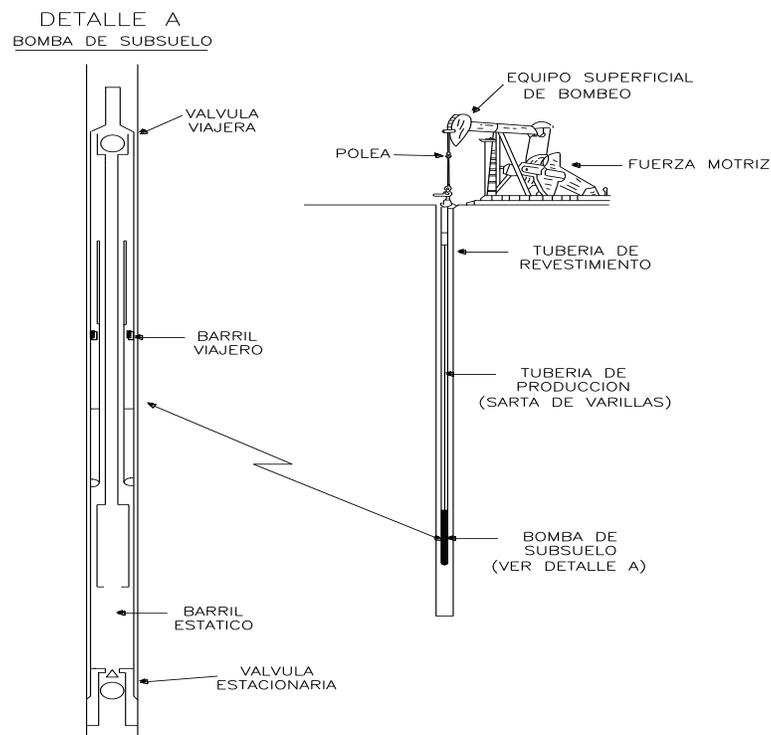


Fig. 1.5.- Sistema de Bombeo Mecánico

1.6.2.- BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Este método de bombeo es un sistema integrado de levantamiento artificial, está considerado como un medio efectivo y económico cuando se trata de levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una gran variedad de condiciones de pozo. Actualmente, constituye uno de los métodos más usados a nivel mundial.

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible (BES) pueden ser clasificados en dos grupos; el equipo de fondo y el equipo de superficie.

El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para producir el pozo. Consiste generalmente de un motor eléctrico, un sello, un separador de gas, un sensor de presión de fondo "PHD" y una bomba electrocentrífuga.

El equipo de superficie provee de energía eléctrica al motor electrosumergible y controla su funcionamiento.

Sus principales componentes son: el transformador de entrada, el controlador del motor, el transformador de salida, el cable de potencia, protectores de cable, la caja de venteo y otros componentes adicionales.

Este sistema de bombeo ha permitido optimizar volumen, eficiencia y durabilidad. Además se lo considera como un sistema resistente a la abrasión adaptable a cualquier aplicación con arena en el pozo.

El sistema de Bombeo Electrosumergible se muestra en la figura 1.6

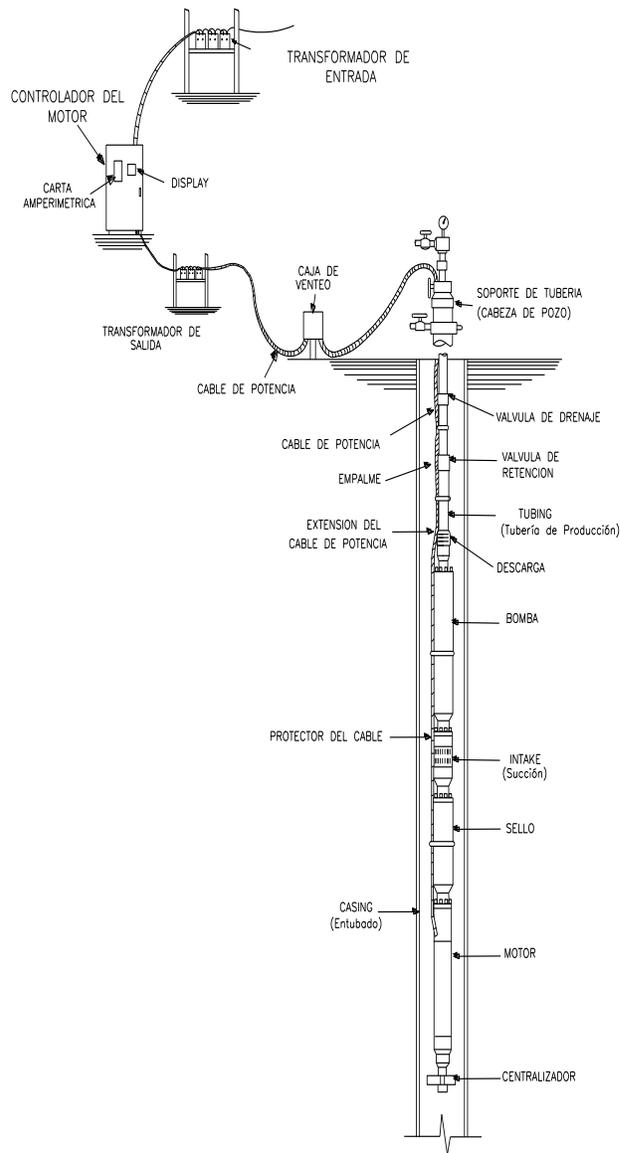


Fig. 1.6.- Sistema de Bombeo Electrosumergible

1.6.3.- LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT

Es un medio de “Levantamiento Artificial” desde un pozo vertical o inclinado, mediante la inyección de gas a alta presión en el pozo; a través de un proceso

mecánico. Este gas puede ser inyectado por el espacio anular entre las tuberías de producción y de revestimiento levantándolo por la tubería de producción.

Al entrar el gas a la tubería de producción acarrea los líquidos y origina en el pozo un “flujo continuo” o entra debajo de un “taco” de líquido acumulado y lo impulsa a éste a la superficie en forma de pistón, originando un “flujo intermitente”.

Bajo estas condiciones, el levantamiento por Gas Lift puede ser de dos tipos:

- a.-Levantamiento continuo
- b.-Levantamiento intermitente

a.- LEVANTAMIENTO CONTINUO

Consiste en la inyección ininterrumpida de gas a alta presión con el fin de alivianar la columna de fluido desde el punto de inyección del gas hasta la cabeza del pozo, permitiendo que éste pueda producirse a la tasa deseada.

Para que este proceso sea eficiente, se utiliza una válvula a la mayor profundidad posible, en un punto llamado de “inyección de gas”.

Este método es utilizado en pozos con un alto índice de productividad y a presión de fondo razonablemente altas.

b.- LEVANTAMIENTO INTERMITENTE

Consiste en la inyección de gas por ciclos, debajo de la columna “taco o pistón” de fluido acumulado en la tubería de producción, a través del punto de inyección, a una presión y volumen suficientes, capaz de levantar dicho taco a la superficie.

La inyección de gas en forma intermitente se controla con una válvula a motor temporizada. Este tipo de levantamiento es utilizado en pozos con volúmenes de fluido relativamente bajos o en pozos de las siguientes características:

- Alto índice de productividad con baja presión de fondo.
- Bajo índice de productividad y baja presión de fondo.

Para estos tipos de levantamientos, es necesario contar con un volumen de gas a alta presión, obteniéndose de pozos gasíferos que por medio de compresores se llega a la presión de operación deseada.

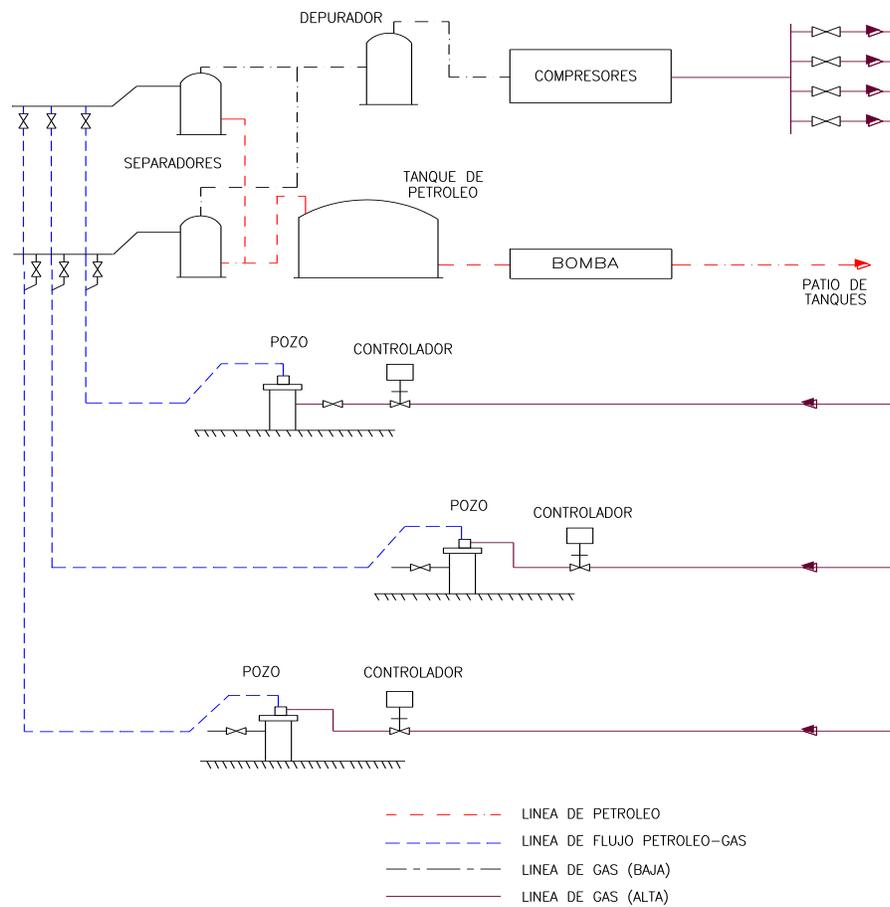


Fig. 1.8.- Levantamiento por Gas Lift

1.6.4.- BOMBEO HIDRAULICO

Es un sistema de bombeo en el cual, la energía con que opera la bomba a profundidad se transmite hidráulicamente.

El principio de operación de este método se basa en la ley de Pascal que dice: “La presión que se aplica en un fluido encerrado, se transmite sin disminución a cada punto del fluido y a las paredes del recipiente”.

Este método hace posible que se pueda transmitir energía desde un punto central hasta la bomba a profundidad a través de la tubería de producción. La unidad de poder es un motor de combustión interna o eléctrico, éste recibe petróleo del tanque y a presión es transmitido a una central de poder “Múltiples” para ser distribuidos a los pozos hacia abajo hasta la bomba ubicada a una determinada profundidad, sin ningún aparato mecánico.

El sistema de bombeo hidráulico utiliza bombas fijas y bombas libres, siendo el sistema libre el más económico porque eliminan costos de extracción de la bomba. En el sistema de bombas libres, pueden deslizarse con la energía del fluido motriz; el fluido motriz a ser utilizado deberá ser completamente limpio para lo cual se requiere un estricto control operacional en su tratamiento.

El bombeo hidráulico, permite elevar un mayor caudal de producción desde grandes profundidades, aplicable a pozos desviados y/o direccionales. Las limitaciones de este sistema de bombeo no permiten su aplicación a pozos con alto porcentaje de gas y frecuentemente ocurren problemas con arena, escala y corrosión.

En cada pozo, el petróleo motriz circula hacia abajo por la tubería de aceite motriz para operar la bomba a profundidad, para luego ascender a la superficie mezclado con el petróleo producido por el pozo.

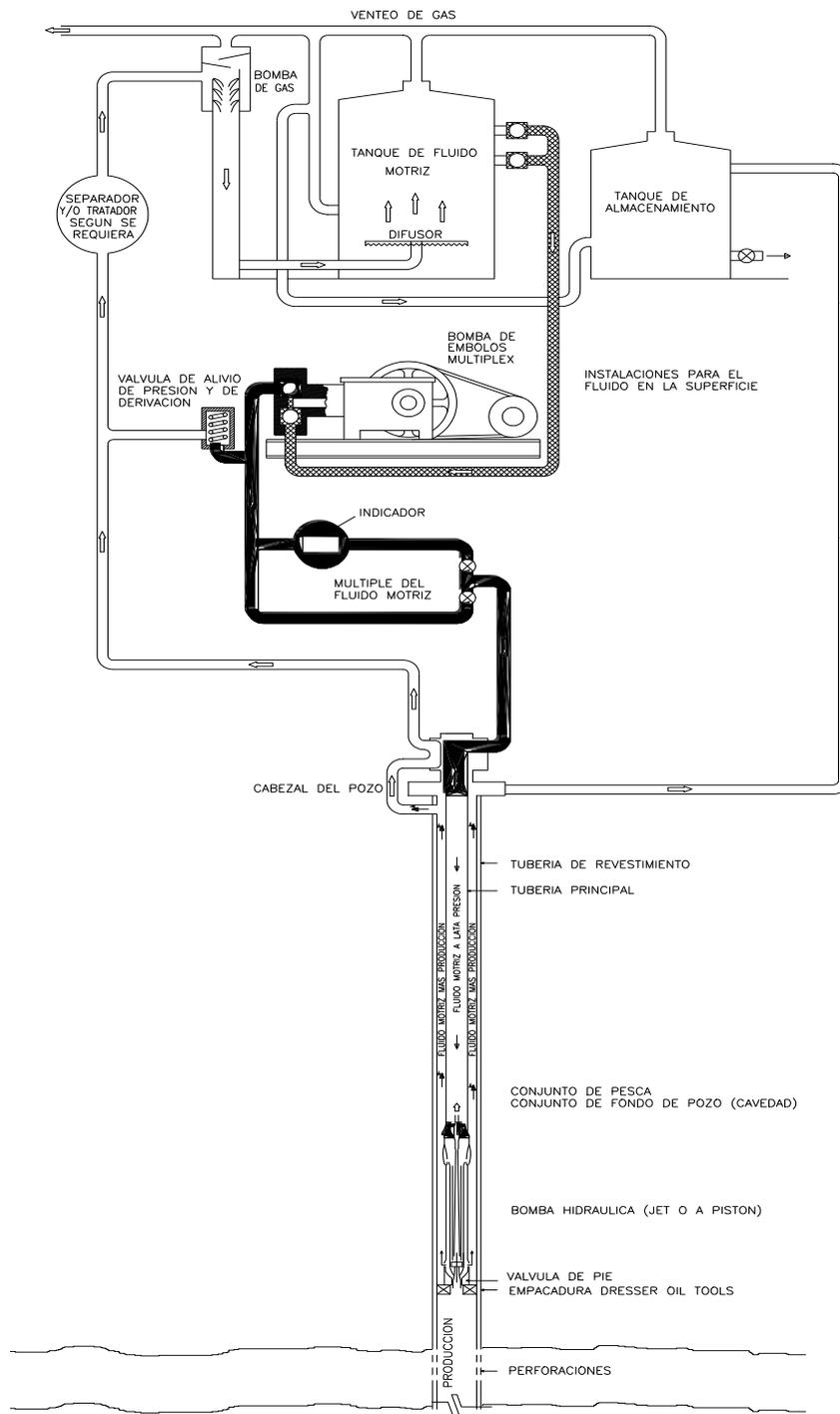


Fig. 1.9.- Sistema de Bombeo Hidráulico

1.6.5.- BOMBEO POR CAVIDAD PROGRESIVA

Este sistema es análogo al bombeo electrosumergible, utilizan similares componentes con ciertas modificaciones; el bombeo por cavidad progresiva combina la flexibilidad de una bomba de cavidad progresiva con la fiabilidad de un motor electrosumergible, para manejar las mayores dificultades en el levantamiento artificial.

La bomba de cavidad progresiva posee una elevada eficiencia para usos en rangos variados de producción, bajo requerimientos o condiciones de pozos que incluyen viscosidad alta, presencia de sólidos abrasivos y porcentajes considerables de gas en el pozo.

Al igual que en el bombeo electrosumergible, el fluido es extraído e ingresa por el intake o llamado también succión; éste dispositivo convierte el movimiento excéntrico de la bomba a movimiento concéntrico en la sección del sello.

El sello no permite que el petróleo ingrese al motor electrosumergible, a través de sus varias cámaras sellantes logrando de esta manera ganar en eficiencia y eficacia.

El sistema de bombeo por cavidad progresiva presenta ventajas frente a los demás sistemas de levantamiento artificial, tales como:

- Bajo costo de operación en aplicaciones complejas.
- Permite su instalación en pozos con bombeo horizontal y pozos inclinados.
- Alta eficiencia en producción, cuando se tiene fluidos con sólidos y elevada viscosidad.
- Reduce la emulsificación de fluidos.
- Reduce considerablemente las pérdidas por fricción.
- Genera torques de arranque altos.
- En muchos casos reduce el consumo de potencia.
- El mantenimiento que se debe dar al equipo de fondo y al de superficie es mínimo.

La figura 2.10 muestra el diagrama del sistema de bombeo de cavidad progresiva.



Fig. 1.10.- Sistema de Bombeo por Cavidad Progresiva

1.7.- PARAMETROS QUE DEFINEN EL TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A UTILIZAR EN UN POZO.

Para una aplicación específica de un tipo de Levantamiento Artificial, es recomendable realizar un estudio sistemático, pues cada elemento de un pozo en particular debería ser considerado cuidadosamente con el fin de llegar a un seleccionamiento e instalación más económicamente rentable y eficiente.

Dentro de los parámetros que se requieren para una selección apropiada de un método de Levantamiento Artificial, consta lo siguiente:

1.7.1.- COMPLETACION DEL POZO

Está influenciado directamente por los siguientes elementos:

- 1) Tipo, tamaño y peso de la tubería de producción.
- 2) Tipo, tamaño y peso de la tubería de revestimiento.
- 3) Profundidad total.
- 4) Profundidad de los punzamientos.

5) Profundidad de asentamiento de la bomba.

1.7.2.- DATOS DE PRODUCCION

- 1) Nivel del fluido y presión de fondo fluyente.**
- 2) Nivel del fluido de bombeo y presión del fondo fluyente.**
- 3) Tasa de producción requerida.**
- 4) Temperatura de fondo.**
- 5) Relación Gas – Petróleo (GOR).**
- 6) Contrapresión.**

1.7.3.- DATOS DEL FLUJO DEL POZO

- 1) Gravedad API del petróleo.**
- 2) Gravedad específica del agua.**
- 3) Viscosidad del petróleo.**
- 4) Presión del punto de burbujeo.**

1.7.4.- FUENTE DE ENERGIA

- 1) Línea de alta tensión.**
- 2) Generación propia.**
- 3) Voltaje del servicio, fase y ciclos.**
- 4) Capacidad de la línea o del generador.**

1.7.5.- CONDICIONES ESPECIALES FUERA DE LO USUAL

- 1) Temperatura.**

- 2) Corrosión.
- 3) Presencia de carbonatos, parafina, arena, etc.
- 4) Emulsiones.

1.7.6.- INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Es una medida de la capacidad del pozo, factor muy importante para poder decidirse por un método de Levantamiento Artificial, al conociendo los barriles de fluido que se producen por día y la presión diferencial en el punto medio del intervalo productor.

El IP cambia con el tiempo, con la producción acumulada, también está sujeto al cambio con el incremento de la caída de presión en cualquier tiempo de la vida del pozo.

1.7.7.- RELACION DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA IPR

Este factor es indispensable para el seleccionamiento del sistema de bombeo, básicamente constituye una curva en la cual se representa la capacidad productora que tiene un yacimiento para aportar fluidos a un determinado pozo; es decir, para cada valor de presión de fondo fluyente (P_{wf}), existirá una tasa de producción (q).

1.7.8.- CAPACIDAD DE POZOS

La determinación segura de la capacidad productora de un pozo, constituye un factor muy importante en la selección adecuada del sistema de bombeo y el costo de la misma.

Se define como la cantidad de fluido que puede aportar la formación productora como resultado de la caída de presión durante un determinado tiempo.

Los datos que se requieren para determinar la capacidad del pozo son: presión estática del yacimiento (P_r), y la presión de fondo fluyente (P_{wf}), a una tasa de producción (q).

1.7.9.- CABEZA O CARGA DINAMICA TOTAL (THD)

Este factor es necesario para conocer las características que debe tener la bomba dentro del sistema de levantamiento artificial, para la tasa de producción que va a ser producida.

Se lo considera como la columna total de fluido en pies, entregado por la bomba cuando bombea el volumen deseado.

Esta carga dinámica es la suma de los siguientes parámetros:

- 1) Pies de levantamiento (distancia desde la superficie hasta el nivel de fluido de bombeo).**
- 2) Pérdidas por fricción en la tubería de producción.**
- 3) La presión de descarga en la tubería de producción en el cabezal del pozo.**

1.7.10.- COSTO DE LOS EQUIPOS

En muchas ocasiones, este factor es el que decide la implementación de un sistema de levantamiento artificial, ya que cada sistema tiene equipos únicos que garantizarán la fiabilidad que puede adquirir un pozo cualquiera.

Sin embargo, son los representantes de cada compañía, quienes estudian la relación “Costo/Beneficio”; es decir, dan prioridad a los objetivos que tiene la compañía pensando básicamente en lo que van a invertir y lo que obtendrán como rentabilidad a corto y/o largo plazo.

II.- SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

2.1.- GENERALIDADES

La producción de petróleo por métodos artificiales se requiere cuando la energía natural asociada con los fluidos, no produce una presión diferencial suficientemente grande entre el yacimiento y la cavidad del pozo como para levantar los fluidos hasta las instalaciones de superficie.

El sistema de Bombeo Electrosumergible (BES), gracias a la serie de componentes que posee, tanto en el fondo como en superficie, ha permitido su aplicación en diferentes tipos de pozos; así como también garantiza la mejor y mayor extracción de crudo.

Este sistema ha optimizado la capacidad de extracción, aumentando la eficiencia y durabilidad de los equipos; es por eso, que el BES es considerado un método de levantamiento artificial completo, eficiente y económico tanto en su implementación como en la operación.

Su aplicación típica está dada para pozos con porcentajes elevados de agua, y baja relación gas – petróleo. Sin embargo, en la actualidad este sistema ha logrado excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, alto porcentaje de gas y en presencia de abrasivos; lo cual demuestra que el sistema de Bombeo Electrosumergible es el más apropiado para levantar altos volúmenes de fluido, hasta en condiciones severas de operación.

2.2.- EQUIPO DE FONDO

Se denomina equipo de fondo, a todos los dispositivos y elementos que están suspendidos bajo la tubería de producción, cuya función específica es la de levantar la columna de fluido necesaria para que el pozo produzca.

El equipo de fondo generalmente está formado por: el motor eléctrico, el sello, la succión o el separador de gas indispensable en pozos con alto porcentaje de gas, la bomba electrosumergible, el cable de potencia, flejes, centralizador, y el cable de extensión del motor.

2.2.1.- MOTOR ELECTRICO

El motor eléctrico utilizado en el sistema BES es un motor de inducción, con estator bobinado, bipolar, trifásico, rotor jaula de ardilla, el cual opera a una velocidad de 3600 rpm, a una frecuencia nominal de 60 Hz.

La parte interior del motor es llenada con un aceite mineral altamente refinado, el cual posee una considerable rigidez dieléctrica y brinda excelente lubricación en los cojinetes del motor; además posee alta conductividad térmica por lo que facilita la refrigeración del motor.

Están diseñados para operar con un voltaje tan bajo como 275 voltios o tan alto como 4160 voltios, con potencias de 19 y 750 HP respectivamente, dependiendo del modelo al que pertenezca el motor.

Sin embargo, los motores electrosumergibles tienen la posibilidad de conectarse en serie (tandem); siempre y cuando cumplan con condiciones previas, tales como: igual intensidad de corriente y pertenecer a una misma serie; con esto se consigue elevar la potencia, al igual que el voltaje, manteniendo constante la intensidad de corriente; cubriendo de esta forma todos los requerimientos de carga en cualquier pozo.

La potencia que desarrolla el motor es directamente proporcional al largo y al diámetro del mismo, influenciado directamente por el número de rotores; opera mediante corriente alterna trifásica, la misma que crea un campo magnético que gira en el estator. Este campo magnético rotativo induce un voltaje en los conductores del rotor tipo jaula de ardilla, lo cual genera una corriente que fluye en las barras del rotor. Esta corriente de inducción en el rotor, establece un segundo campo magnético el cual atrae al campo magnético rotativo del estator induciendo al rotor y al eje a girar dentro del estator.

a.- Estructura del Motor Eléctrico

El motor eléctrico en su estructura lleva una serie de componentes, dentro de los principales están: estator, conjunto rotórico, zapata de motor, base y cabeza.

1) Estator

El estator lo conforma un grupo de electroimanes en forma de laminaciones magnéticas individuales colocados de tal manera que forman una cavidad

cilíndrica (figura 2.1). Está bobinado con un alambre de cobre electrolítico de máxima pureza con doble capa de cinta aislante.

Las laminaciones del estator tienen orificios o pasajes llamados “slot” que permiten el paso del alambre de la bobina, cintas aislantes y la resina epoxi (figura 2.2); esta resina provee al bobinado una mayor resistencia mecánica, obteniendo buen aislamiento y mayor difusión térmica.



fig. 2.1.- Estator

fig. 2.2.-Ranuras del Estator

2) Conjunto Rotórico

El conjunto rotórico está compuesto por el eje del motor, cojinete de motor, manguitos, chavetas, arandelas de micarta y rotores, (figura 2.3).

Los cojinetes de motor tienen una ranura mecanizada que permite alojar al anillo en forma de “T” , este anillo tiene la función de expandirse por acción del aceite y la temperatura contra las paredes del estator y no permitir que el cojinete gire (figura 2.4).

Las arandelas de micarta cumplen una función especial, pues están diseñadas para absorber vibraciones de operación y mejorar el acoplamiento magnético de los rotores a través del cojinete de motor.

En motores geotérmicos se usa arandelas de un material denominado CL10, especiales para resistir elevadas temperaturas en los pozos.



fig. 2.3.- Conjunto rotórico

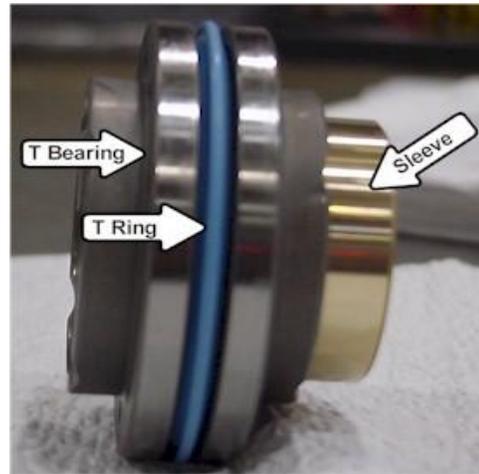


fig. 2.4.- Cojinete de motor

El eje del motor es aquel que aloja a los componentes de todo el conjunto rotórico; está apoyado en forma radial en varios puntos, tales como el cojinete y los bujes que tiene la cabeza y la base del motor. El eje es hueco y perforado, permitiendo que el aceite llegue a todos los cojinetes del motor y soportando los esfuerzos debido al torque generado (fig 2.5).



fig. 2.5.- Eje del motor eléctrico

El rotor está compuesto por un grupo de electroimanes colocados en un cilindro con los polos mirando hacia los polos del estator (figura 2.6); el rotor gira por

atracción y repulsión magnética, ya que sus polos siguen el campo eléctrico giratorio generado por el estator.



fig. 2.6.- Rotor

3) Zapata de Motor

La zapata de motor es el elemento que soporta todo el peso del conjunto rotórico; esta zapata está compuesta de dos partes: una zapata sólida (figura 2.8), y un rodete de empuje (figura 2.7). La primera está firme en la cabeza del motor y la segunda fija al eje.



fig. 2.7.- Rodete de empuje



fig. 2.8.- Zapata sólida

El conjunto rotórico, a través de su peso, hace que el rodete de empuje se apoye sobre la zapata; esta posición es importante porque permite mantener una extensión del eje correcta y físicamente hace coincidir al rotor con la zona de hierro – silicio y a los cojinetes en la zona de latón.

La zapata sólida posee varios canales y radios, que son mecanizados apropiadamente, permitiendo formar una película de aceite entre las dos piezas y evitar así el desgaste mecánico prematuro durante la operación.

4) Base y Cabeza de Motor

La base del motor es un elemento que permite tapan la parte inferior del motor y está diseñada para poder incorporar accesorios como un ánodo de sacrificio, centralizador o un sensor de fondo (PHD), a través de un tapón abulonado (figura 2.9).

La cabeza de motor, permite alojar en su cuerpo la alimentación trifásica que necesita el motor eléctrico para su funcionamiento y es en este lugar en donde debe considerarse posibles daños en el cuerpo aislante y en el de contacto (figura 2.10).



Fig. 2.9.- Base de Motor



fig. 2.10.- Cabeza de Motor

Sin embargo, tanto la cabeza como la base del motor, poseen una válvula de llenado para el aceite, el mismo que a través de una bomba se inyecta hacia la parte interior del motor. Generalmente el llenado se lo hace por la base.

Por lo tanto, el motor eléctrico para un sistema BES al ser tipo jaula de ardilla, asegura la confiabilidad durante su operación y su más alto rendimiento gracias a su sencillez en la construcción y principalmente porque no hay conexiones eléctricas en el rotor.

2.2.2.- BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Esta bomba es del tipo centrífuga de multietapas, diseñadas para cubrir una amplia gama de volúmenes; están construidas en varios diámetros, dependiendo del espacio disponible en el pozo (casing), y está clasificada en base a series.

El principio de funcionamiento de la bomba, se basa en la transferencia de energía del impulsor al fluido, logrando desplazarlo. Esta energía se produce en los álaves del impulsor cuando la bomba está en funcionamiento (girando); el cambio de presión a energía se lleva a cabo mientras el líquido bombeado rodea al impulsor, a medida que éste gira imparte un movimiento giratorio al fluido el cual se divide en dos componentes.

Uno de estos movimientos es radial hacia afuera del impulsor y es originado por fuerza centrífuga. El otro movimiento es tangencial al diámetro externo del impulsor. La resultante de estos dos movimientos determina la dirección del flujo.

Las bombas electrosumergibles según el diseño de los impulsores y caudal que manejan pueden ser de dos tipos: las de flujo radial y las de flujo mixto.

Las bombas de flujo radial son aplicables para bajo caudal, mientras que las de flujo mixto son útiles para manejar grandes caudales.

a.- Estructura de una Bomba Electrosumergible

Una bomba para sistema BES tiene los siguientes componentes: impulsor, difusor, eje, descarga, base y cabeza.

1) Impulsor

Es un componente rotatorio que transfiere energía al fluido desplazándolo; generalmente está fabricado de aleaciones con altos porcentajes de níquel denominado “NI RESIST”, pueden ser tipo radial o mixto, dependiendo del flujo a manejar. (figura 2.11).

Los impulsores pueden ser fijos o flotantes. Son fijos cuando se mueven junto con el eje, son aplicables para grandes volúmenes y unidades grandes; mientras que los impulsores flotantes o balanceados son aquellos que se desplazan en forma axial al eje dentro del difusor.



fig. 2.11.- Impulsor de flujo Radial

Es posible que se presente rozamiento entre el impulsor y el difusor, para evitar este fenómeno se usan arandelas de Micarta, las cuales forman una película de protección ante el rozamiento; las arandelas pueden ser de empuje descendente o ascendente; llamando empuje al movimiento hacia arriba o hacia abajo sobre el eje cuando la bomba está operando.

2) Difusor

Es parte fundamental de la bomba electrosumergible, a más de ser estático, transforma la energía cinética en energía de presión. Además el empuje individual de los impulsores es absorbido por los difusores, dando como resultado que las bombas pueden ser ensambladas con centenares de etapas individuales,

pudiendo ser para flujo radial o mixto. Los difusores son construidos de aleaciones con alto porcentaje de Niquel al igual que los impulsores.

En la figura 2.12 se indica un grupo de difusores, en uno de los cuales está colocada la galga de comprobación.



fig. 2.12.- Grupo de Difusores

3) Eje de Bomba

Es aquel en el cual se aloja los componentes de la bomba, pueden tener diferentes valores de resistencia a la tracción, dependiendo de su material y diámetro. Existen tres materiales de los cuales están fabricados los ejes, éstos son: Nitronic 50, Monel e Inconel, los cuales pueden ser identificados a través de las ranuras que lleva en los extremos del eje.

- Nitronic 50 Dos ranuras mecanizadas
- Monel No lleva ranuras
- Inconel Una ranura mecanizada

En la figura 2.13 se muestra un eje de bomba sobre un banco de desensamble.



fig. 2.13.- Eje de Bomba

4) Descarga

La descarga de la bomba, es una adaptación de la que está suspendido todo el equipo de fondo (figura 2.14); su función principal es facilitar el acoplamiento con la tubería de producción, para lo cual tienen varios diámetros de rosca interna que facilitan su acoplamiento.



fig. 2.14.- Descarga

5) Base y Cabeza de Bomba

La base de la bomba es un elemento que permite acoplarse con otra bomba, con un separador de gas o con la succión del sistema de bombeo electrosomergible (figura 2.15); mientras que el cabezal o cabeza de bomba permite acoplarse a la

descarga o hacia otra bomba en el caso de conexión entre bomba superior e inferior (figura 2.16) al igual que en la base.

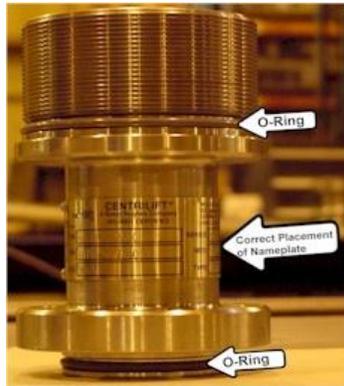


Fig. 2.15.- Base de bomba



fig. 2.16.- Cabeza de bomba

2.2.3.- SECCION SELLANTE

La sección sellante del sistema de Bombeo Electrosumergible, es un equipo que está ubicado en la parte superior del motor y la parte inferior de la bomba, puede ser instalado como unidad simple o en serie con otro sello (tandem).

Su misión es la de proteger al motor, a través de cuatro funciones básicas:

- 1) Provee el volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor.

- 2) Permite igualar la presión del fondo del pozo con el fluido dieléctrico interno del motor, evitando infiltraciones de petróleo por las uniones selladas del motor.
- 3) Protege al motor de la contaminación de los fluidos del pozo, evitando que el fluido del pozo ingrese por el eje, esto gracias a los sellos mecánicos montados sobre el eje del sello.
- 4) Absorbe el empuje axial descendente de la bomba, esto se consigue por medio del cojinete de empuje deslizante, el cual utiliza una película hidrodinámica de aceite para proporcionarle lubricación durante la operación.

a.- Estructura de la Sección Sellante

Dentro de la estructura del sello, éste posee un sin número de componentes de los cuales los más relevantes son: base, cámara de empuje axial e intercambiadora de calor, guías, acoplamientos y cabeza de sello.

1) Base de sello

Es esta parte la que va a soportar a todo el conjunto de empuje, está roscada en el alojamiento intercambiador de calor, posee un buje para evitar el juego radial del eje y gracias a los pines centralizadores, se logra fijar al soporte zapata. (figura 2.17)

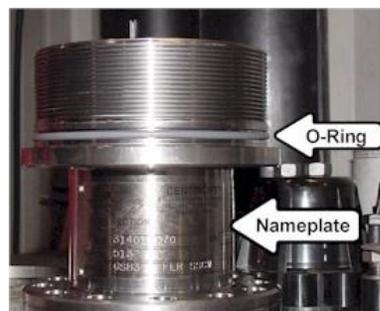


fig. 2.17.- Base de Sello

2) Cámara de Empuje Axial e Intercambiadora de Calor

La cámara de empuje esta conformada por cuatro partes fundamentales: el soporte de la zapata, la zapata, el rodete de empuje con o sin cara de carbón (figura 2.21), y el anillo de empuje ascendente.

La zapata está compuesta de seis a nueve secciones individuales “pad” montadas en pedestales ubicados en el centro de dichas secciones (figura 2.20).

Sosteniendo éste conjunto, se encuentra el anillo de empuje ascendente (figura 2.19), el cual va roscado a la carcasa de la cámara de empuje. Este anillo permite un leve juego axial de el rodete de empuje para que se forme una película de aceite a través de toda el área entre las superficies de contacto.



fig. 2.18.- Soporte de zapata



fig. 2.20.- Zapata

fig. 2.19.- Anillo de empuje ascendente



fig. 2.21.- Rodete de empuje

Son tres las cámaras de un sello; superior, inferior y central. Estas pueden ser del tipo laberíntica o de bolsa, dependiendo de su modelo.

3) Eje, Guías y Acoplamientos

El eje del sello está diseñado para soportar el par motor y transmitir el movimiento a través de los acoplamientos. Los ejes de sellos simples tienen un "PIN" de regulación de la extensión del eje garantizando el correcto contacto entre ejes. Los materiales utilizados para su construcción son idénticos a los de motores y bombas.

Un sello generalmente tiene tres guías: inferior, superior y central; éstas poseen orificios que permiten el llenado, drenaje y venteo de las cámaras. La guía central, superior y cabeza, tienen sellos mecánicos ubicados de forma tal que impiden el paso del fluido del pozo por el eje.

Los sellos mecánicos están contruidos con una cara cerámica estática y otra dinámica que va junto al eje, ambas con una planicidad adecuada para la perfecta unión entre las caras; generalmente el material utilizado para su construcción es carburo de tungsteno, resistente en presencia de abrasivos.

Los acoplamientos de la sección sellante permiten la unión de un separador de gas con un sello o también el acoplamiento sello – sello. Esta conexión se facilita a través de las estrías en cada extremo que tiene el eje del sello.

En la figura 2.22 se muestra la apariencia y estructura de una guía tipo bolsa.



fig. 2.22.- Guía superior tipo bolsa

4) Cabeza de Sello

La cabeza de un sello varía según su modelo; está roscada en la cámara superior y complementa la hermeticidad del equipo. (figura 2.23).



fig. 2.23.- Cabeza de Sello

2.2.4.- SEPARADOR DE GAS

En las instalaciones de bombeo electrosumergible, para pozos con elevada relación gas - petróleo (alto GOR de producción), es necesario emplear separadores de gas para evitar que el gas libre dentro de la bomba no supere el 10%.

El diseño de la bomba electrosumergible le permite operar normalmente con un porcentaje de gas libre de hasta el 10% por volumen. Si el gas libre presente en la entrada de la bomba sobrepasa este valor, afectará su funcionamiento e incrementará la posibilidad de cavitación o bloqueo por gas en la bomba. Cuando el gas libre presente en la entrada de la bomba se aproxima a este rango es recomendable utilizar el separador de gas.

El principio de funcionamiento es el que sigue: el fluido del pozo y el gas ingresan por los orificios de la base entrando directamente al inductor, luego es llevado al rotor separador a través de álaves guías. El rotor separador ejerce una fuerza centrífuga al rotar desplazando al fluido del pozo hacia las paredes y el gas hacia el centro del rotor.

Una vez separado el fluido y el gas, ingresan al difusor y es ahí donde el gas es expulsado al exterior por los agujeros de la cabeza del separador, mientras que el fluido del pozo es llevado a la bomba en forma axial al eje.

Los principales elementos de un separador de gas son: base, eje, inductor, soporte de cojinete, álave guía, difusor y cabeza; los mismos que acoplados garantizan una reducción considerable del gas libre presente en un pozo.

En las figuras que se muestran se puede observar el separador de gas (figura 2.24) y el álave guía que genera fuerza centrífuga en el separador (figura 2.25).



fig. 2.24.- Separador de Gas

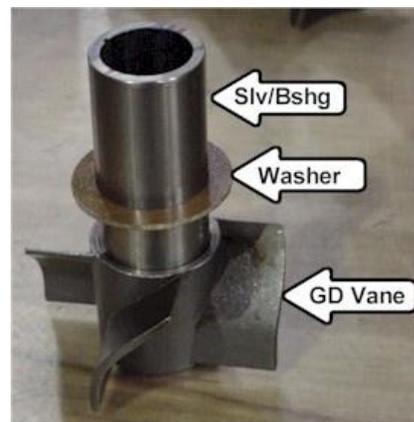


fig. 2.25.- Alave guía

2.2.5.- SUCCION

En la gran mayoría de equipos de bombeo electrosumergible, se utiliza la succión "intake", pueden ser de dos tipos: enroscado directamente a la base de la bomba o tipo individual para ser empernado a la bomba. Cualquiera sea el tipo, permite el ingreso del fluido del pozo hacia el interior de la bomba electrosumergible, en los casos en que se tenga pozos con muy baja presencia de gas (figura 2.26).



fig. 2.26.- Succión

2.2.6.- SENSOR DE FONDO (PHD)

Es un elemento que no se utiliza estrictamente en todos los pozos, depende de las condiciones de yacimiento e importancia de éste para instalarlo o no. Al colocarlo se pueden obtener datos valiosos del comportamiento de la bomba y del sistema, mediante el empleo de sistemas de detección de presión y la temperatura en el fondo del pozo; por tal razón en el sistema BES se utiliza como equipo complementario al sensor de fondo denominado PHD, el mismo que permite monitorear continuamente la temperatura, la presión de fondo del pozo y proporcionar la detección de fallas eléctricas en el sistema (figura 2.27).

El sensor de fondo está formado por tres partes fundamentales:

- 1) Paquete Sensor
- 2) Paquete Inductor

3) Paquete indicador

1) Paquete Sensor

Está colocado en el fondo del pozo, se conecta al motor a través de un conductor eléctrico que llega del punto estrella del motor; este paquete es el encargado de sensar y transformar la señal de presión en señal eléctrica, esto se logra por medio de un tubo Bourdon en donde la presión de fondo de pozo ejercida en el aceite lo hace ingresar a un serpentín que varía con la presión, haciendo éste variar la resistencia eléctrica de una bobina, obteniéndose entonces señal eléctrica, (ver figura 2.27).

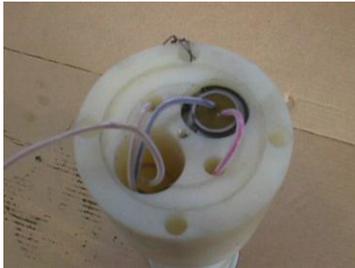


fig. 2.27.- Paquete sensor

2) Paquete Inductor

Está situado en la superficie dentro del tablero controlador del motor eléctrico (figura 2.28); va conectado en la fase “A” del contactor de vacío e induce la señal hacia el paquete indicador.



fig. 2.28.- Paquete Inductor

3) Paquete indicador

El paquete indicador es un pantalla indicadora “display” donde se visualiza los valores de temperatura y presión, (figura 2.29) que son sensados por el tubo Bourdon en el paquete sensor.



fig. 2.29.- Paquete indicador



fig. 2.30.- Sensor de fondo PHD

2.2.7.- CABLE DE POTENCIA

Es un conductor eléctrico que permite transmitir energía eléctrica hacia el motor electrosumergible. Este conductor en el sistema BES se lo conoce como cable de potencia, éste va fijo a la tubería de producción por medio de flejes o protectores para cable, (ver figura 2.31).

Este cable debe ser lo más resistente al deterioro, por ende sus características físicas y eléctricas deben mantenerse intactas aún en las peores condiciones de operación.



fig. 2.31.- Carreto de Cable de Potencia

Existen dos tipos de configuración para cable de potencia: el redondo y el plano, los cuales tienen armaduras de acero galvanizado, acero inoxidable o monel, cinta protectora contra daños mecánicos, capa de plomo para protección contra imprevistos de fluidos o gas y una capa de goma con alta rigidez dieléctrica, factores que aseguran una alta vida operativa del cable de potencia.

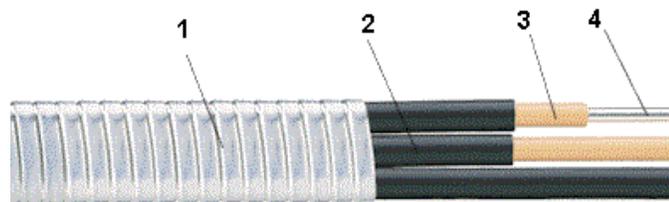


Figura 2.32.- Cable de Potencia tipo plano

- 1- Armadura de acero galvanizado
- 2- Capa protectora contra daños mecánicos
- 3- Capa de plomo protectora en imprevistos de fluidos y gases
- 4- Conductor de cobre sólido

2.2.8.- CABLE DE EXTENSION (MLE)

Es un cable que se instala en toda la longitud del equipo de fondo, uno de sus extremos va conectado al motor eléctrico y por el otro extremo se une al cable de potencia a través de un empalme, el cual conecta, protege y aísla los conductores. El diámetro exterior del MLE es más pequeño en comparación con el cable de potencia lo cual justifica su presencia en el interior del pozo (figura 2.33).

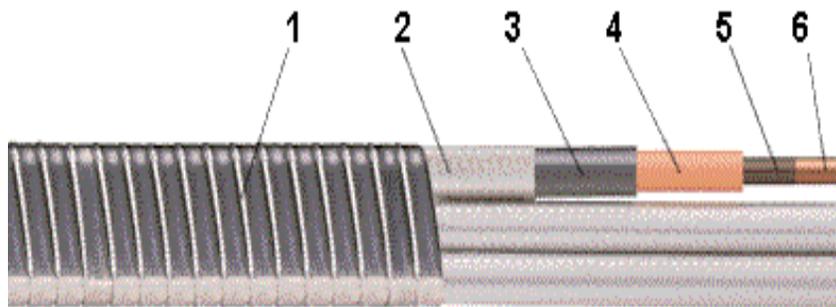


fig. 2.33.- Cable de extensión de motor

Donde:

- 1 - Armadura de acero galvanizado
- 2 - Malla sintética de retención para descomposición

- 3 - Capa de plomo protectora en imprevistos de fluido o gas
- 4 - Goma aislante de alta rigidez dieléctrica
- 5 - Película de poliamida para mejorar propiedades eléctricas
- 6 – Conductor de sólido de cobre

2.2.9.- FLEJES

Son bandas metálicas que se emplean para poder fijar el cable de extensión y el de potencia hacia la tubería de producción.

Los flejes también permiten fijar a los guarda cables que se utiliza para proteger al cable de extensión a lo largo del equipo de fondo. Generalmente son construidos de acero al carbón, acero inoxidable o monel y se colocan con equipo neumático para asegurar la ubicación y la tensión adecuada.

2.2.10.- CENTRALIZADOR

Los centralizadores son frecuentemente utilizados en aplicaciones del sistema BES para ubicar el equipo en el centro del pozo y son especialmente útiles en pozos desviados, para eliminar el daño externo y para asegurar la refrigeración uniforme del equipo (figura 2.34). Hay varios tipos de centralizadores disponibles en la industria diseñados para proteger al cable y el equipo electrosumergible evitando la fricción con las tuberías del pozo.



fig. 2.34.- Centralizador

2.3.- EQUIPO DE SUPERFICIE

Se denomina equipo de superficie a todo el conjunto de elementos que están instalados sobre el pozo, permitiendo distribuir adecuadamente la energía eléctrica para el equipo de fondo (motor eléctrico); además permite controlar, monitorear y evaluar el comportamiento de los equipos en el fondo del pozo.

El equipo de superficie está compuesto por los siguientes componentes: transformador de línea o de entrada, variador de frecuencia, transformador de salida y la caja de conexiones o llamada también de venteo.

2.3.1.- TRANSFORMADOR DE LINEA

Se lo conoce también como transformador de entrada, éste provee al controlador del motor la energía necesaria para su adecuado funcionamiento.

La energía que llega al transformador puede ser generada en grupos electrógenos, turbinas de gas o red de alta tensión.

El transformador debe ser instalado dentro de un cerco de seguridad para ofrecer protección total; de preferencia debe ser montado sobre una plataforma uniforme para evitar estar mal apoyado y debe tener su puesta a tierra correspondiente.

2.3.2.- CONTROLADORES PARA EL MOTOR ELECTRICO

Son tres los controladores para motores utilizados en el sistema BES: el panel de arranque directo, el arrancador suave, y el controlador de velocidad variable o variador de frecuencia (VSD). Normalmente, todos utilizan un sistema de circuitos de estado sólido que proporcionan protección, lo mismo que un medio de control, para el sistema electrosumergible. Los controladores varían en tamaño físico, diseño y niveles de potencia.

1) Arrancador Directo

El panel de control consiste de un arrancador de motor, sistemas de circuito de estado sólido para la protección de sobrecarga o baja carga, un interruptor de desconexión manual o automático, un circuito temporizador y un amperímetro registrador. Algunos sistemas de control poseen equipos de superficie para uso con equipo de detección y registro de la presión y la temperatura en el fondo del pozo, instalados dentro del gabinete del controlador del motor. Se proveen fusibles para la protección por corto circuito.

2) Arrancador Suave

El arrancador suave fue diseñado para reducir los esfuerzos eléctricos y mecánicos que se asocian con el arranque de los equipos BES para aplicaciones de baja profundidad.

El arrancador suave es similar a un panel de control estándar; fue diseñado para hacer caer el voltaje en los terminales del motor durante la fase inicial del arranque. Los métodos más comunes usados para el arranque a voltaje reducido de los motores trifásicos de corriente alterna tipo jaula de ardilla utilizan reactores primarios, o dispositivos de estado sólido.

El arranque suave se logra controlando la cantidad de potencia entregada al motor a medida que toma velocidad. Los sistemas que utilizan reactores primarios dependen de la energía magnética en el devanado del reactor para hacer bajar el voltaje durante el arranque.

Después del encendido, los circuitos del reactor son derivados para permitir una operación normal.

3) VARIADOR DE FRECUENCIA (VSD)

El Controlador de Velocidad Variable (VSD) ha ganado rápida aceptación como un accesorio del sistema BES de gran valor pues permite controlar y variar la velocidad del motor eléctrico, variando la frecuencia de salida en el VSD, de esta forma se puede variar el caudal, la altura de columna dinámica o ambas, dependiendo de las aplicaciones. Estos cambios se logran con solo cambiar la velocidad de operación, sin modificaciones al equipo en el fondo del pozo.

La operación básica del VSD es convertir la potencia de trifásica de entrada generalmente a 480 voltios, a un suministro de potencia directa; luego, utilizando semiconductores de potencia como interruptores de estado sólido, se invierte secuencialmente este suministro de corriente continua para regenerar tres fases de salida en corriente alterna de potencia pseudo-sinusoidal, cuya frecuencia y voltaje son controlables (figura 2.35).



fig. 2.35.- Variador de frecuencia VSD

Con la inclusión de variadores de frecuencia al bombeo electrosumergible se ha logrado incrementar la vida operativa del equipo de fondo; pues aísla la carga de las interrupciones de entrada y transitorios causados por rayos; balancea el voltaje de salida para reducir el calentamiento del motor; ignora la inestabilidad en la frecuencia de los suministros con generador; compensa las caídas de tensión o desconecta la unidad de la línea; y minimiza la intensidad de corriente durante el arranque.

Además, dependiendo de la aplicación, el VSD puede mejorar la eficiencia total del sistema, consiguiendo reducir el tamaño del transformador requerido o del equipo de fondo y proveer funciones de control inteligentes para maximizar la producción en el pozo.

2.3.3.- TRANSFORMADOR DE SALIDA

Estos transformadores generalmente están contruidos en una configuración de tres máquinas monofásicas o en una máquina trifásica. Son unidades llenas de aceite, auto-refrigerables y son poco comunes desde el punto de vista de que

contienen un número considerable de derivaciones en el secundario que permiten un amplio rango de voltajes de salida.

Este amplio rango de voltajes es necesario para poder ajustar el voltaje requerido en la superficie para una variedad de posibilidades de caídas de voltaje en el cable que ocurren debido a las diferentes profundidades en las cuales se instala el sistema BES.

El transformador de salida debe estar montado de preferencia dentro de una cerca y provisto de su respectiva puesta a tierra, para dar protección de todo tipo, (figura 2.36).



fig. 2.36.- Transformador de salida

2.3.4.- CAJA DE VENTEO

La caja de venteo, algunas veces llamado Caja de conexiones, realiza tres funciones fundamentales dentro del sistema de bombeo electrosumergible:

- 1) proporcionar un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo.
- 2) proporcionar un desfogue a la atmósfera para el gas que pueda migrar por el cable de potencia desde el fondo.
- 3) proporcionar puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica del equipo de fondo.

La caja de venteo debe estar instalada cerca del tablero controlador del motor eléctrico, para facilitar las mediciones que se toman en el momento del arranque del equipo de fondo, (figura 2.37).



fig. 2.37.- Caja de venteo

2.4.- FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BES

El funcionamiento del sistema de Bombeo Electrosumergible inicia cuando se envía la señal eléctrica de arranque hacia el motor desde el controlador. El giro del motor se transmite al eje del sello a través de un acople; el sello evita que fluido

del pozo ingrese al motor eléctrico y el giro de su eje se transmite a la succión de la bomba para permitir el giro.

En casos en que el sistema BES esté provisto de un separador de gas, se logra eliminar el gas presente en el pozo hacia el espacio anular de la completación, a través de fuerzas centrífugas.

A medida que la bomba gira conjuntamente con las etapas genera una disminución de presión en la entrada de la bomba o succión, obligando a que el fluido del pozo ingrese y atraviese cada una de las etapas, ganando en energía potencial. El fluido continúa su ascenso y alcanza en la descarga de la bomba la energía suficiente para elevar el fluido a la superficie, a través de la tubería de producción.

El fluido sube por la tubería de producción hacia el cabezal del pozo; el cabezal une la tubería de producción con la de superficie; una vez que el fluido llega a la superficie, éste es transportado hacia sistemas de tratamiento y purificación primaria, donde por principio de densidades se separa agua, gas y petróleo; para luego ser dirigido a tanques de almacenamiento e iniciar con el bombeo hacia el oleoducto.

III.- FALLAS COMUNES Y NO COMUNES EN EL SISTEMA BES

3.1.- GENERALIDADES

En el Sistema de Bombeo Electrosumergible pueden aparecer fallas debido a motivos ajenos con el diseño del equipo, por problemas de ensamblaje, transporte, operación y por las características propias del pozo.

Es necesario entonces; tener conocimiento de estas fallas, para en lo posible evitar que se presenten y si verdaderamente son inminentes, solucionarlas.

Durante la operación de este sistema pueden generarse fallas, de las cuales un cierto número son más probables de aparecer en comparación con otras. Esta es la razón por la que se analizará todos y cada uno de los problemas a los que está expuesto el bombeo electrosumergible.

Para una mejor comprensión de fallas en el sistema BES, se ha decidido clasificarlas en base a los siguientes parámetros.

- Según la Naturaleza de la falla
 - 1) Fallas de tipo Mecánico
 - 2) Fallas de tipo Eléctrico
 - 3) Fallas de pozo

- Según el procedimiento al que está sometido el equipo
 - 1) Fallas en el ensamble y transporte del equipo
 - 2) Fallas durante la instalación del sistema BES

3.2.- FALLAS SEGUN SU NATURALEZA

Este tipo de fallas están categorizadas en función del origen del problema; es decir, cuando cierto componente del sistema sufre una falla, ésta debe ser identificada y colocada en un grupo determinado según le corresponda.

Las fallas que a continuación se detallan, se las enfocará a la naturaleza de su aparición u origen. Se determinará además, la incidencia y las consecuencias de cada una de las fallas en el sistema de bombeo electrosumergible; tratando en lo posible, analizar la totalidad de problemas garantizando así, el normal funcionamiento y operabilidad de todos los equipos.

3.2.1.- FALLAS MECANICAS

Los problemas de tipo mecánico en el bombeo electrosumergible, se generan con mayor frecuencia en los elementos que forman el equipo de fondo; siendo, los más afectados: la bomba, el separador de gas y la sección sellante.

A continuación se describe las distintas fallas de tipo mecánico:

1) Daños en el eje

Todo eje está sometido a esfuerzos y a fuerzas externas, que pueden ser a tracción o compresión; estos factores tienen valores definidos para cada eje según sean sus características constructivas.

Sin embargo, cuando un eje queda sometido a esfuerzos mayores a los admitidos por ellos, se producen serios problemas que generalmente se traducen en torceduras, alargamientos y roturas, como consecuencias de falla a fatiga.

Son estos los daños que pueden tener los ejes de los equipos en el sistema BES; cuya incidencia mayor se la aprecia en las bombas electrosumergibles, en la sección sellante y en separadores de gas.

La consecuencia de este problema lleva consigo la para del equipo, la disminución de producción u otros efectos sobre los demás equipos; problemas que deben ser eliminados o reducidos para conservar y prolongar la vida operativa de los mismos.

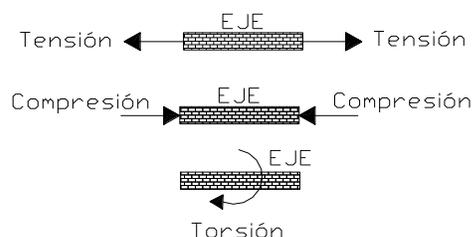


fig. 1.1.- Fuerzas aplicadas en ejes

2) Desgaste en Cojinetes y Zapatas

El cojinete y la zapata son elementos mecánicos, cuya función específica consiste en absorber empujes axiales y radiales a lo largo de un eje.

En el bombeo electrosumergible se emplean zapatas en la sección sellante y en el motor eléctrico al igual que cojinetes; éstos varían en su diseño y construcción, pero el objetivo de utilizarlos es común en estos equipos.

Sin embargo, durante el funcionamiento del equipo se presentan variaciones de carga al eje, resultado de la presión desarrollada por la bomba actuando sobre el área de su eje y el empuje residual transferido por cada impulsor.

Los cuatro principales enemigos de los cojinetes de empuje son:

- Reducción en la viscosidad ocasionada por el incremento de temperatura
- Falta de alineación
- Partículas extrañas
- Vibración

La absorción continua de este empuje provoca el desgaste progresivo en las caras del cojinete, trayendo como consecuencia una disminución de la eficiencia y rendimiento de todos los equipos.

Este tipo de falla está presente con mayor frecuencia en la sección sellante, ya que es ahí donde se absorbe el empuje axial descendente de la bomba a través del cojinete de empuje deslizante, lo que puede provocar a la sección sellante una reducción considerable en su funcionalidad.

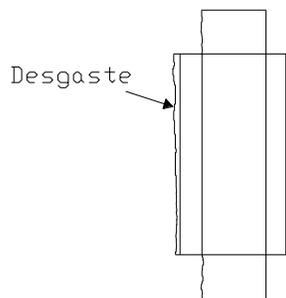


fig. 1.2.- Desgaste en cara lateral del cojinete

3) Bomba trabajando en Up Thrust

La bomba electrosomergible para su operación normal tiene un determinado rango operativo especificado en su curva característica (figura 1.3), la misma que define dos zonas: la de empuje descendente y ascendente, y la zona de alto rendimiento.

El empuje que desarrolla la bomba pueden ser ascendente o descendente; cuando la bomba trabaja en Up Thrust constituye un problema para el sistema BES, ya que el impulsor flotante experimenta movimientos hacia arriba sobre el eje cuando la bomba está en funcionamiento; lo que indica que ésta se halla operando hacia la derecha del punto de máxima eficiencia.

Este efecto provoca que la arandela de empuje ascendente haga contacto con el difusor, y el impulsor ejerza más presión sobre la parte superior del difusor, ocasionando desgaste en la etapa de la bomba y con el paso del tiempo incidirá en la vida operativa del equipo.

4) Bomba trabajando en Down Thrust

El que una bomba electrosumergible opere hacia la izquierda del punto de máxima eficiencia, indica que está en Down Thrust (ver figura 1.3), o que el impulsor tiene poco empuje y esto constituye un problema para el sistema BES; ya que la arandela de empuje descendente hace contacto con el difusor aumentando por ende el rozamiento entre ellos.

Este problema da como resultado, el acelerado desgaste de una etapa en la bomba, ya que el impulsor se asienta en la parte inferior del difusor, y al no solucionar este inconveniente la bomba podría verse afectada en gran número de sus etapas, lo que provocaría una serie de problemas secundarios y disminuiría rápidamente la vida útil del equipo.

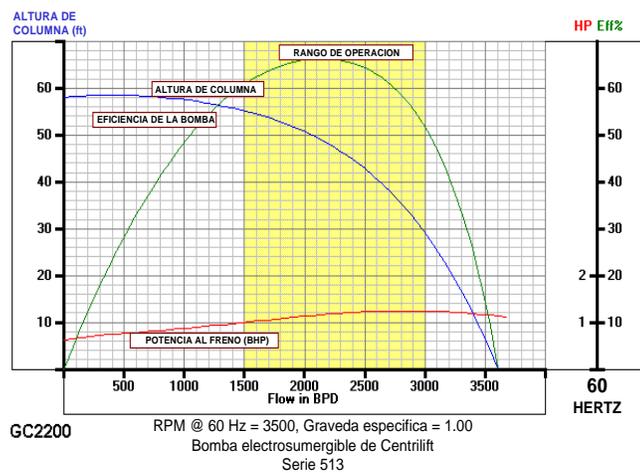


fig. 1.3.- Curva Característica de una etapa de bomba

5) Daño en el Sello Mecánico

Los sellos mecánicos son aquellos elementos que previenen la fuga de líquidos, gases o sólidos y realizan el sellado por contacto axial de sus caras que se encuentran perpendiculares al eje y en movimiento relativo una respecto a la otra y constan de dos elementos básicos: el elemento rotativo y el estacionario.

El sello mecánico controla hasta un nivel mínimo las fugas que se producen cuando un eje rotativo atraviesa un recipiente sometido a presión. El principio de operación del sello mecánico es la existencia de dos superficies planas y perpendiculares al eje en rotación, entre las cuales se forma una película de líquido que actúa como lubricante al deslizar una sobre la otra.

Establecido este principio fundamental, se concluye que todos los sellos mecánicos fugan en mayor o menor cantidad. Trabajando en las más perfectas condiciones, los caudales de fuga pueden llegar a no ser visibles por producirse en fase de vapor o aparecen como un ligero goteo. Esto quiere decir, que la falla en un sello se establece cuando se producen fugas anormales de caudales iguales o mayores al goteo visible.

En el sistema de bombeo electrosomergible, protegen al motor de la contaminación con los fluidos de pozo. Van montados en el eje de la sección sellante y son construídos de varios materiales según sea su aplicación, como: carburo de tungsteno utilizado para condiciones abrasivas de pozo.

Generalmente se tiene daños en el sello mecánico por tres razones: ataque químico, daño mecánico o daño térmico. Estos daños se traducen en:

ablandamiento del carbón, contaminación química en los asientos, desgaste de las caras laterales del sello, abrasión, rayadura, fractura, aplastamiento, agrietamiento, entre otras; problemas que reducen la fiabilidad del sello al cumplir con su función.

Otras causas que originan falla en el sello mecánico son:

- Mal manejo de los componentes del sello.
- Montaje incorrecto del sello.
- Diseño y/o materiales inadecuados.
- Arranque y/o operación del equipo incorrecto.
- Contaminantes dentro del fluido.
- Accidentes fortuitos.

Resultado de esta falla, los sellos mecánicos poco a poco van perdiendo funcionalidad, ya que sus elementos se ven afectados en menor o mayor porcentaje; provocando que la sección sellante y el motor eléctrico queden vulnerables a todo tipo de contaminación, prediciéndose por ende la parada del sistema de bombeo.

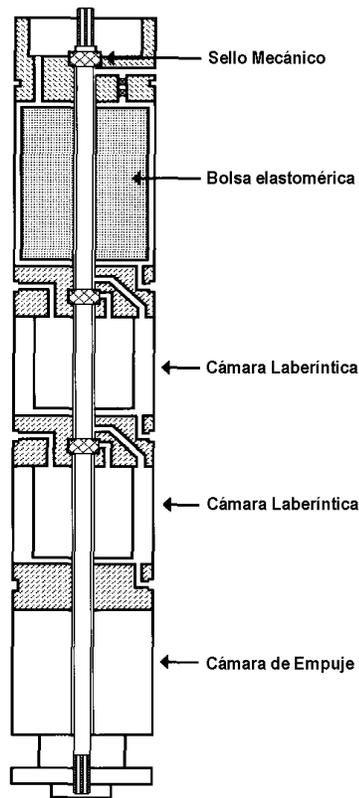


fig. 1.4.- Estructura de la sección sellante tipo bolsa

6) Bomba Atascada

Este tipo de falla es de origen mecánico, y el efecto o consecuencia que produce es de tipo eléctrico. Generalmente aparece cuando el pozo maneja sólidos, escala o arena. Son estos elementos los que provocan en la bomba un atascamiento; es decir que, no existe giro normal, ni succión en la bomba.

Resultado de ello, el motor comienza a elevar el consumo de corriente en intervalos de tiempo moderados, lo que se conoce como sobrecarga eléctrica; esto provoca que los bobinados del motor se calienten, y poco a poco el aislamiento del motor se verá afectado y es muy probable que se produzca un cortocircuito.

Por consiguiente, es necesario que cada unidad sea apropiadamente protegida y rigurosamente supervisada de tal modo que un problema mecánico no produzca consecuencias eléctricas prematuras.

3.2.2.- FALLAS ELECTRICAS

Este grupo de fallas es quizá, el más importante, ya que la presencia de cualquiera de ellas pueden provocar en el sistema BES serios inconvenientes durante su operación, lo que obliga a controlar y reducir el aparecimiento de éstas.

Es por eso entonces, que se analizará todas las fallas eléctricas, para garantizar el normal funcionamiento de todos los equipos, obteniendo de esta forma la más alta eficiencia y el mejor rendimiento de todo el sistema en estudio.

A continuación se describe las fallas de tipo eléctrico, presentes en el sistema de bombeo electrosumergible:

1) Sobrecarga Eléctrica

Esta falla está presente en el sistema de bombeo electrosumergible como el incremento en el consumo de corriente eléctrica del motor; es producida entre otras cosas por bajo o sobre voltaje de alimentación y por excesiva sobrecarga mecánica; cuyos efectos se ven reflejados en el recalentamiento del motor.

Es de mucha importancia considerar este tipo de falla, ya que al solucionarla a tiempo, se puede despejar una serie de problemas secundarios, cuyo efecto sería muy perjudicial para los equipos en operación.

2) Bajacarga Eléctrica

Este tipo de falla aparece como consecuencia de funcionamientos mecánicos defectuosos o problemas de pozo; y se manifiesta como la insuficiente corriente que toma el motor para su consumo; generalmente su valor está muy por debajo del valor nominal de placa.

Esta falla puede ser provocada entre otras cosas por: eje roto, bajo nivel de fluido en el pozo, alto porcentaje de gas, etc. cuyos efectos se ven reflejados en el excesivo calentamiento del motor debido a la falta de refrigeración de éste, lo cual perjudica al funcionamiento de todos los equipos.

3) Motor Quemado o Cortocircuitado

Este tipo de falla es producida por una serie de causas, las cuales serán analizadas posteriormente. Sin embargo, es necesario definir esta falla para conocer la incidencia que tiene en la operación de los equipos.

Un problema de este tipo puede traer consecuencias irreversibles al equipo, pues un motor cortocircuitado es un equipo cuyas características eléctricas y hasta mecánicas son severamente afectadas y no es posible volver a utilizarlo, previa la identificación de la causa de la falla y su completa reparación.

4) Cortocircuito en el Empalme

Un empalme cumple con la función de conectar, proteger y aislar los conductores; sin embargo, la presencia de un cortocircuito en un empalme representa una falla eléctrica cuyos efectos son severos para el sistema BES.

El análisis de las posibles causas de esta falla, debe ser extremadamente minucioso, ya que intervienen errores de manufactura en el cable, errores durante la instalación, entre otras.

De esta forma se puede prevenir problemas con el empalme garantizando una correcta conexión eléctrica y por ende, el funcionamiento normal y permanente de los equipos.

5) Cortocircuito en el Cable de Extensión del Motor (MLE)

Este cable es construido especialmente para ser instalado en toda la longitud del equipo de fondo y permitir la conexión por un extremo con el motor y por el otro, con el cable de potencia.

Una falla en el MLE es provocada muchas veces por errores durante la instalación, ya sea por golpes extremos, aplastamientos, rayaduras o atascamientos en el fondo del pozo en el momento de bajar el cable por medio del spooler.

Estos inconvenientes suelen suceder, aún cuando el MLE lleva sus respectivos protectores contra daños mecánicos, lo cual debería garantizar la no existencia de problema alguno en la instalación.

Sin embargo, cuando el equipo opera con parámetros eléctricos no convenientes, el MLE puede verse afectado ya que es la parte más crítica de la conexión eléctrica con conductor, pues al tener menor diámetro que el cable de potencia común, obliga a éste a estar sometido a mayores esfuerzos eléctricos y por ende afectando directamente a su vida útil.

6) Cable de potencia con bajo aislamiento

El cable de potencia utilizado en el bombeo electrosumergible, puede ser de configuración plano o redondo, el mismo que se fija a la tubería de producción por medio de flejes o sujetadores especiales.

El problema de bajo aislamiento en el cable es netamente eléctrico, provocado muchas veces cuando el cable es reparado; es decir, cuando éste ha sido utilizado y se lo ha vuelto a reacondicionar para una nueva aplicación. Esto provoca que el aislamiento del cable se vea afectado por el simple hecho del transcurso del tiempo y las condiciones en las que estuvo operando, lo cual deja al cable de potencia desprovisto de protección, pudiendo fácilmente irse a tierra o quedar vulnerable a cortocircuitos.

En definitiva, este tipo de falla debe ser controlada a tiempo para que no se produzcan problemas o fallas secundarias cuyos efectos sean más difíciles de solucionar.

7) Motor Eléctrico con Fase a Tierra

Todos los motores que se utilizan en el sistema BES, tienen sus bobinados conectados en estrella (Y), lo que garantiza un mejor trabajo del motor tanto en potencia desarrollada como en rendimiento y eficiencia. Gracias a esta configuración, se puede alojar en la base del motor el sensor de fondo PHD, garantizando un mejor control en los parámetros de fondo de pozo.

El fenómeno de fase a tierra en un motor es provocada por varias causas, entre ellas están el tiempo de operación, elevada temperatura del pozo, problemas eléctricos en el motor, bajo aislamiento, entre otras. Resultado de esto, el sistema electrosumergible no trabaja a la eficiencia esperada, y el tiempo en operación será menor, lo cual reduce en gran porcentaje la vida operativa del equipo.

En condiciones de motor a tierra, es recomendable evitar parar el equipo, y si se lo hace debe establecerse una programación de paradas, de tal forma que se garantice el funcionamiento permanente del equipo, con el mínimo de interrupciones.

8) Arranques excesivos al equipo

En condiciones operativas del equipo, existen ocasiones en las cuales el sistema se detiene, ya sea por mantenimiento al pozo o por trabajo anormal, lo cual obliga a arrancar nuevamente el equipo.

Este fenómeno, de producirse por reiteradas ocasiones en un mismo equipo, lo destruye eventualmente, en especial al motor y al cable de potencia al reducir su aislamiento.

Es por eso entonces, que debe identificarse y analizarse las causas por las que paró el equipo para evitar los intentos repetidos de arranque, conservando de este modo las características operativas y la vida útil de los equipos de bombeo electrosumergible.

9) Cortocircuito en el Conector de Superficie

Este tipo de falla es provocada entre otras cosas por: errores en la instalación o problemas de manufactura del conector, lo cual afecta directamente al funcionamiento del equipo de fondo, ya que este conector permite la conexión eléctrica del equipo de superficie con el de fondo.

La instalación de algunos conectores depende de técnicos ajenos a los de bombeo electrosumergible, lo cual debe tomarse en cuenta para establecer políticas de coordinación de actividades, para que el proceso de instalación sea lo más cauteloso y eficiente, con el fin de garantizar el arranque y operación adecuada del sistema.

Las consecuencias de esta falla, hacen que el equipo pare su funcionamiento afectando seriamente las características eléctricas del cable de potencia y en ocasiones las del motor.

10) Pérdida de voltaje de control

Se define como la fluctuación o pérdida total de la potencia necesaria para el funcionamiento de los circuitos de control del variador.

Posibles causas:

- Problemas de estabilidad en la fuente de potencia (Power Supply).
- Ruptura de fusibles en la salida del transformador, por Descargas Atmosféricas.
- Daño en el transformador de control.

Este tipo de falla puede provocar la reducción del aislamiento del cable, de los bobinados del motor y se prevee la parada del sistema de bombeo. Para combatir este problema es necesario tomar ciertas acciones correctivas, que permitan despejar la falla, entre ellas se citan las siguientes:

- Inspeccionar el variador, a fin de determinar que tarjeta presenta pérdida de voltaje de control.
- Revisar fusibles y conductores que conectan la tarjeta electrónica con la fuente de potencia.
- Intentar un re-arranque, para descartar que la falla haya sido provocada por un transitorio que afectó la estabilidad de la fuente.
- Verificar continuidad en los fusibles y en las fases del transformador de control.

Se recomienda desenergizar el equipo al momento de verificar continuidad en cualquiera de las etapas de los circuitos del variador y en el transformador.

11) Problemas en la tensión de alimentación

Se define como los incrementos o descensos irregulares del voltaje de entrada a los variadores.

Las posibles causas son:

- Interrupciones del suministro de energía eléctrica.
- Fluctuaciones debido a sobretensiones por deacargas atmosféricas.
- Fusibles abiertos en la entrada de la etapa convertora.
- Tarjeta convertora en mal estado.

Las acciones correctivas que se deben tomar para eliminar este tipo de falla, son entre otras:

- Inspeccionar los seccionadores y fusibles de alta tensión.
- Medir el voltaje de entrada al variador.
- Revisar interruptores y fusibles a la entrada del circuito de potencia del variador.
- Rrevisar los elementos de la tarjeta convertora (diodos, resistencias y SCR's).

Se recomienda desenergizar el equipo al momento de verificar continuidad en cualquiera de las etapas de los circuitos del variador y en el transformador.

12) Alto voltaje en el BUS DC del variador

Esta falla se presenta cuando la tensión registrada por el variador correspondiente al BUS DC es superior al valor permisible.

Las posibles causas son:

- Sobretensiones de origen externo (descargas atmosféricas) a la entrada del variador.
- Error de operación en el sistema de control de la etapa inversora.

Este tipo de falla suele aparecer por eventos transitorios por lo que debe intentarse un re-arranque al equipo. De persistir la falla, debe verificarse que la resistencia de disipación del variador esté habilitada.

De este modo se puede garantizar, el funcionamiento normal del equipo de fondo como también de superficie, conservando la vida operativa de los mismos.

13) Descargas Atmosféricas

En la diversidad climática de nuestro país, muchas son las ocasiones en las cuales estamos sometidos a temporales severos, éstos vienen acompañados de espectaculares descargas atmosféricas cuyo efecto se ve reflejado con mayor incidencia en los sistemas eléctricos.

En la teoría de cargas eléctricas, debido a que los electrones y protones tienen fuerzas de atracción y repulsión, un objeto se puede cargar sin que lo toque el material cargado; es decir, por inducción.

Por lo tanto, cuando se tienen cuerpos con cargas lo suficientemente grandes, pueden descargarse a través de un arco eléctrico, como sucede en el caso del rayo.

Por definición, una descarga atmosférica se produce en forma natural cuando un cuerpo cargado negativamente (nube), transfiere toda su energía a otro cuerpo cargado positivamente, que fácilmente puede ser un componente del equipo de bombeo electrosumergible.

Esta falla o fenómeno eléctrico, puede provocar consecuencias irreparables en el sistema BES, si no es controlada y despejada a tiempo, a causa de la elevada energía que se transfiere en un intervalo de tiempo tan pequeño, que en ocasiones los seccionadores, fusibles y demás protecciones no la pueden sentir.

Por consiguiente, la descarga atmosférica afectará a todo el sistema, en especial al equipo eléctrico, tal es el caso del controlador del motor, el cable de potencia y el motor eléctrico, provocando la parada del sistema de bombeo.

Para eliminar los problemas en los equipos a causa de las descargas atmosféricas, deben utilizarse las protecciones adecuadamente y éstas necesitan estar calibradas, ajustadas de tal modo que sientan y protejan a todo el sistema contra las fluctuaciones de energía.

3.2.3.- FALLAS DE POZO

En la vida productiva del pozo existen cambios en sus características, los cuales inciden sobre las condiciones de operación del sistema de bombeo electrosumergible; estos fenómenos son quizá los factores fundamentales que dan origen a cierto tipo de fallas.

Es por eso la necesidad de analizar las posibles condiciones de los pozos, su efecto o incidencia en los equipos y la forma más adecuada de controlarlas a fin de garantizar el funcionamiento óptimo de todos los equipos.

Entre los problemas que presentan los pozos debido a su formación en el yacimiento, podemos citar:

1) Producción de fluidos abrasivos

Durante la operación de los Sistemas de Bombeo Electrosumergible se puede notar la presencia de arena en el fluido de producción, dependiendo la cantidad y composición de la arena y de las condiciones de operación, los efectos serán más o menos evidentes. Este problema provoca una disminución en la rata de producción del pozo debido a la pérdida de eficiencia de la bomba y por el elevado desgaste que sufren las superficies de las etapas, en especial la zona entre los impulsores y los difusores.

El efecto de la presencia de abrasivos dependerá de la estructura molecular del tipo de arena y obviamente de su concentración en el fluido. Mientras que el desgaste ocasionado, se manifiesta en forma de abrasión de los cojinetes radiales y de la superficie de empuje, o en ocasiones provoca erosión en las etapas de la bomba.

El desgaste radial por abrasión es normalmente lo primero que se nota pues provoca un incremento inmediato del nivel de vibración y destruye las etapas de la bomba. En algunos casos se encuentra daños en forma de picaduras o fugas en los sellos mecánicos de la sección sellante.

El desgaste por erosión se manifiesta como la remoción de material de las etapas en la zona de alta velocidad de fluido y donde éste cambia de dirección: es decir, en los pasajes de fluido y en el área de descarga de los impulsores y difusores.

Por lo tanto, no es necesario que las partículas sean más duras que el material de las etapas para que se presente desgaste por abrasión, pues una cantidad suficientemente grande de material muy suave como carbonato de calcio puede provocar el mismo o peor efecto que una pequeña cantidad de abrasivos muy duros como el cuarzo. En definitiva, la presencia de cualquier partícula produce abrasión.

Es recomendable al seleccionar el equipo a instalarse, considerar que al usar el tubing de menor diámetro la velocidad de flujo es mayor, lo que ayuda a llevar el fluido y la arena hasta la superficie. Si el tubing es de diámetro muy grande el flujo a baja velocidad puede permitir que la arena se asiente en la descarga de la bomba y eventualmente podría taponarla. En algunos casos, la producción de arena se estabiliza restringiendo el fluido desde la superficie.

2) Producción de Fluidos Corrosivos

La corrosión es un problema que ataca a toda la sarta de producción disminuyendo el porcentaje de reutilizar el tubing, cable de potencia, housing de los equipos y en general todos los componentes del sistema BES.

Se entiende por corrosión, la alteración o destrucción de uno o más elementos metálicos de cualquier equipo por reacción química de estos con el fluido y gases del pozo. Se usan varios métodos para tratar y/o prevenir la corrosión tales como: tratamientos químicos, instalación de ánodos de sacrificio bajo el motor, revestimientos con materiales anticorrosivos e inhibidores de corrosión.

El uso de equipos cuyo housing tienen un revestimiento de monel, brinda una corrección segura en casos de corrosión severa por CO_2 . El uso de equipos con housing de acero inoxidable ferrítico también da buenos resultados al combatir la corrosión.

La presencia de corrosión en los equipos de bombeo electrosumergible es un problema muy grave y más aún cuando la corrosión es interna, ya que los elementos cuya metalurgia es en base a cobre son susceptibles al H_2S (gas sulfhídrico). Las características de cada pozo son propias y se debe hacer un análisis individual para cada caso y decidir el uso o no de equipos con revestimientos especiales, garantizando de esta forma el funcionamiento óptimo de todo el sistema BES.

3) Producción de Fluidos con tendencia a formar Escala

Debido a las condiciones naturales del pozo y en algunos casos también por los fluidos de inyección se puede presentar la precipitación de escala o asfaltenos. La escala es un depósito formado en el lugar por acción química o temperatura y cambios de presión sobre superficies en contacto con agua.

Los más comunes son: carbonato de calcio, carbonato de magnesio, sulfato de calcio, etc. Frecuentemente la escala se forma cuando se inyecta agua de formación de un pozo a otra formación con diferente composición química.

Cuando se ha formado escala, ésta se deposita en las paredes internas del tubing, cabezal, líneas de superficie, manifolds, perforaciones del pozo y en los equipos de bombeo electrosumergible.

En los equipos, la escala se va depositando particularmente en las superficies de deslizamiento entre los impulsores y difusores, entre los cojinetes, restringiendo y bloqueando el movimiento de las etapas de la bomba y el eje.

En el monitoreo de los parámetros de operación de la bomba se puede notar una disminución progresiva de la producción acompañada de un incremento en la intensidad de corriente del motor, ya que al depositarse en la superficie externa del motor, disminuye la capacidad de transferencia de calor entre el motor y el fluido del pozo, provocándose excesivo recalentamiento en el motor.

La precipitación de los asfaltenos se genera como consecuencia del contacto entre el fluido del reservorio gases enriquecidos. Los grados de severidad de estas precipitaciones va desde una ligera capa depositada en la superficie del equipo de fondo, hasta llegar al taponamiento completo de las perforaciones del pozo y/o del intake y la bomba, lo cual puede darse en horas o en meses.

En la operación de un sistema BES en un pozo con problemas de escala es muy importante usar el sensor de fondo PHD para monitoreo, pues mientras mantengamos la presión de entrada unos 100 PSI sobre la presión de burbuja, la cantidad de CO₂ liberada del gas en solución va a ser menor y por tanto la tendencia a formar escala.

El tratamiento antiescala para que sea efectivo sobre todo los componentes del sistema BES, requiere que el punto de inyección del químico esté ubicado bajo el PHD, lo que se puede lograr vía cable de potencia provisto de tubo capilar. En

pozos con alto contenido de CO₂ con tendencia a formar escala, es aconsejable usar materiales con alto contenido de cromo.

Es recomendable, en pozos con tendencia a formar escala alimentarlos con energía eléctrica de línea de alta, para evitar las continuas paradas para mantenimiento del motor – generador, porque cuando se apaga en muchas ocasiones es muy difícil volver a arrancar el equipo debido a la escala presente en las etapas y entre las arandelas del eje de la bomba

4) Producción de Fluido con alta relación Gas - Petróleo

En la producción de fluido con alta relación Gas – Petróleo, es necesario conocer si el pozo tiene packer o no (dispositivo que separa zonas en el yacimiento, para extraer fluido en determinadas áreas), para saber si se puede ventear el gas por el anular o no. Además, la profundidad de asentamiento de la bomba debe ser tal que la presión de entrada a la bomba sea por lo menos unos 50 PSI mayor que la presión de burbuja para evitar la presencia de gas libre a la entrada de la bomba; ya que si la presión de succión es menor a la presión de burbuja, el gas de la solución comienza a liberarse y por lo tanto la bomba debe manejar gas en solución más el liberado. Dependiendo del porcentaje de gas libre, se puede usar un separador de gas rotativo.

El problema básico en la producción de fluido con alta relación Gas – Petróleo, es la interferencia que presenta el gas libre en las primeras etapas de la bomba, lo que provoca el efecto conocido como “atascamiento de gas” o “gas locking”. Esto se produce cuando el gas llena completamente los pasajes de fluido de los impulsores y difusores bloqueando la entrada del fluido.

Un efecto del atascamiento por gas, es el recalentamiento del motor o la baja carga del motor. Estos efectos se producen debido a que como el gas tiene

menor gravedad específica, la carga sobre el motor disminuye drásticamente si se presentan bolsas de gas a la entrada de la bomba.

Un recurso que generalmente da buenos resultados es poner una contrapresión en el sistema, usando la válvula de superficie o de choque, para mantener el gas en solución tomando en cuenta siempre la cantidad de fluido que se está manejando en relación con los rangos recomendados según el tipo de bomba.

5) Elevada Temperatura en el Pozo

A parte de la temperatura de fondo del pozo, existen otras causas que constituyen a que el equipo opere a temperaturas muy altas. Estas son:

- Insuficiente refrigeración del motor.
- Sobrecarga en el motor.
- Factor de potencia del sistema bajo.
- Fuente de alimentación desbalanceada.

Sea cual fuese la causa de la elevada temperatura en el pozo, este fenómeno provoca efectos severos en el sistema, ya que se afecta al aislamiento de los bobinados y del cable de potencia, quedando de esta forma susceptibles a cualquier tipo de problema y dando origen a fallas prematuras.

Se recomienda utilizar equipos con características constructivas especiales que soporten el efecto de elevada temperatura; además puede utilizarse aceite dieléctrico para alta temperatura, o camisas de refrigeración. Todos estos métodos retardan el efecto de la temperatura del pozo, lo cual garantiza el trabajo continuo del sistema de bombeo electrosumergible, hasta en condiciones adversas de operación.

3.3.- SEGUN EL PROCEDIMIENTO AL QUE ESTA SOMETIDO EL EQUIPO

En este tipo de fallas se analizará los problemas que presenta el equipo BES cuando se lo ensambla y transporta, pues son procedimientos que deben ejecutarse con mucho cuidado y precisión, de esto depende que el equipo llegue en óptimas condiciones a la locación y pueda iniciarse su debida instalación.

A más de las fallas por inadecuado ensamble y transporte de los equipos, puede presentarse fallas durante la instalación, ésto implica errores técnicos, ocasionados frecuentemente por accidentes fortuitos. Este tipo de problemas pueden ser superados con mayor concentración durante el trabajo y siguiendo detenidamente el respectivo procedimiento para el ensamble, transporte e instalación del equipo BES.

3.3.1.- FALLAS EN EL ENSAMBLE Y TRANSPORTE DEL EQUIPO BES

El ensamble de los equipos para el sistema de bombeo electrosumergible, es fundamental y éste debe realizarse siguiendo los procedimientos ya establecidos, pues del ensamble depende el funcionamiento óptimo de todo el sistema.

Las fallas en el ensamble suelen provocar problemas posteriores en la instalación, ya que el equipo no puede acoplarse como debería o si se acopla lo hace en condiciones inadecuadas e inseguras. Las causas de estas fallas recae muchas veces en errores humanos y también por no contar con las herramientas e instrumentos necesarios para verificar ciertos elementos en control de calidad.

Entre las fallas que se presentan en el ensamble se puede citar:

- Inadecuado lapeado de las zapatas y los cojinetes de empuje.
- Incorrecta extensión del eje.
- Incorrecta recuperación de partes de los equipos.

Otro tipo de problemas en el cual puede estar el sistema BES, es a causa de el incorrecto transporte de los equipos hasta la locación en donde va a ser instalado; este tipo de fallas afecta en mayor grado a las partes más frágiles de los equipos.

Generalmente la sección sellante tiene los sellos mecánicos con una cara de carbón o carburo de tungsteno, este material por sus características de aleación, se lo considera como material extra duro pero altamente frágil, en caso de golpes en forma directa hacia este elemento. Este efecto puede provocar que la sección sellante no cumpla con las funciones para las cuales fue diseñado y obviamente es muy poco probable que este equipo pueda ser instalado u operar con normalidad.

Otro equipo que puede sufrir daño a causa de golpes o caídas por incorrecta transportación o accidentes fortuitos, es el motor, específicamente en el cojinete de motor, pues este es de un material extremadamente duro, pero frágil a la vez.

Consecuencia de este problema, se tiene bajo rendimiento del motor, recalentamiento y con el tiempo el sistema puede quedar fuera de servicio.

Estas son los efectos que provocaría el incorrecto transporte de los equipos; problema que debe ser controlado y evitarse por completo, para garantizar una mejor operación y mayor vida útil de los equipos.

3.3.2.- FALLAS DURANTE LA INSTALACION DEL EQUIPO BES

En la instalación de los equipos de bombeo electrosumergible intervienen una variedad de procedimientos y actividades de importancia que deben ser atendidas y aplicadas correctamente con el fin de lograr que la instalación sea exitosa, evitando al máximo problemas durante este proceso. Sin embargo, no siempre se consigue esto, lo cual provoca que el pozo no arranque o tenga inconvenientes para operar; las causas muchas veces recae en errores técnicos, al olvidar cierto procedimiento o, al colocar valores incorrectos en el equipo de superficie; es decir, en el controlador del motor.

Es fundamental que los errores técnicos se controlen, esto se consigue al reunir a todos los operarios de campo para asegurar que todos entiendan los procedimientos generales a seguir, la respectiva coordinación de grupo y el estudio de la orden de intervención. A partir de allí, se puede garantizar que el proceso de instalación va a desarrollarse en forma normal, lo cual permitirá al sistema de bombeo operar exitosamente.

El incorrecto ingreso (seteo) de los parámetros en el controlador del motor, suele provocar que el equipo no arranque, se detenga o trabaje de manera inadecuada. Es por eso que el cálculo de estos parámetros debe realizarse de ser posible, tomando en cuenta las condiciones en las que trabajó el pozo o considerando valores reales de operación, de este modo todos los equipos del bombeo electrosumergible mejorarán su rendimiento y la eficiencia de operación.

Entre las fallas que se tienen en el proceso de instalación se puede citar los siguientes:

- Golpes al equipo al subirlos a la torre del taladro.
- Accidentes fortuitos.

- Incorrecto seteo de parámetros en el controlador del motor.

IV.- ANALISIS DE CAUSAS E IMPLANTACION DE SOLUCIONES EN FALLAS DE EQUIPOS BES

4.1.- CUADRO GUIA DE FALLAS

Es de vital importancia realizar el análisis de todas las posibles causas que provocan el apareamiento de fallas, sean de tipo mecánico, eléctrico, de pozo, en el ensamble, transporte y durante la instalación de los equipos de bombeo electrosumergible, para garantizar de esta forma su corrección inmediata.

Es por eso que, a partir de cada una de las causas se puede establecer la respectiva recomendación técnica, para dar solución a todo tipo de falla que pudiera presentarse en el sistema, de este modo se puede prevenir o corregir su operación, al desarrollar el respectivo mantenimiento.

De preferencia, sería más conveniente el prevenir las fallas antes que corregirlas, es decir que, a medida que se siga las recomendaciones técnicas se asegura que, la cantidad y la frecuencia de cualquier tipo de falla en el distrito amazónico o en un campo en particular, puede reducirse considerablemente siempre y cuando el técnico de taller, técnico de campo, supervisores, y todos

quienes forman parte del grupo humano encargado del bombeo electrosumergible, cumplan con los procedimientos y normas establecidas, tanto en el ensamble, transporte, instalación y operación de cada uno de los equipos. Garantizando de esta forma, funcionamiento permanente con la más alta eficiencia en todo el sistema.

A continuación se detalla una guía para la identificación, interpretación y solución de fallas comunes y no comunes, en los equipos del sistema BES.

4.2.- CODIFICACION DE FALLAS

La codificación tiene por objetivo, facilitar el manejo de las diferentes fallas y sus respectivas causas, obteniendo rapidez en el ingreso y procesamiento de la información, ya sea en una base de datos o en un programa computacional, diseñado para tal efecto.

La nomenclatura utilizada en esta codificación es la más sencilla. Está asociada al tipo de falla acompañada de una letra que identifique el elemento en cuestión, más su respectivo número según el orden establecido.

En igual forma, las causas de las fallas han sido codificadas de modo que se facilite su manejo e interpretación, utilizando letras que representan su abreviatura y números para establecer un orden dentro de la codificación.

- **Nomenclatura Utilizada**

FM: Falla Mecánica

FE: Falla Eléctrica

FP: Falla de pozo

CF: Causa de Falla

FA: Falla en el ensamble

FT: Falla en el transporte

FI: Falla en la instalación

La tercera letra utilizada en la codificación de fallas, permite identificar con facilidad y mayor rapidez la falla en estudio, garantizando comprensión y entendimiento en el manejo de cada una de ellas. Estas letras son las siguientes:

E: eje roto

Z: desgaste en zapatas y cojinetes

C: Contaminación de sellos y/o motores

U: Bomba trabajando en up thrust

D: Bomba trabajando en down thrust

S: Sello mecánico en mal estado

B: Bomba atascada

J: Bajacarga eléctrica

O: Sobrecarga eléctrica

M: Motor quemado

T: Cortocircuito en el empalme

L: Cable de extensión de motor en mal estado

A: Cable con bajo aislamiento

Q: Problemas en el conector de superficie

F: Motor eléctrico con fase a tierra

W: Fallas debido a condiciones del pozo

Y: Fallas en el ensamble del equipo BES

R: Fallas en el transporte de los equipos

N: Fallas durante el proceso de instalación

V: Componentes del controlador de motor averiados

A continuación se indica la codificación de las fallas y causas que pueden presentarse en el sistema de bombeo electrosumergible.

Tabla 4.2.- Codificación de fallas

CODIFICACION DE FALLAS			
FALLA	CODIGO	CAUSAS	CODIGO
Eje roto	FME01	Escala	CF01
		Atascamiento en las etapas	CF02
		Arranque inmediato de sistemas BES, que no disponen de válvula de retención o seguridad.	CF03
Desgaste en zapatas y cojinetes.	FMZ02	Excesiva vibración	CF04
		Planicidad no adecuada	CF05
		Reducción de la viscosidad del fluido.	CF06
		Falta de alineación	CF07

Contaminación de sellos y/o motores.	FMC03	Daño en el sello mecánico	CF08
		Válvulas de llenado y tapones mal ajustados.	CF09
		Arranques excesivos	CF10
		Agujero en el housing por corrosión	CF11
Bomba trabajando en up thrust.	FMU04	Disminución en la presión de cabeza.	CF12
		Motor trabajando a frecuencia superior a la máxima.	CF13
Bomba trabajando en down thrust.	FMD05	Aumento en la presión de cabeza.	CF14
Sello mecánico en mal estado.	FMS06	Fluidos abrasivos en el pozo	CF15
		Falta de refrigeración	CF16
		Elementos del sello averiados	CF17
		Accidentes fortuitos	CF18
Bomba atascada	FMB07	Sólidos en el pozo	CF19
		Pérdidas en el casing a causa de material de limpieza al pozo.	CF20
		Atascamiento en las etapas	CF02
Bajacarga eléctrica	FEJ01	Bloqueo por gas	CF21
		Poco aporte de fluido en el pozo	CF22
		Agujero en tubería de producción	CF23
		Problemas en el eje del equipo	CF24
		Incorrecto ajuste del parámetro de protección para bajacarga UL y/o control averiado.	CF25
Sobrecarga eléctrica	FEO02	Fluctuaciones prolongadas en el suministro de energía eléctrica.	CF26

		Sobrecarga mecánica debido al incremento de la viscosidad del fluido, con presencia de arena y emulsiones.	CF27
		Incorrecto ajuste del parámetro de protección para sobrecarga OL y/o control averiado.	CF28
Motor quemado	FEM03	Contaminación con fluido de pozo	CF29
		Falta de refrigeración	CF16
		Motor trabajando con elevada corriente de consumo por periodos prolongados.	CF30

Motor quemado	FEM03	Sobrecarga mecánica debido al incremento de la viscosidad del fluido, con presencia de arena y emulsiones.	CF27
		Agujero en el housing por corrosión	CF11
Cortocircuito en el empalme	FET04	Daño mecánico en el empalme	CF31
		Trabajo a temperaturas mayores a las que soporta el cable.	CF32
		Cintas aislantes en mal estado	CF33
		Procedimiento inadecuado de instalación.	CF34
	FEL05	Daño mecánico en el MLE	CF35

Cable de extensión de motor en mal estado.		Trabajo a temperaturas mayores a las que soporta el MLE.	CF36
		Problema de manufactura	CF37
Cable con bajo aislamiento	FEA06	Cable reparado	CF38
		Uso indebido de limpiadores de cable.	CF39
		Accidentes fortuitos	CF18
		Problema de manufactura	CF37
		Trabajo a temperaturas mayores a las que soporta el cable.	CF32
Arranques excesivos	CF10		
Problemas en el conector de superficie.	FEQ07	Empalmes en mal estado, en los conectores tipo Hydrahead y BIW	CF40
		Hydrahead en mal estado	CF41
		Cortocircuito en el Quick connector	CF42
Motor eléctrico con fase a tierra.	FEF08	Tiempo de operación del equipo	CF43
		Daño eléctrico en el motor	CF44
		Elevada temperatura del pozo	CF45
		Daño mecánico en el cable	CF46
Componentes del controlador del motor averiados.	FEV09	Descargas atmosféricas	CF47
		Tiempo de operación del equipo	CF43
Fallas de Pozo.	FPW01	Producción de fluidos abrasivos	CF48
		Producción de fluidos corrosivos	CF49
		Producción de fluidos con alta probabilidad de formar escala.	CF50
		Producción de fluido con alta	CF51

		relación gas - petróleo.	
		Elevada temperatura del pozo	CF45
Fallas en el ensamble del equipo BES.	FAY01	Incorrecto lapeado de zapatas y cojinetes de empuje.	CF52
		Inadecuada recuperación de partes de los equipos.	CF53
Fallas en el transporte de los equipos.	FTR01	Accidentes fortuitos	CF18
Fallas durante el proceso de instalación.	FIN01	Incorrecto seteo de parámetros de operación y protección de el equipo en el controlador del motor.	CF54
		Mal llenado de aceite dieléctrico en el motor y en la sección sellante.	CF55
		Accidentes fortuitos	CF18

4.3.- ESTADISTICA DE FALLAS TOMADAS EN CAMPO

A continuación se muestra un cuadro resumen, de las diferentes fallas presentes en cada uno de los pozos pertenecientes al Distrito Amazónico. En esta estadística se especifican, el campo con sus respectivos pozos, el nombre de la falla registrada en cada uno de ellos y la fecha de parada del equipo BES.

Los nombres de los campos al igual que el de los pozos, fueron modificados con

el objeto de garantizar la restricción y seguridad en el manejo de la información, ya que es confidencial y de uso estricto de la empresa encargada del servicio de lectrosumergible. Sin embargo, el diagnóstico, localización, interpretación y análisis de las fallas es real y completamente confiable.

Tabla 4.3.- Estadística de fallas tomadas en campo

**ESTADISTICA DE FALLAS EN SISTEMAS
DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

CAMPO	POZO	FALLA	FECHA
ALFA	ALFA 02	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	22-dic-87
ALFA	ALFA 02	BOMBA ATASCADA	03-oct-00
ALFA	ALFA 03	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	21-may-01
ALFA	ALFA 03	FALLAS EN EL TRANSPORTE DEL EQUIPO	15-may-02
ALFA	ALFA 03	SOBRECARGA ELECTRICA	08-abr-86
OMEGA	OMEGA 01	BOMBA ATASCADA	08-abr-86
OMEGA	OMEGA 01	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	21-feb-87
OMEGA	OMEGA 01	BOMBA ATASCADA	01-mar-86
OMEGA	OMEGA 01	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	27-jul-00
OMEGA	OMEGA 04	MOTOR QUEMADO	09-sep-00
OMEGA	OMEGA 07	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	15-may-02
OMEGA	OMEGA 08	SOBRECARGA ELECTRICA	15-may-02
CAMALEON	CAMALEON 02	SELLOS MECANICOS EN MAL ESTADO	20-dic-97
CAMALEON	CAMALEON 02	MOTOR QUEMADO	12-feb-98
CAMALEON	CAMALEON 02	MOTOR QUEMADO	05-may-98
CAMALEON	CAMALEON 02	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	15-may-02
CAMALEON	CAMALEON 03	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	14-abr-99
CAMALEON	CAMALEON 03	SOBRECARGA ELECTRICA	16-oct-01

CAMALEON	CAMALEON 04	BOMBA ATASCADA	15-may-02
CAMALEON	CAMALEON 04	BOMBA ATASCADA	22-oct-97
CAMALEON	CAMALEON 04	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	16-jun-98
CAMALEON	CAMALEON 04	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	13-ago-99
CAMALEON	CAMALEON 04	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	06-abr-01
CAMALEON	CAMALEON 05	BAJACARGA ELECTRICA	19-jul-01
CONDOR	CONDOR 01	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	21-dic-97
CONDOR	CONDOR 01	BOMBA ATASCADA	29-ene-99
CONDOR	CONDOR 01	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	07-oct-99
CONDOR	CONDOR 01	EJE ROTO	21-feb-00
CONDOR	CONDOR 03	MOTOR ELECTRICO CON FASE A TIERRA	15-may-02
CONDOR	CONDOR 03	BOMBA ATASCADA	19-jul-02
CONDOR	CONDOR 04	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	08-ene-99
CONDOR	CONDOR 04	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	18-feb-00
CONDOR	CONDOR 04	SOBRECARGA ELECTRICA	30-sep-97
CONDOR	CONDOR 04	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	17-nov-98
CONDOR	CONDOR 04	MLE EN MAL ESTADO	28-mar-99
CONDOR	CONDOR 04	EJE ROTO	14-ene-00
CONDOR	CONDOR 05	BOMBA ATASCADA	20-abr-00
CONDOR	CONDOR 05	SELLOS MECANICOS EN MAL ESTADO	14-mar-01
CONDOR	CONDOR 05	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	04-dic-97
CONDOR	CONDOR 05	MOTOR QUEMADO	10-dic-97
CONDOR	CONDOR 05	MOTOR QUEMADO	29-dic-98
OTITIS	OTITIS 02	SOBRECARGA ELECTRICA	19-sep-00
OTITIS	OTITIS 05	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	15-may-02
OTITIS	OTITIS 05	BOMBA ATASCADA	16-abr-97
OTITIS	OTITIS 06	BOMBA ATASCADA	28-dic-97
OTITIS	OTITIS 06	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE	16-jun-97

		INSTALACION	
OTITIS	OTITIS 08	MLE EN MAL ESTADO	10-sep-97
OTITIS	OTITIS 10	MLE EN MAL ESTADO	29-mar-99
OTITIS	OTITIS 12	MOTOR ELECTRICO CON FASE A TIERRA	26-abr-01
OTITIS	OTITIS 12	EJE ROTO	23-jul-97
OTITIS	OTITIS 12	EJE ROTO	16-ene-98
OTITIS	OTITIS 15	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	29-ene-99
OTITIS	OTITIS 15	BOMBA TRABAJANDO EN UP THRUST	11-mar-98
OTITIS	OTITIS 15	SELLOS MECANICOS EN MAL ESTADO	24-jul-98
DURENO	DURENO 02	SELLOS MECANICOS EN MAL ESTADO	05-ene-01
DURENO	DURENO 02	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	16-jun-01
DURENO	DURENO 02	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	19-sep-01
DURENO	DURENO 03	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	03-mar-97
DURENO	DURENO 03	SOBRECARGA ELECTRICA	19-oct-98
DURENO	DURENO 03	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	23-abr-99
DURENO	DURENO 03	BOMBA ATASCADA	27-may-00
DURENO	DURENO 11	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	19-feb-95
DURENO	DURENO 11	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	31-ene-96
DURENO	DURENO 11	BOMBA ATASCADA	12-mar-96
DURENO	DURENO 11	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	31-ene-97
DURENO	DURENO 11	EJE ROTO	28-feb-97
DURENO	DURENO 11	EJE ROTO	14-may-97
DURENO	DURENO 12	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	13-jun-88
DURENO	DURENO 16	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	28-sep-85
DURENO	DURENO 18	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	14-feb-95
DURENO	DURENO 18	DESGASTE EN ZAPATAS Y COJINETES	25-abr-95

DURENO	DURENO 18	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	30-sep-95
DURENO	DURENO 18	BOMBA ATASCADA	04-nov-97
DURENO	DURENO 18	BOMBA ATASCADA	11-feb-98
DURENO	DURENO 18	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	12-nov-99
DURENO	DURENO 21	MOTOR QUEMADO	08-nov-90
DURENO	DURENO 21	SOBRECARGA ELECTRICA	19-dic-90
DURENO	DURENO 21	BOMBA ATASCADA	11-abr-91
DURENO	DURENO 21	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	04-may-91
DURENO	DURENO 21	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	22-jun-92
DURENO	DURENO 24	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	06-oct-96
DURENO	DURENO 24	SOBRECARGA ELECTRICA	13-feb-97
DURENO	DURENO 24	MLE EN MAL ESTADO	19-nov-97
DURENO	DURENO 24	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	08-feb-99
DURENO	DURENO 32	MLE EN MAL ESTADO	18-dic-95
DURENO	DURENO 32	CONTROLADOR DEL MOTOR EN MAL ESTADO	07-ene-97
DURENO	DURENO 32	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	27-oct-97
DURENO	DURENO 32	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	19-jun-01
DURENO	DURENO 33	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	06-jun-95
DURENO	DURENO 33	FALLAS EN EL ENSAMBLE DEL EQUIPO	03-ago-96
DURENO	DURENO 33	BOMBA TRABAJANDO EN DOWN THRUST	25-jul-99
DURENO	DURENO 33	BOMBA TRABAJANDO EN DOWN THRUST	13-jun-00
DURENO	DURENO 33	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	06-jun-02
DURENO	DURENO 34	MOTOR QUEMADO	16-ago-94
DURENO	DURENO 41	BOMBA ATASCADA	20-dic-99
REVENTADOR	REVENTADOR 56	MLE EN MAL ESTADO	18-sep-82
REVENTADOR	REVENTADOR 56	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	13-abr-83
REVENTADOR	REVENTADOR 56	SOBRECARGA ELECTRICA	16-jun-83
REVENTADOR	REVENTADOR 56	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	28-mar-84

REVENTADOR	REVENTADOR 56	DESGASTE EN ZAPATAS Y COJINETES	04-ene-99
REVENTADOR	REVENTADOR 58	BOMBA ATASCADA	20-abr-81
REVENTADOR	REVENTADOR 58	BOMBA ATASCADA	19-ene-82
REVENTADOR	REVENTADOR 58	SELLOS MECANICOS EN MAL ESTADO	14-ene-83
REVENTADOR	REVENTADOR 58	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	16-ene-86
REVENTADOR	REVENTADOR 58	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	16-may-87
REVENTADOR	REVENTADOR 58	BAJACARGA ELECTRICA	05-sep-87
REVENTADOR	REVENTADOR 58	BAJACARGA ELECTRICA	30-oct-87
REVENTADOR	REVENTADOR 58	MLE EN MAL ESTADO	31-dic-88
REVENTADOR	REVENTADOR 58	MOTOR QUEMADO	24-ene-00
REVENTADOR	REVENTADOR 58	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	03-jul-00
REVENTADOR	REVENTADOR 66	BOMBA ATASCADA	08-abr-82
REVENTADOR	REVENTADOR 66	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	05-jun-82
REVENTADOR	REVENTADOR 66	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	03-dic-82
REVENTADOR	REVENTADOR 66	SOBRECARGA ELECTRICA	08-jun-83
REVENTADOR	REVENTADOR 66	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	14-ago-83
REVENTADOR	REVENTADOR 66	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	28-oct-84
REVENTADOR	REVENTADOR 66	MLE EN MAL ESTADO	26-mar-88
REVENTADOR	REVENTADOR 66	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	12-may-90
REVENTADOR	REVENTADOR 66	BOMBA ATASCADA	29-ene-92
REVENTADOR	REVENTADOR 66	SOBRECARGA ELECTRICA	19-sep-92
REVENTADOR	REVENTADOR 66	FALLAS EN EL ENSAMBLE DEL EQUIPO	30-jun-95
REVENTADOR	REVENTADOR 94	FALLAS EN EL ENSAMBLE DEL EQUIPO	30-jun-95
REVENTADOR	REVENTADOR 94	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	03-jul-96
REVENTADOR	REVENTADOR 94	SOBRECARGA ELECTRICA	23-sep-98
REVENTADOR	REVENTADOR 95	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	23-ene-01
REVENTADOR	REVENTADOR 95	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	05-jul-98

REVENTADOR	REVENTADOR 95	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	21-nov-99
REVENTADOR	REVENTADOR 95	BOMBA ATASCADA	23-abr-01
REVENTADOR	REVENTADOR 95	DESGASTE EN ZAPATAS Y COJINETES	03-nov-01
REVENTADOR	REVENTADOR 95	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	03-may-02
REVENTADOR	REVENTADOR 95	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	09-oct-02
REVENTADOR	REVENTADOR 167	MOTOR ELECTRICO CON FASE A TIERRA	20-ago-02
POMPEYA	POMPEYA 05	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	16-oct-99
POMPEYA	POMPEYA 05	EJE ROTO	10-jul-00
POMPEYA	POMPEYA 05	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	08-nov-01
POMPEYA	POMPEYA 08	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	15-ene-02
POMPEYA	POMPEYA 08	BOMBA ATASCADA	15-sep-02
POMPEYA	POMPEYA 11	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	07-ago-00
POMPEYA	POMPEYA 11	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	20-abr-01
POMPEYA	POMPEYA 11	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	15-oct-01
POMPEYA	POMPEYA 11	BOMBA ATASCADA	23-mar-02
POMPEYA	POMPEYA 14	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	21-feb-00
POMPEYA	POMPEYA 21	EJE ROTO	16-mar-00
POMPEYA	POMPEYA 21	BOMBA ATASCADA	11-feb-01
POMPEYA	POMPEYA 22	SELLOS MECANICOS EN MAL ESTADO	29-jun-01
MAYAICU	MAYAICU 06	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	07-ago-95
MAYAICU	MAYAICU 06	SOBRECARGA ELECTRICA	18-ago-95
MAYAICU	MAYAICU 06	BOMBA ATASCADA	21-dic-95
MAYAICU	MAYAICU 06	CONTROLADOR DEL MOTOR EN MAL ESTADO	07-feb-00
MAYAICU	MAYAICU 12	CONTROLADOR DEL MOTOR EN MAL ESTADO	06-ene-01
MAYAICU	MAYAICU 14	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	07-ene-99
MAYAICU	MAYAICU 14	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	10-jul-99

MAYAICU	MAYAICU 16	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	31-oct-85
MAYAICU	MAYAICU 16	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	08-nov-85
MAYAICU	MAYAICU 16	BOMBA ATASCADA	10-abr-86
MAYAICU	MAYAICU 16	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	03-may-86
MAYAICU	MAYAICU 16	BOMBA ATASCADA	10-jul-87
MAYAICU	MAYAICU 18	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	10-oct-99
MAYAICU	MAYAICU 18	BOMBA ATASCADA	24-jun-01
MAYAICU	MAYAICU 20	BOMBA ATASCADA	16-feb-96
MAYAICU	MAYAICU 20	BOMBA ATASCADA	21-oct-96
MAYAICU	MAYAICU 20	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	13-abr-99
MAYAICU	MAYAICU 20	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	08-dic-00
MAYAICU	MAYAICU 20	MLE EN MAL ESTADO	16-nov-01
MAYAICU	MAYAICU 22	MLE EN MAL ESTADO	20-mar-00
MAYAICU	MAYAICU 22	EJE ROTO	06-jun-01
MAYAICU	MAYAICU 28	EJE ROTO	24-jul-97
MAYAICU	MAYAICU 28	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	05-jun-99
MAYAICU	MAYAICU 28	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	07-sep-99
MAYAICU	MAYAICU 28	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	19-feb-00
MAYAICU	MAYAICU 42	SOBRECARGA ELECTRICA	09-abr-99
MAYAICU	MAYAICU 42	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	09-ene-00
MAYAICU	MAYAICU 42	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	23-ene-00
MAYAICU	MAYAICU 42	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	25-sep-00
MAYAICU	MAYAICU 42	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	05-abr-01
MAYAICU	MAYAICU 43	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	26-nov-01
MAYAICU	MAYAICU 48	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	09-may-88
MAYAICU	MAYAICU 48	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	25-may-90

MAYAICU	MAYAICU 49	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	27-feb-97
MAYAICU	MAYAICU 51	BOMBA ATASCADA	30-nov-97
MAYAICU	MAYAICU 51	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	28-dic-98
MAYAICU	MAYAICU 51	BOMBA ATASCADA	15-mar-00
MAYAICU	MAYAICU 51	FALLAS EN EL TRANSPORTE DEL EQUIPO	18-jun-02
MAYAICU	MAYAICU 53	FALLAS EN EL TRANSPORTE DEL EQUIPO	23-sep-97
MAYAICU	MAYAICU 53	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	11-oct-97
MAYAICU	MAYAICU 53	BOMBA ATASCADA	12-sep-98
MAYAICU	MAYAICU 53	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	16-dic-00
MAYAICU	MAYAICU 53	BOMBA ATASCADA	23-dic-01
MAYAICU	MAYAICU 53	MOTOR QUEMADO	17-ene-02
MAYAICU	MAYAICU 53	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	01-sep-02
MAYAICU	MAYAICU 62	MOTOR QUEMADO	07-jul-00
MAYAICU	MAYAICU 62	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	08-oct-01
MAYAICU	MAYAICU 62	MLE EN MAL ESTADO	15-nov-01
MAYAICU	MAYAICU 62	EJE ROTO	04-may-02
MAYAICU	MAYAICU 62	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	19-ago-02
MAYAICU	MAYAICU 67	MOTOR QUEMADO	04-may-00
MAYAICU	MAYAICU 67	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	19-ago-01
MAYAICU	MAYAICU 68	DESGASTE EN ZAPATAS Y COJINETES	28-feb-96
MAYAICU	MAYAICU 68	DESGASTE EN ZAPATAS Y COJINETES	08-mar-98
MAYAICU	MAYAICU 68	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	02-ene-99
MAYAICU	MAYAICU 68	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	22-jun-00
MAYAICU	MAYAICU 68	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	05-nov-00
MAYAICU	MAYAICU 69	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	28-nov-01
MAYAICU	MAYAICU 69	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	27-feb-02
MAYAICU	MAYAICU 69	CONTROLADOR DEL MOTOR EN MAL ESTADO	08-may-02
MAYAICU	MAYAICU 69	CONTROLADOR DEL MOTOR EN MAL ESTADO	10-may-02
MAYAICU	MAYAICU 71	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	13-sep-96

MAYAICU	MAYAICU 73	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	14-ene-97
MAYAICU	MAYAICU 73	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	25-sep-99
MAYAICU	MAYAICU 73	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	10-jun-01
MAYAICU	MAYAICU 74	MOTOR ELECTRICO CON FASE A TIERRA	27-feb-97
MAYAICU	MAYAICU 75	BOMBA ATASCADA	30-dic-97
MAYAICU	MAYAICU 75	MOTOR QUEMADO	31-jul-99
MAYAICU	MAYAICU 75	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	20-ene-01
MAYAICU	MAYAICU 75	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	07-dic-01
MAYAICU	MAYAICU 75	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	09-feb-02
MAYAICU	MAYAICU 80	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	23-may-99
MAYAICU	MAYAICU 80	BOMBA ATASCADA	15-oct-99
MAYAICU	MAYAICU 80	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	07-ago-00
MAYAICU	MAYAICU 81	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	25-ene-00
MAYAICU	MAYAICU 81	BOMBA ATASCADA	25-jun-01
MAYAICU	MAYAICU 81	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	21-ago-01
MAYAICU	MAYAICU 83	BOMBA ATASCADA	30-may-96
MAYAICU	MAYAICU 83	BOMBA ATASCADA	22-nov-97
MAYAICU	MAYAICU 84	BOMBA ATASCADA	15-feb-97
MAYAICU	MAYAICU 84	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	17-feb-98
MAYAICU	MAYAICU 84	BOMBA ATASCADA	07-jul-98
MAYAICU	MAYAICU 84	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	02-ene-99
MAYAICU	MAYAICU 84	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	29-ene-00
MAYAICU	MAYAICU 84	MLE EN MAL ESTADO	26-jul-01
MAYAICU	MAYAICU 86	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	19-nov-94
MAYAICU	MAYAICU 86	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	15-nov-95
MAYAICU	MAYAICU 86	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	27-nov-95

MAYAICU	MAYAICU 86	MLE EN MAL ESTADO	17-nov-96
MAYAICU	MAYAICU 86	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	05-mar-97
MAYAICU	MAYAICU 86	CONTROLADOR DEL MOTOR EN MAL ESTADO	19-mar-99
MAYAICU	MAYAICU 86	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	07-dic-00
MAYAICU	MAYAICU 88	MLE EN MAL ESTADO	07-ene-01
MAYAICU	MAYAICU 89	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	09-dic-00
MAYAICU	MAYAICU 90	BOMBA ATASCADA	08-feb-96
MAYAICU	MAYAICU 91	MOTOR QUEMADO	17-ago-99
MAYAICU	MAYAICU 92	MOTOR QUEMADO	12-ene-00
MAYAICU	MAYAICU 92	MOTOR ELECTRICO CON FASE A TIERRA	11-nov-00
MAYAICU	MAYAICU 93	MOTOR QUEMADO	04-jul-95
MAYAICU	MAYAICU 93	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	25-feb-97
MAYAICU	MAYAICU 94	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	28-may-99
MAYAICU	MAYAICU 94	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	08-jun-99
MAYAICU	MAYAICU 94	FALLAS EN EL TRANSPORTE DEL EQUIPO	10-abr-00
MAYAICU	MAYAICU 94	SELLOS MECANICOS EN MAL ESTADO	28-jul-00
MAYAICU	MAYAICU 94	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	13-jun-01
MAYAICU	MAYAICU 94	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	04-nov-01
MAYAICU	MAYAICU 94	FALLAS DURANTE EL PROCESO DE INSTALACION	13-may-02
MAYAICU	MAYAICU 95	FALLAS EN EL TRANSPORTE DEL EQUIPO	18-jul-97
MAYAICU	MAYAICU 95	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	17-jun-99
GUANGO	GUANGO 01	MOTOR QUEMADO	26-mar-99
GUANGO	GUANGO 04	BOMBA ATASCADA	09-sep-96
GUANGO	GUANGO 07	BOMBA ATASCADA	01-jul-00
GUANGO	GUANGO 07	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	20-ago-01
GUANGO	GUANGO 08	MLE EN MAL ESTADO	26-mar-01
GUANGO	GUANGO 08	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	24-ago-01
GUANGO	GUANGO 09	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	12-oct-95

GUANGO	GUANGO 12	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	27-dic-00
GUANGO	GUANGO 13	MOTOR QUEMADO	26-ago-99
GUANGO	GUANGO 13	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	01-abr-01
GUANGO	GUANGO 15	CORTOCIRCUITO EN EL EMPALME	28-mar-96
GUANGO	GUANGO 15	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	23-jun-98
GUANGO	GUANGO 15	BOMBA ATASCADA	23-oct-00
GUANGO	GUANGO 15	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	03-feb-01
GUANGO	GUANGO 15	FALLAS DEBIDO A CONDICIONES DEL POZO	08-jul-01
TINGO	TINGO 03	MLE EN MAL ESTADO	22-jun-01
TINGO	TINGO 04	BOMBA ATASCADA	07-may-97
TINGO	TINGO 04	MOTOR QUEMADO	30-dic-99
TINGO	TINGO 04	MOTOR QUEMADO	21-abr-01
TINGO	TINGO 06	BOMBA ATASCADA	27-ago-96
TINGO	TINGO 06	CABLE CON BAJO AISLAMIENTO	13-dic-98
TINGO	TINGO 07	CONTAMINACION DEL MOTOR Y EL SELLO	08-sep-97
TINGO	TINGO 07	PROBLEMAS EN CONECTOR DE SUPERFICIE	22-nov-97
TINGO	TINGO 07	SELLOS MECANICOS EN MAL ESTADO	12-mar-01

4.4.- TABULACION DE LAS FALLAS RECOGIDAS EN CAMPO

La tabulación de las fallas en equipos BES, está realizada en función del registro existente y de las fallas tomadas en todo el distrito amazónico, para establecer los problemas más comunes y menos comunes, que se presentan en el sistema de bombeo electrosumergible; de tal forma que se tomen acciones correctivas antes, durante o después de la operación del sistema.

La tabulación muestra en forma de tabla, el tipo de falla, su respectiva cantidad y su porcentaje de incidencia de un determinado número de fallas; mientras que en forma gráfica se indica a través de columnas la cuantificación de cada una de

las fallas para todo el distrito y en particular por cada campo. Lo que permite definir las fallas comunes y no comunes; para establecer tendencias y proyecciones, que garantizan la reducción substancial de las fallas, conservando así la vida operativa de los equipos.

MLE en mal estado	16	5,735%
Motor eléctrico con fase a tierra	5	1,792%
Motor quemado	19	6,810%
Problemas en conector de superficie	19	6,810%
Sellos mecánicos en mal estado	8	2,867%
Sobrecarga eléctrica	14	5,018%

Fallas

totales

279

100,00%

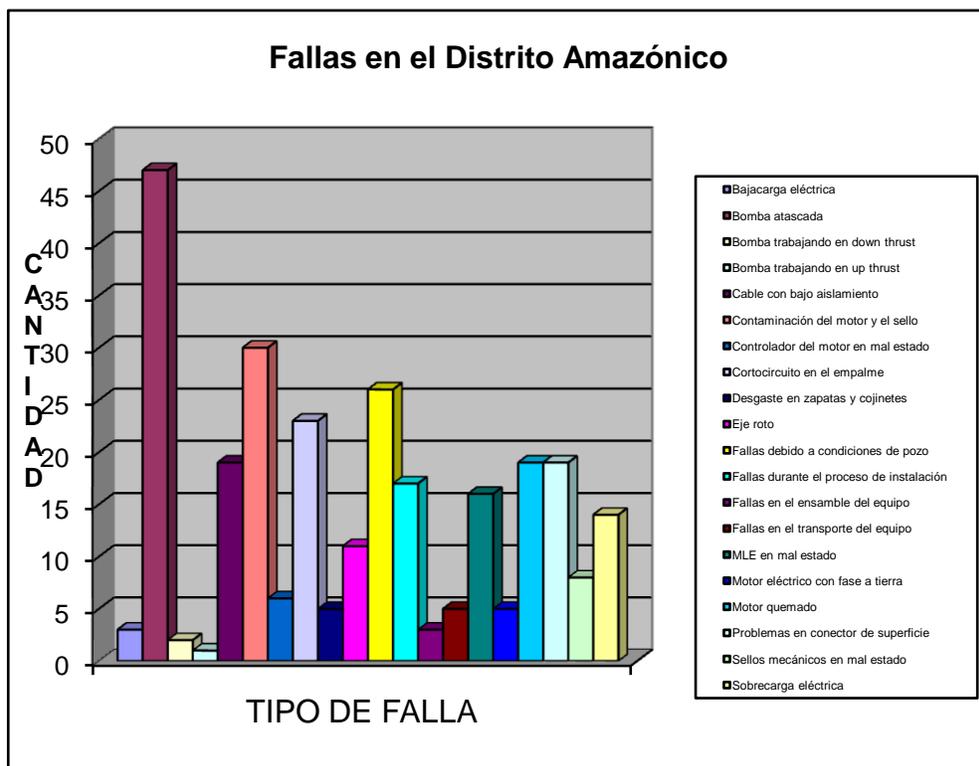


Tabla 4.4.- Fallas en el campo Alfa

FALLA	CANTIDAD
Contaminación del motor y el sello	2
Cortocircuito en el empalme	1
Sobrecarga eléctrica	1

Fallas totales

4

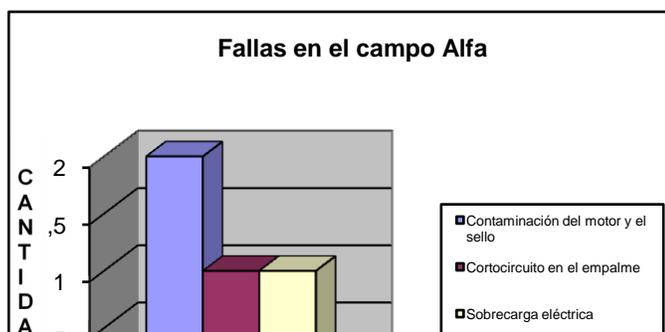


Tabla 4.5.- Fallas en el campo Camaleón

FALLA	CANTIDAD
Bajacarga eléctrica	1
Bomba atascada	2
Fallas debido a condiciones de pozo	5
Motor quemado	2
Sellos mecánicos en mal estado	1
Sobrecarga eléctrica	1
Fallas totales	12

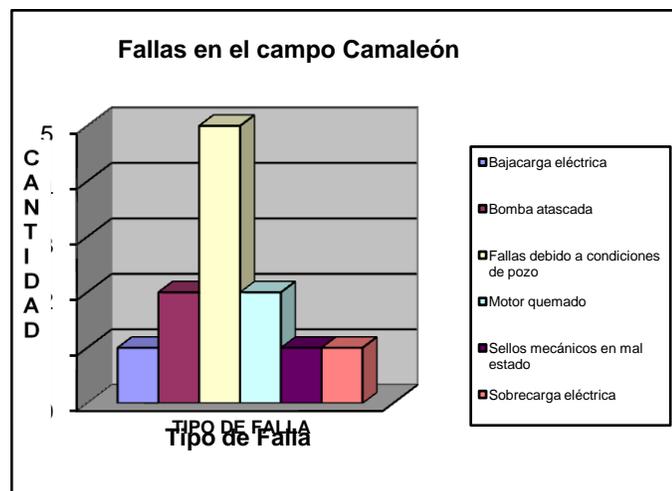


Tabla 4.6.- Fallas en el campo Condor

FALLA	CANTIDAD
Bomba atascada	3
Contaminación del motor y el sello	2
Cortocircuito en el empalme	1
Eje roto	2
Fallas debido a condiciones de pozo	1
Fallas durante el proceso de instalación	1
MLE en mal estado	1
Motor quemado	2
Motor eléctrico con fase a tierra	1
Problemas en conector de superficie	1
Sellos mecánicos en mal estado	1
Sobrecarga eléctrica	1
Fallas totales	17

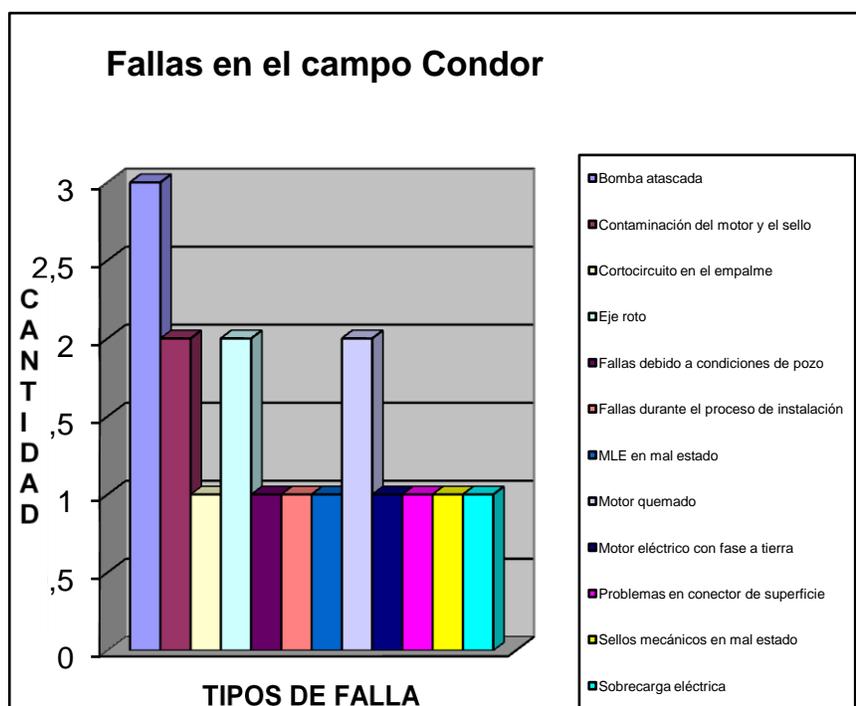


Tabla 4.7.- Fallas en el campo
Dureno

FALLA	CANTIDAD
Bomba atascada	6
Bomba trabajando en down thrust	2
Cable con bajo aislamiento	3
Contaminación del motor y el sello	7
Controlador del motor en mal estado	1
Cortocircuito en el empalme	2
Desgaste en zapatas y cojinetes	1
Eje roto	2
Fallas debido a condiciones de pozo	3

Fallas durante el proceso de instalación	3
Fallas en el ensamble del equipo	1
MLE en mal estado	2
Motor quemado	2
Problemas en conector de superficie	2
Sellos mecánicos en mal estado	1
Sobrecarga eléctrica	3
Fallas totales	41

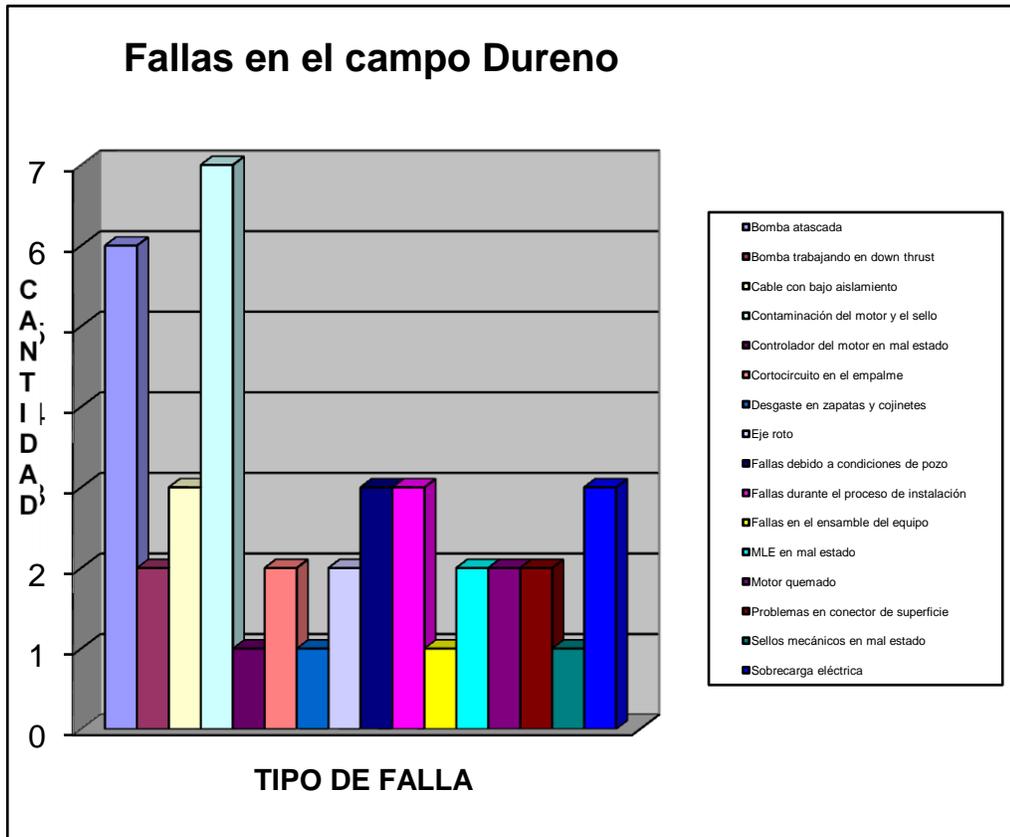


Tabla 4.8.- Fallas en el campo Guango

FALLA	CANTIDAD
Bomba atascada	3
Cable con bajo aislamiento	2
Contaminación del motor y el sello	2
Cortocircuito en el empalme	2
Fallas debido a condiciones de pozo	2
MLE en mal estado	1
Motor quemado	2
Problemas en conector de superficie	1

Fallas totales 15

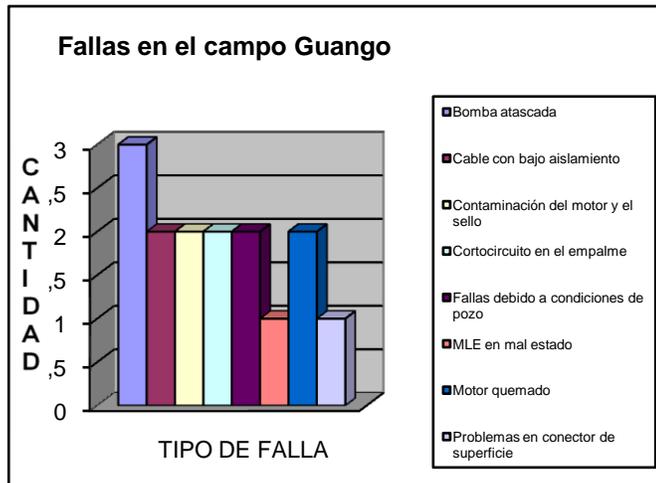


Tabla 4.9.- Fallas en el campo Omega

FALLA	CANTIDAD
Bomba atascada	2
Cable con bajo aislamiento	2
Motor quemado	1

Problemas en conector de superficie	1
Sobrecarga eléctrica	1
Fallas totales	7

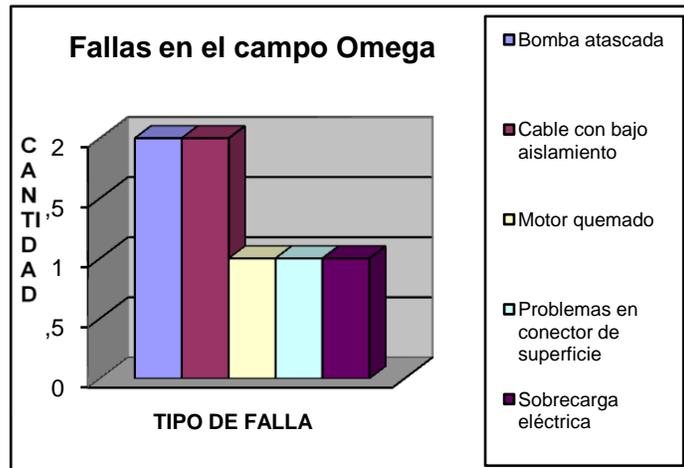


Tabla 4.10.- Fallas en el campo Mayaicu

FALLA	CANTIDAD
Bomba atascada	18
Cable con bajo aislamiento	8
Contaminación del motor y el sello	14
Controlador del motor en mal estado	5
Cortocircuito en el empalme	8
Desgaste en zapatas y cojinetes	2
Eje roto	3
Fallas debido a condiciones de pozo	13
Fallas durante el proceso de instalación	9
Fallas en el transporte del equipo	2
MLE en mal estado	6

Motor eléctrico con fase a tierra	2
Motor quemado	7
Problemas en conector de superficie	9
Sellos mecánicos en mal estado	1
Sobrecarga eléctrica	2

Fallas totales 109

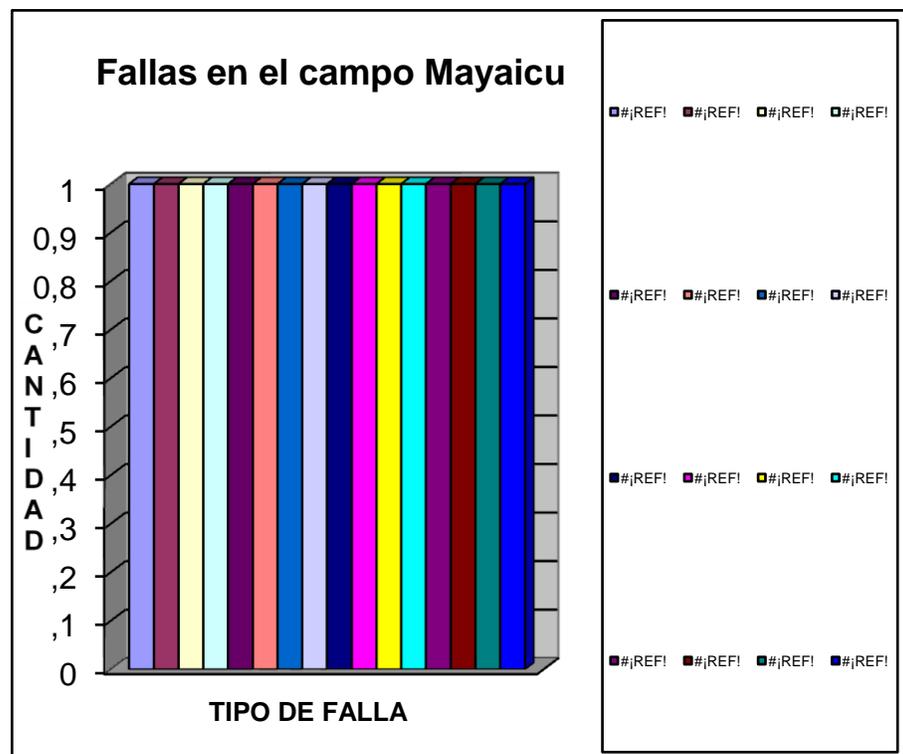


Tabla 4.11.- Fallas en el campo Otitis

FALLA	CANTIDAD
Bomba atascada	2
Bomba trabajando en up thrust	1
Contaminación del motor y el sello	1
Eje roto	2
Fallas debido a condiciones de pozo	1
Fallas durante el proceso de instalación	1
MLE en mal estado	2
Motor eléctrico con fase a tierra	1
Sellos mecánicos en mal estado	1
Sobrecarga eléctrica	1

Fallas totales 13

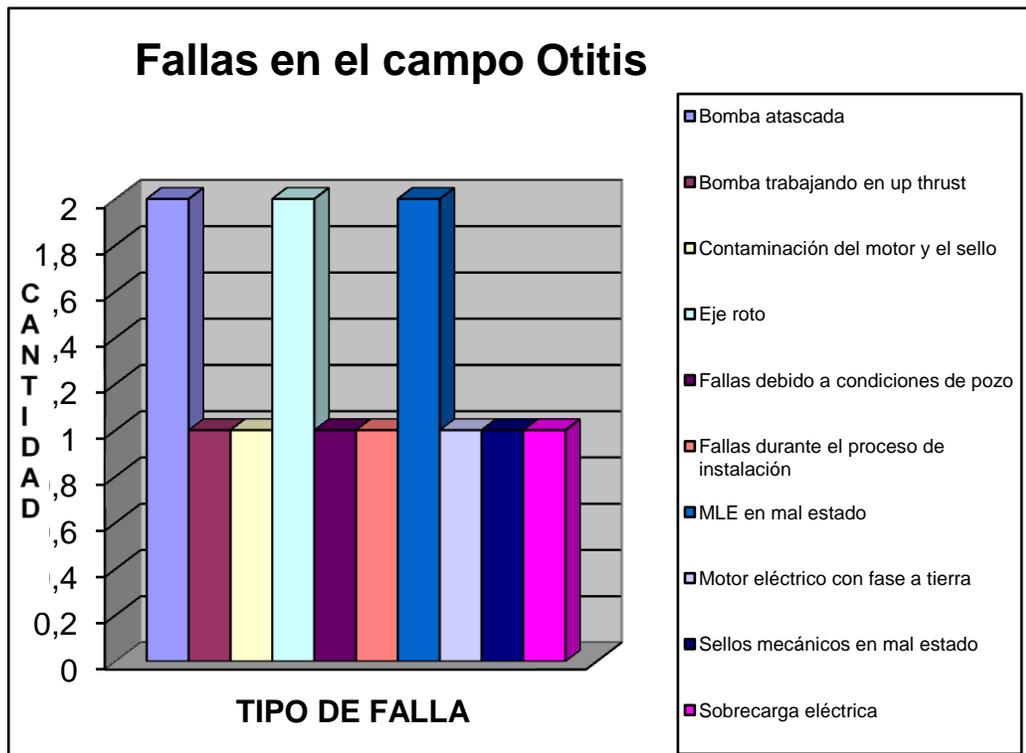


Tabla 4.12.- Fallas en el campo Pompeya

FALLA	CANTIDAD
Bomba atascada	3
Cable con bajo aislamiento	3
Contaminación del motor y el sello	3
Eje roto	2
Problemas en conector de superficie	1
Sellos mecánicos en mal estado	1

Fallas totales 13

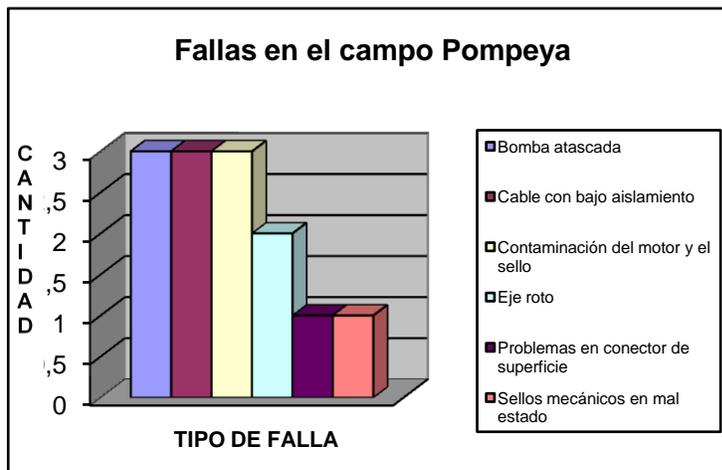


Tabla 4.13.- Fallas en el campo Tingo

FALLA	CANTIDAD
Bomba atascada	2
Cable con bajo aislamiento	1
Contaminación del motor y el sello	1
MLE en mal estado	1
Motor quemado	2
Problemas en conector de superficie	1
Sellos mecánicos en mal estado	1
Fallas totales	9

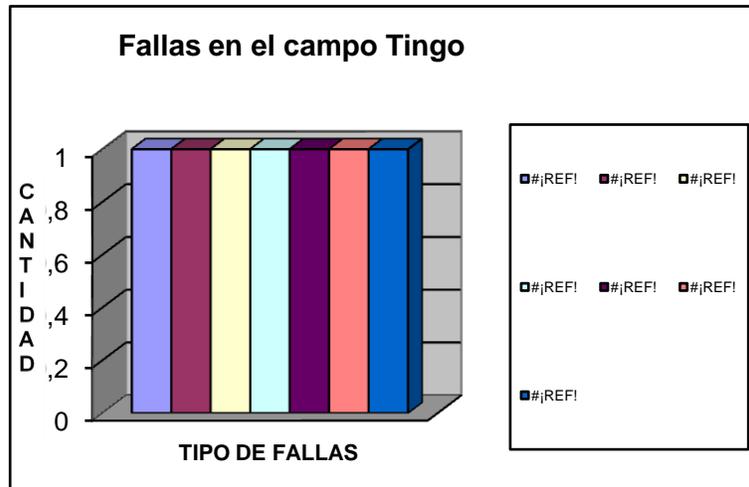


Tabla 4.14.- Fallas en el campo Reventador

FALLA	CANTIDAD
Bajacarga eléctrica	2
Bomba atascada	5
Cortocircuito en el empalme	9
Desgaste en zapatas y cojinetes	2

Fallas debido a condiciones de pozo	1
Fallas durante el proceso de instalación	3
Fallas en el ensamble del equipo	2
MLE en mal estado	3
Motor eléctrico con fase a tierra	1
Motor quemado	1
Problemas en conector de superficie	3
Sellos mecánicos en mal estado	1
Sobrecarga eléctrica	4

Fallas totales 37



Tabla 4.5.- Análisis de Resultados

FALLA	CANTIDAD	PORCENTAJE
Bajacarga eléctrica	3	1,075%
Bomba atascada	47	16,846%
Bomba trabajando en down thrust	2	0,717%
Bomba trabajando en up thrust	1	0,358%
Cable con bajo aislamiento	19	6,810%
Contaminación del motor y el sello	30	10,753%
Controlador del motor en mal estado	6	2,151%
Cortocircuito en el empalme	23	8,244%
Desgaste en zapatas y cojinetes	5	1,792%
Eje roto	11	3,943%
Fallas debido a condiciones de pozo	26	9,319%

Fallas durante el proceso de instalación	17	6,093%
Fallas en el ensamble del equipo	3	1,075%
Fallas en el transporte del equipo	5	1,792%
MLE en mal estado	16	5,735%
Motor eléctrico con fase a tierra	5	1,792%
Motor quemado	19	6,810%
Problemas en conector de superficie	19	6,810%
Sellos mecánicos en mal estado	8	2,867%
Sobrecarga eléctrica	14	5,018%

FALLAS

TOTALES	279	100%
----------------	-----	------

4.6.- ANALISIS ESTADISTICO DE FALLAS

El análisis estadístico de las fallas en equipos de bombeo electrosumergible, se realizó en un paquete de software estadístico diseñado para manejar datos de la manipulación, generación de las tablas y de los gráficos que resumen todo tipo de información, cuyo nombre es “SPSS”.

Este software permite ejecutar análisis desde estadística descriptiva básica, tal como promedios, frecuencias y análisis factorial; como también, contiene varias herramientas para manipular datos, incluyendo la combinación y el agregar datos de otros programas computacionales. Además tiene un gran número de maneras de procesar, resumir y exhibir datos en forma de tablas y gráficos.

SPSS consiste en diversas ventanas, cada una de las cuales se asocia a un tipo particular del archivo del software. Las ventanas más utilizadas son el redactor de datos y las ventanas del espectador de salida. El redactor de datos es la ventana que está abierta al arrancar SPSS y se usa para ingresar y/o almacenar datos en una hoja de balance. El espectador de salida se abre automáticamente cuando se ejecuta un análisis o se crea un gráfico usando una caja de diálogo o una sintaxis de órdenes para ejecutar un procedimiento.

La ventana de salida contiene los resultados de todos los análisis estadísticos y exhibiciones gráficas de los datos que se hayan ingresado, facilitando el establecer proyecciones, tendencias y conclusiones en caso de ser necesario.

Para el análisis de las estadísticas, se utilizará tres tipos de gráficas: el diagrama de Pareto, Histograma de frecuencia y el diagrama de caja; los mismos que permitirán a través del análisis, predecir y proyectar las tendencias en lo referente a fallas en los equipos de bombeo electrosumergible.

Pareto es una gráfica de barras de frecuencias de una variable cualitativa, no de datos cuantitativos agrupados en clases, como lo hace un histograma. Las barras de la gráfica, representan frecuencias relativas (porcentajes), se organizan en orden descendente de izquierda a derecha. Esta disposición da como resultado la ubicación de los tipos de fallas más importantes a corregir, en función de la frecuencia con que hayan ocurrido.

Este diagrama se utiliza en el análisis de fallas, para tabular las causas asociadas con variaciones de causas atribuibles en la calidad de los productos (equipos). Es común que solamente unas cuantas categorías de fallas se asocien con la mayoría de problemas de calidad en los equipos; de modo que los diagramas de Pareto permiten que tanto equipos de trabajadores como de gerentes, se concentren en las áreas más importantes en las que se necesitan acciones preventivas y/o correctivas.

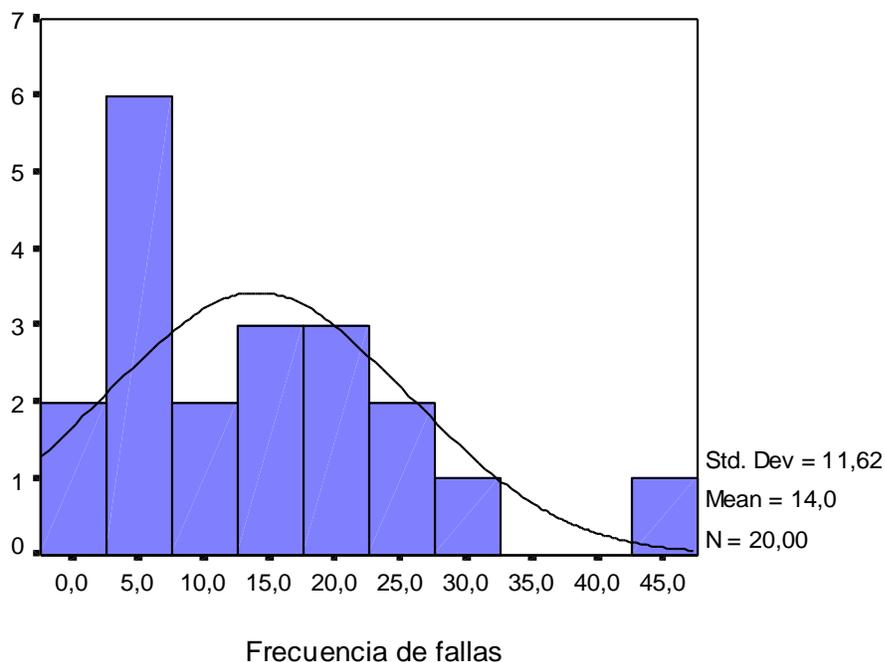
Además, es necesario establecer en el análisis de fallas, la distribución de frecuencias y el grado de repetitividad de cada una. Para ello se hace uso del histograma de frecuencias, el cual mediante la gráfica de barras muestra la forma en como están distribuidas y las veces que hayan ocurrido. El histograma acostumbra colocar límites exactos de clase en el eje horizontal de la gráfica y los números de observaciones en el eje vertical.

Por último, tendremos el diagrama de caja, el cual describe la distribución de un conjunto de datos en referencia a los valores en los cuartiles como medidas de posición y al valor del rango intercuartil como medida de referencia de variabilidad. Constituye por tanto, un medio sencillo para la graficación de datos y la observación del grado de asimetría de la distribución.

La forma más adecuada para combatir las fallas en equipos BES, es el seguimiento de las recomendaciones técnicas descritas en el cuadro guía. Estas sugerencias pueden dar solución a todo tipo de problemas, antes, durante y después de la operación de los equipos; con lo cual el técnico puede tener un soporte que le permita despejar cualquier anomalía en el proceso del bombeo electrosumergible.

FALLAS TOTALES EN EL DISTRITO AMAZONICO

HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS



Análisis: El histograma para las fallas en el distrito amazónico muestra una dispersión total de los datos registrados de cada una de las fallas, razón por la que la curva normal no cubre a todos los datos.

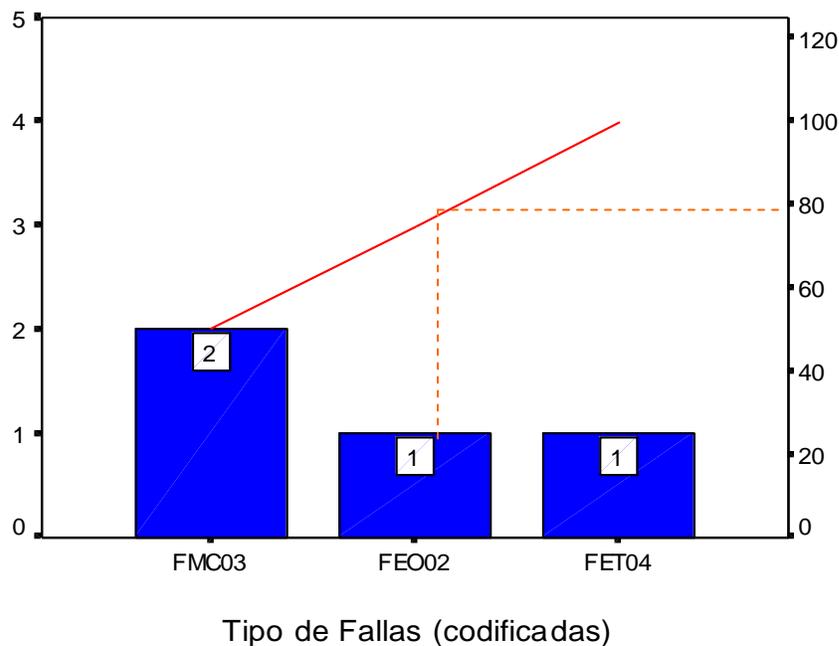
La clase más frecuente de fallas, son las producidas en un rango de (2,5 a 7,5) veces, es por eso que en el eje Y se observan 6 valores. Dentro de ese intervalo están las fallas: bajacarga eléctrica, controlador del motor en mal estado,

desgaste en zapatas y cojinetes, fallas en el transporte del equipo, fallas en el ensamble del equipo y motor eléctrico con fase a tierra; las cuales no pertenecen a un mismo tipo u origen.

En términos estadísticos estas fallas son las más frecuentes, mientras que la más común en función de su cantidad es “bomba atascada” y la curva de frecuencia que se ilustra es de tipo asimétrica positiva; es decir, que la cola de la curva la tiene hacia la derecha y los datos no están muy alejados del valor promedio, por lo que la mayor parte de ellos se encuentran agrupados hacia la izquierda de la curva.

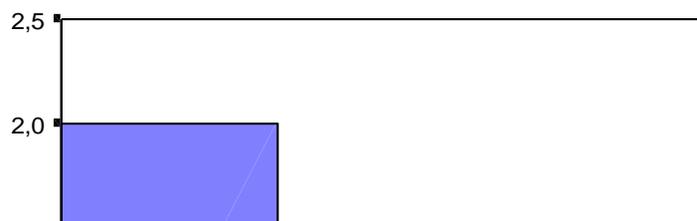
FALLAS EN EL CAMPO ALFA

DIAGRAMA DE PARETO



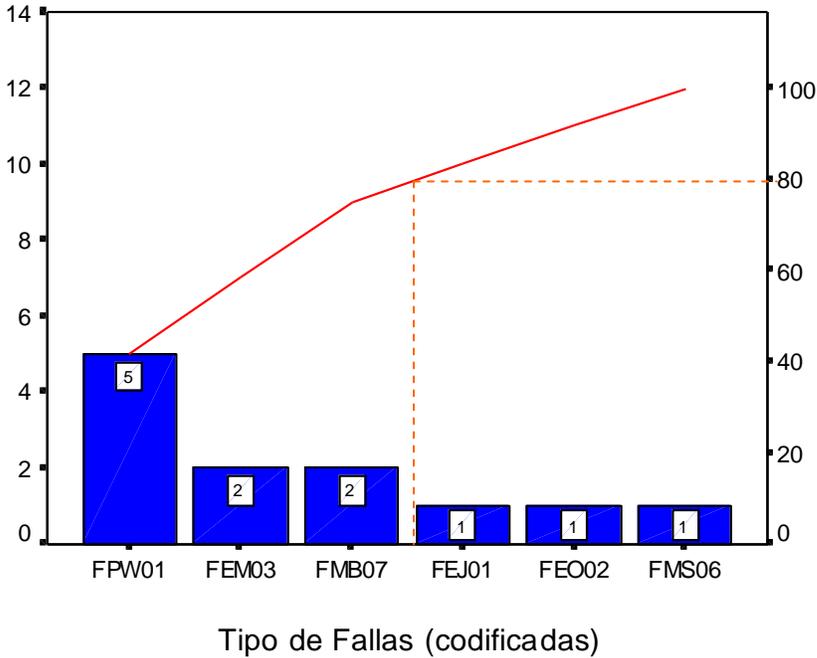
FALLAS EN EL CAMPO ALFA

HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS



FALLAS EN EL CAMPO CAMALEON

DIAGRAMA DE PARETO



FALLAS EN EL CAMPO CAMALEON

HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS

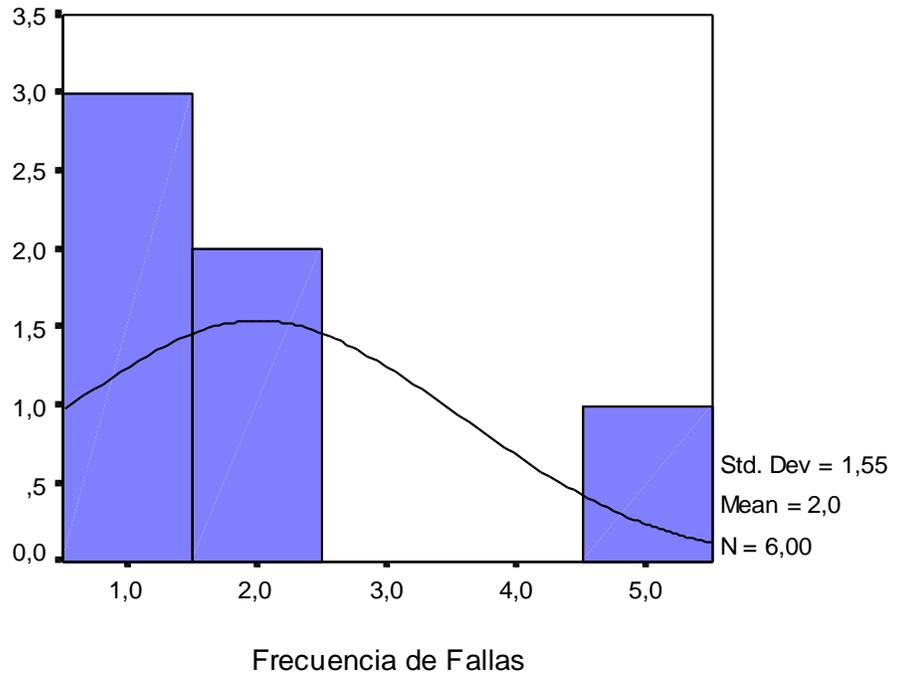
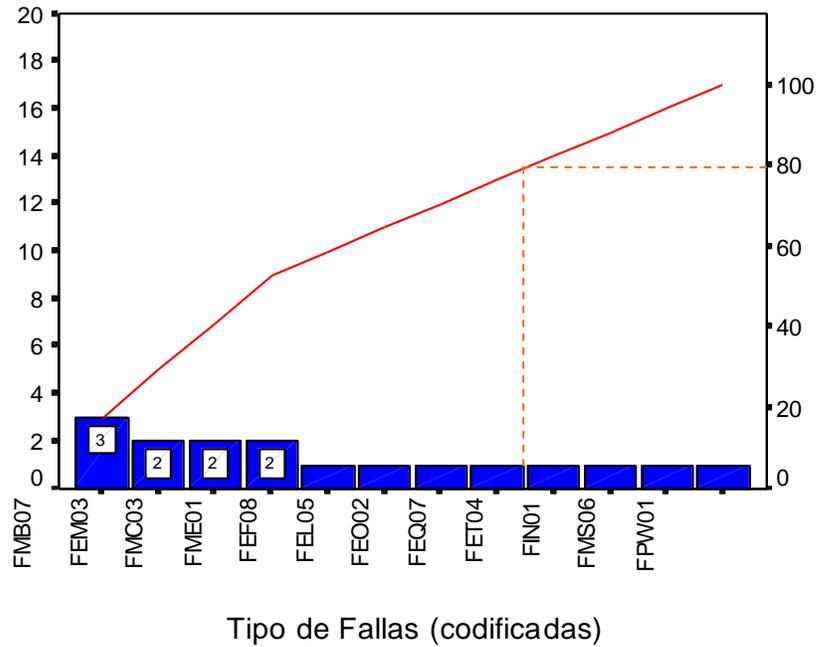
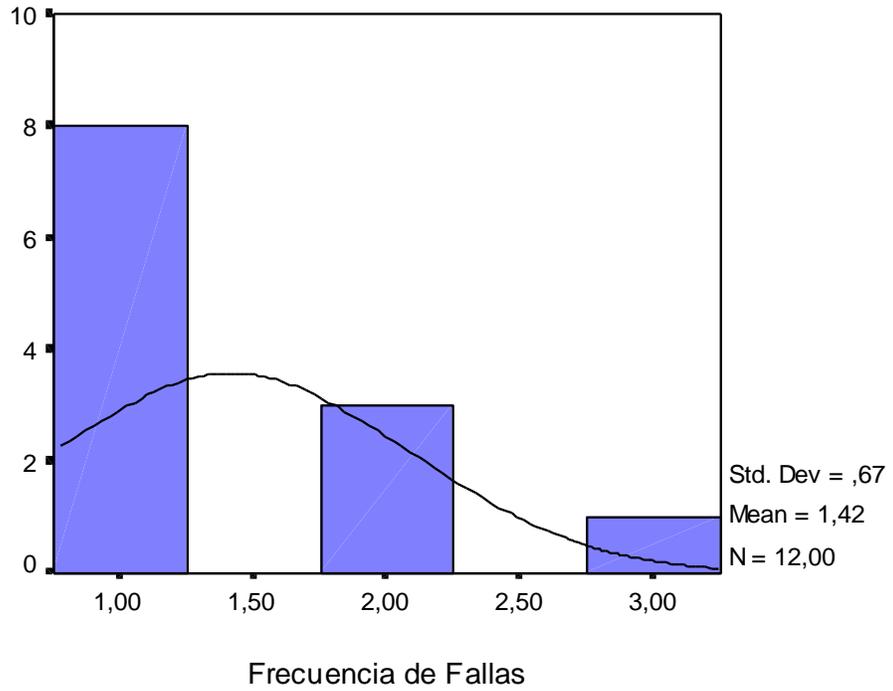


DIAGRAMA DE PARETO



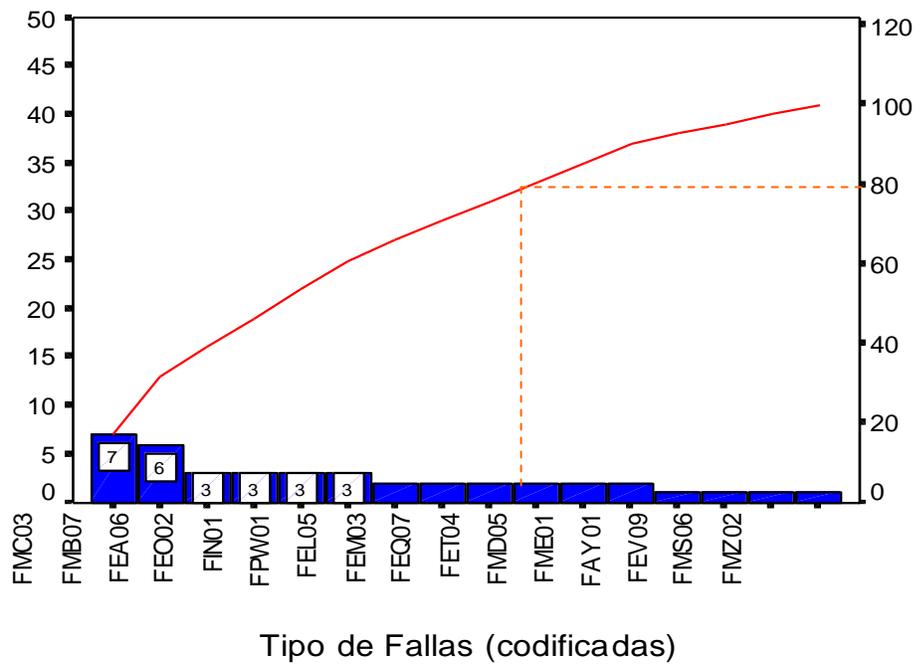
FALLAS EN EL CAMPO CONDOR

HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS



FALLAS EN EL CAMPO DURENO

DIAGRAMA DE PARETO



FALLAS EN EL CAMPO DURENO

HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS

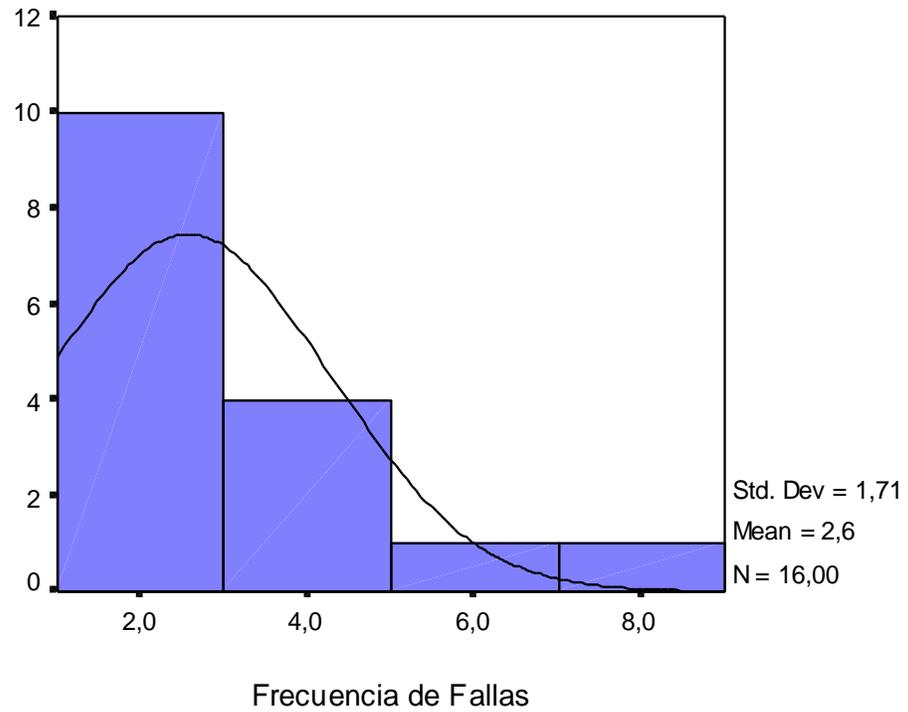
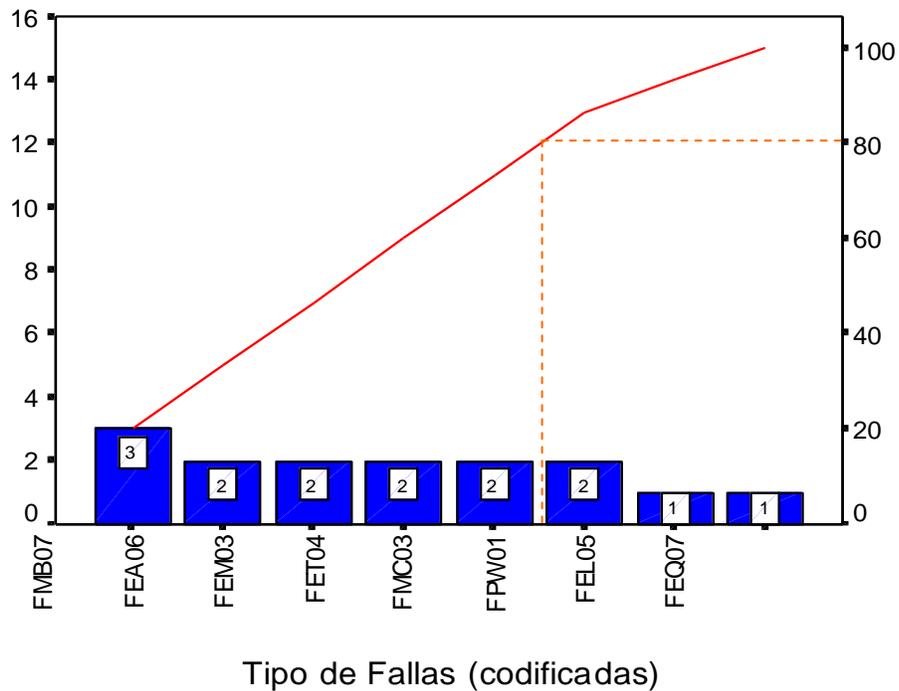


DIAGRAMA DE PARETO



FALLAS EN EL CAMPO GUANGO

HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS

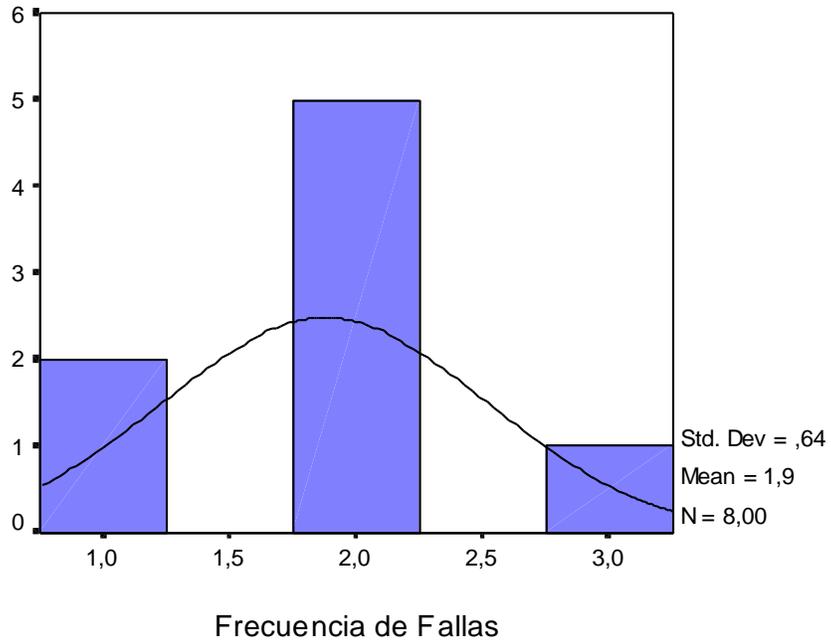
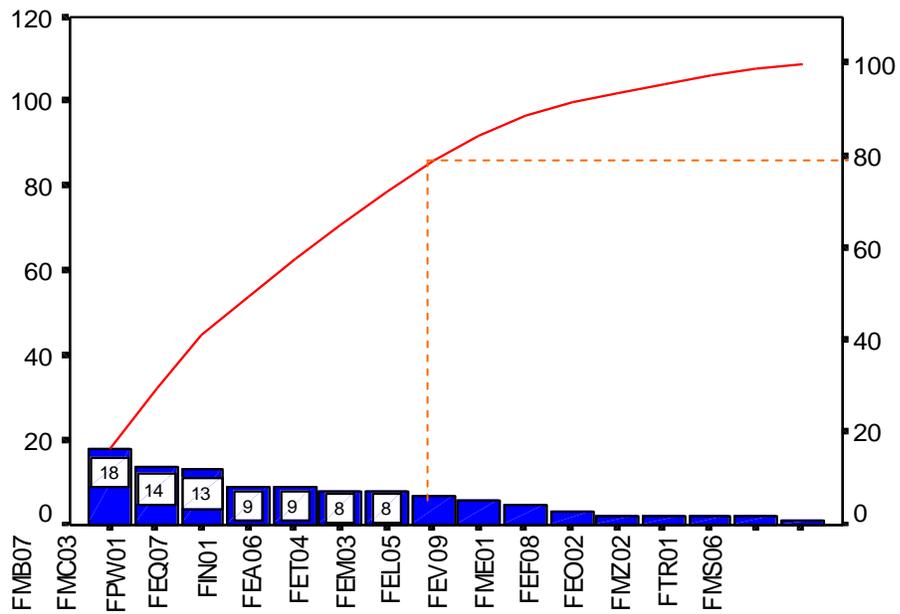
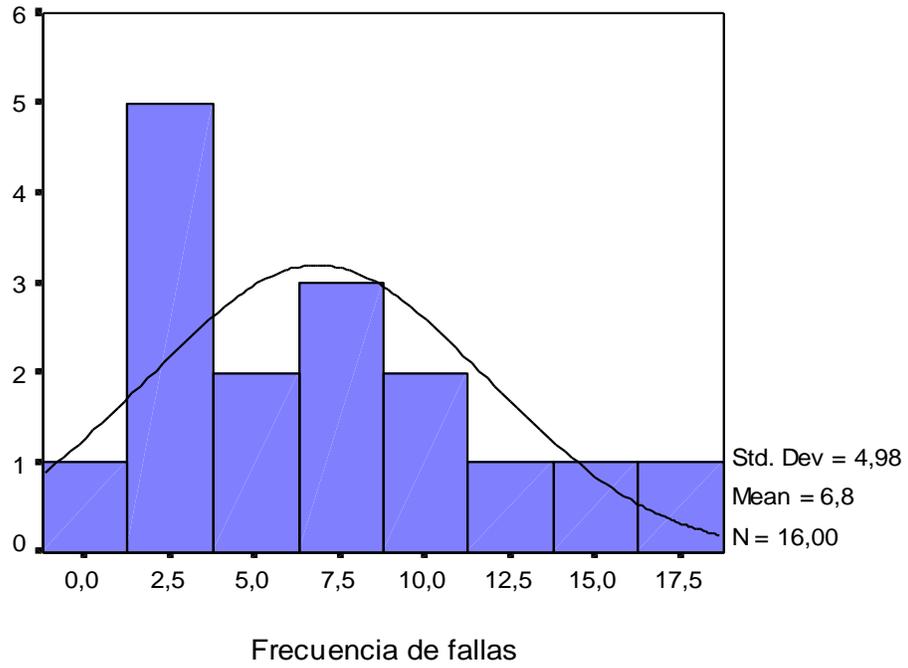


DIAGRAMA DE PARETO



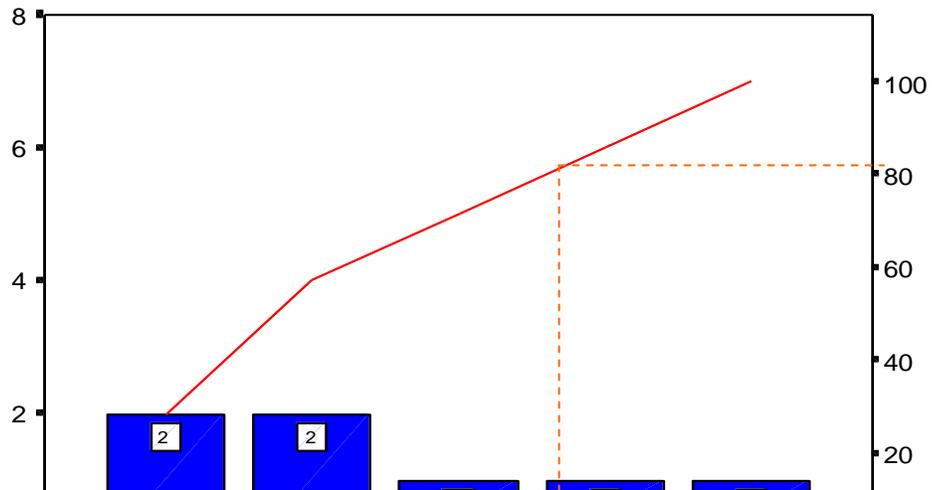
FALLAS EN EL CAMPO MAYAICU

HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS



FALLAS EN EL CAMPO SILESA

DIAGRAMA DE PARETO



FALLAS EN EL CAMPO OMEGA

HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS

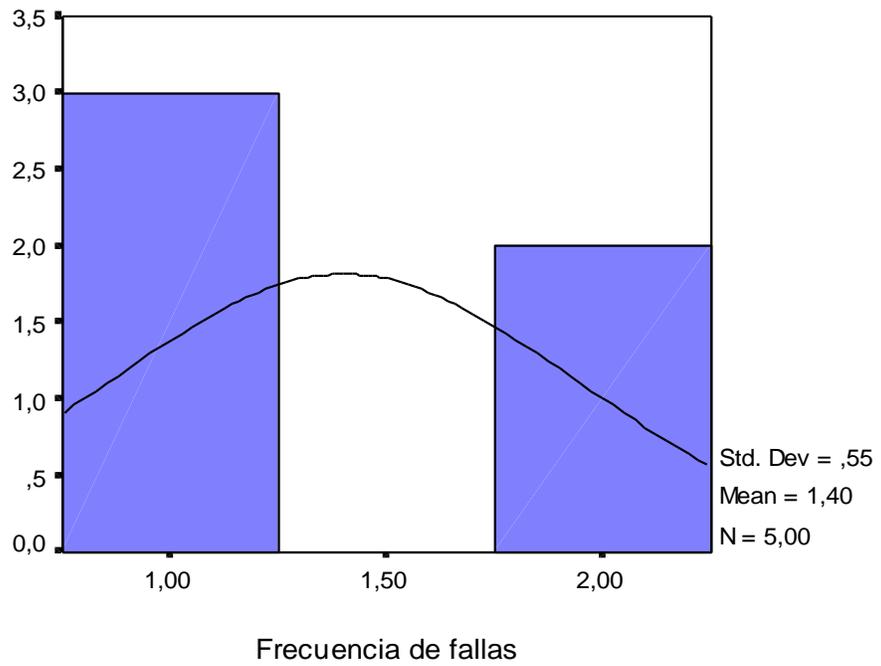
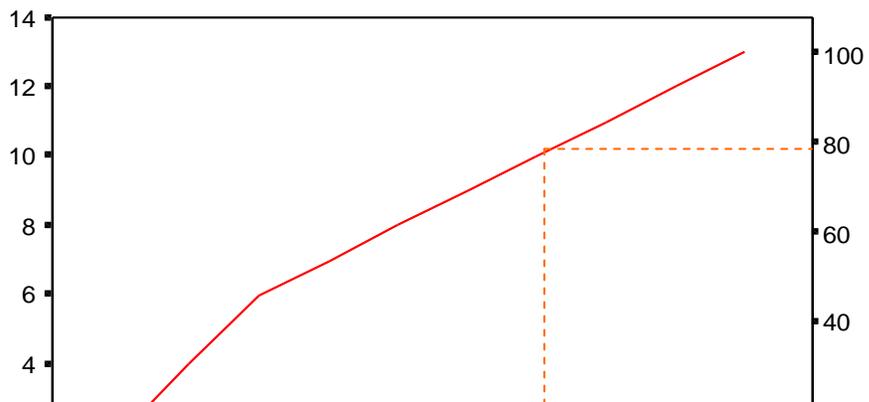
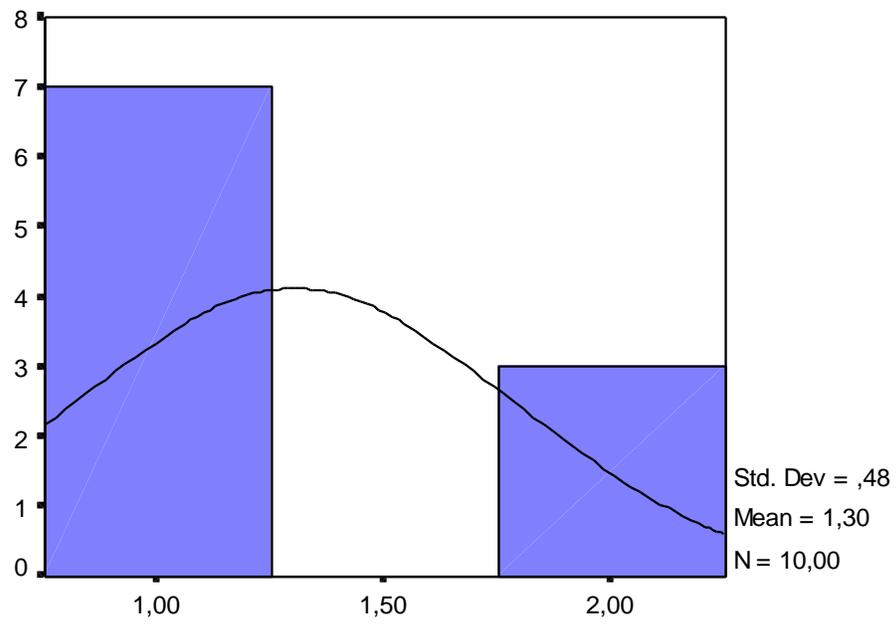


DIAGRAMA DE PARETO



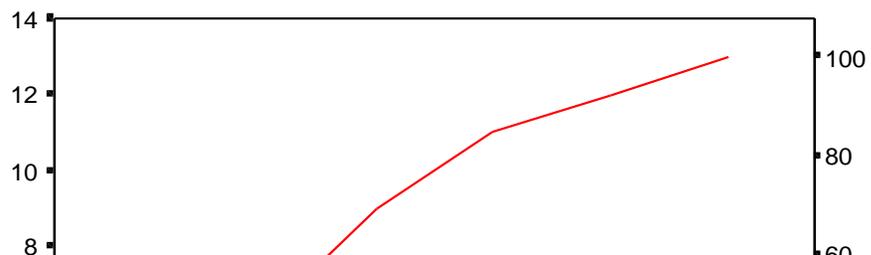
FALLAS EN EL CAMPO OTITIS

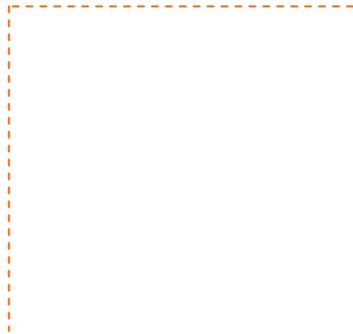
HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS



Frecuencia de fallas

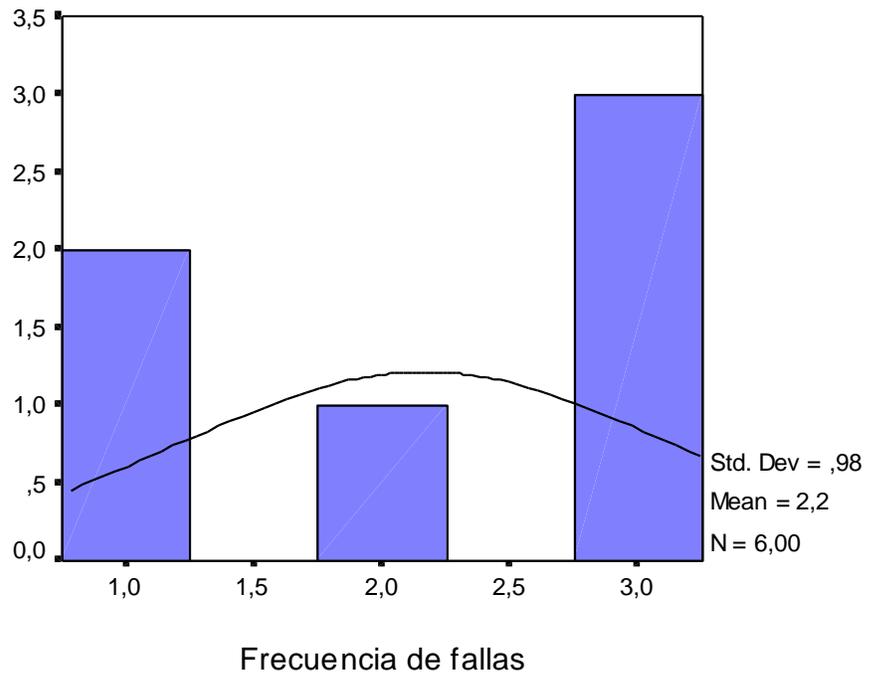
DIAGRAMA DE PARETO





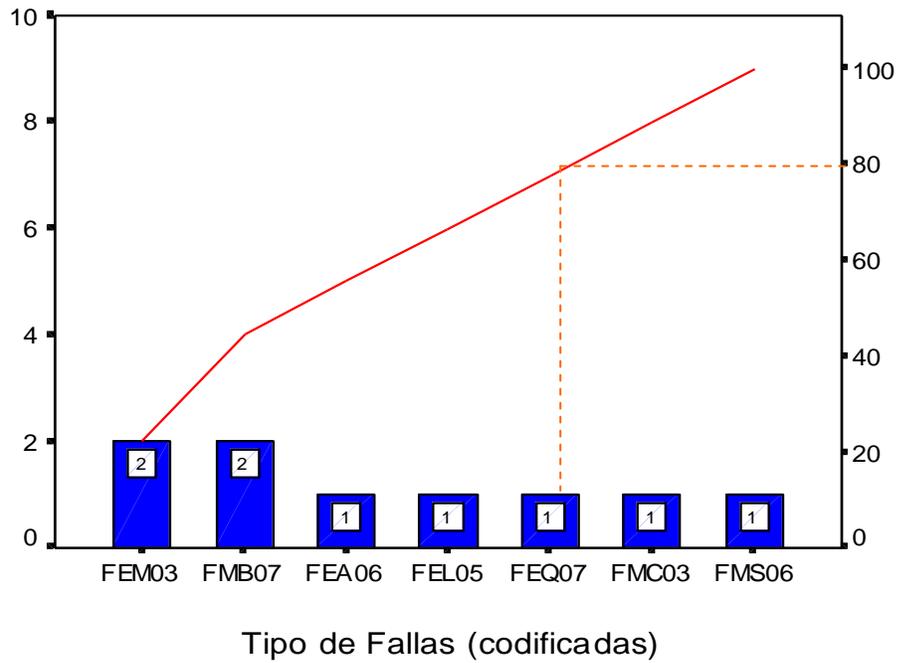
FALLAS EN EL CAMPO POMPEYA

HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS



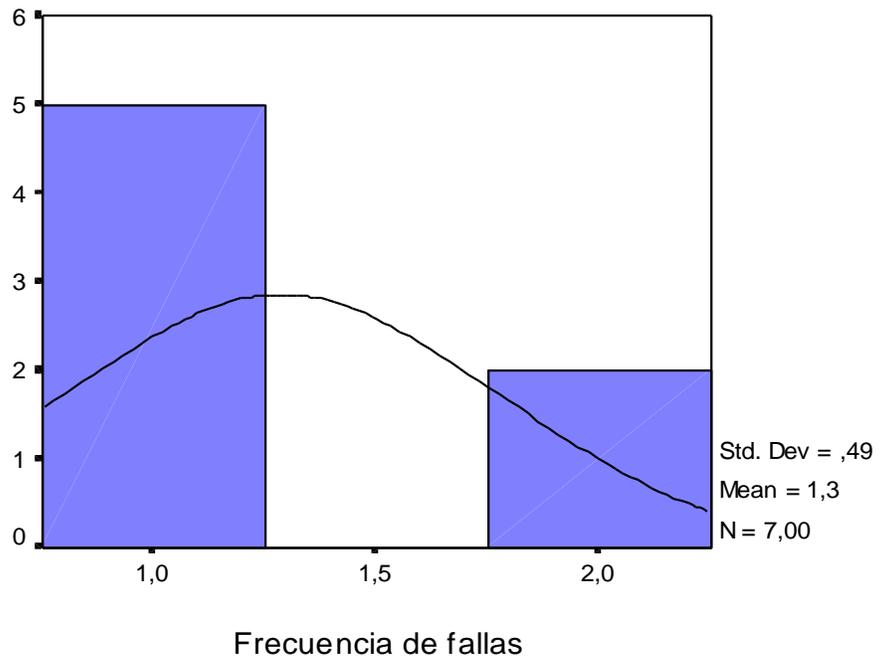
FALLAS EN EL CAMPO TINGO

DIAGRAMA DE PARETO



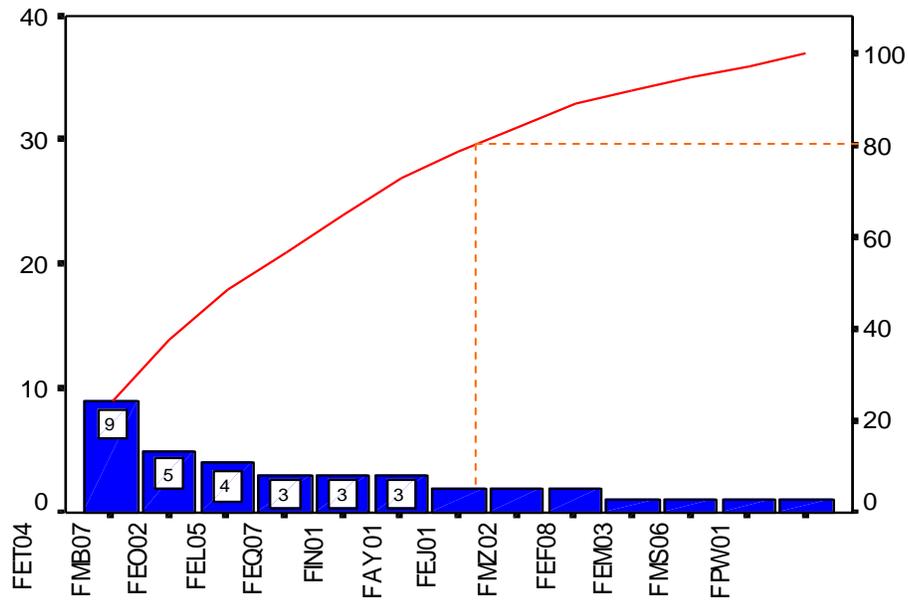
FALLAS EN EL CAMPO TINGO

HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS



FALLAS EN EL CAMPO REVENTADOR

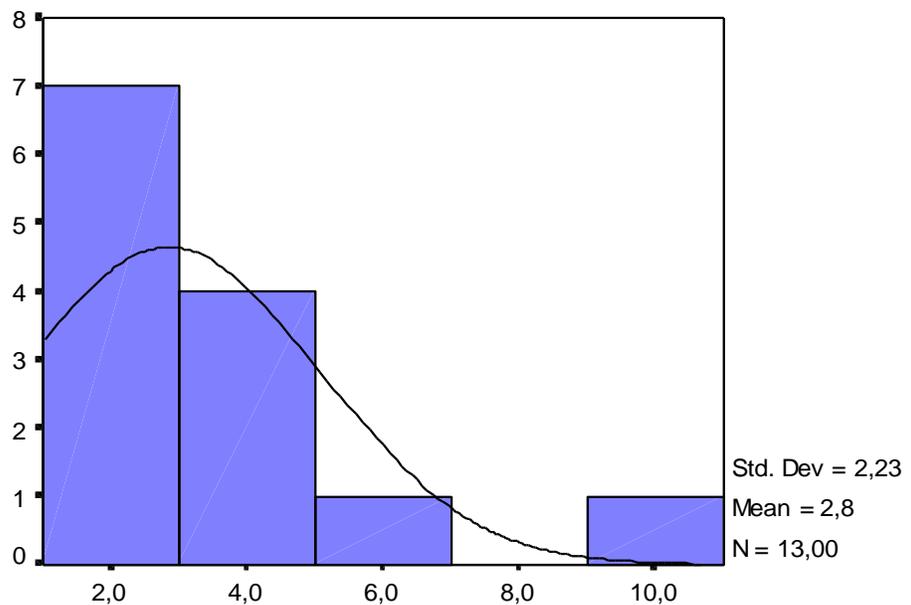
DIAGRAMA DE PARETO



Tipo de Fallas (codificadas)

FALLAS EN EL CAMPO REVENTADOR

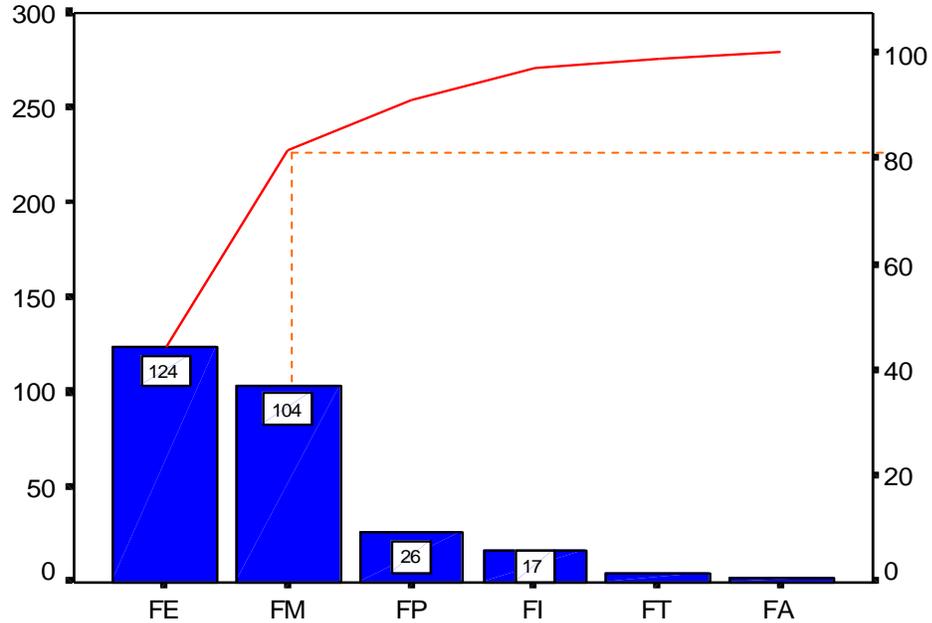
HISTOGRAMA DE FRECUENCIAS



Frecuencia de fallas

INCIDENCIA SEGUN EL TIPO DE FALLAS EN LOS EQUIPOS BES

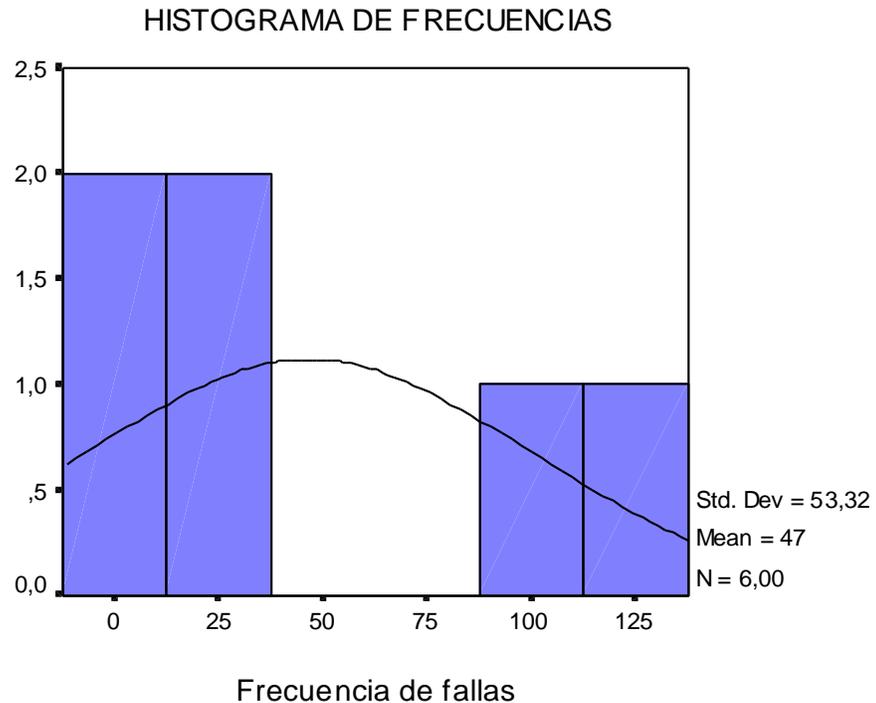
DIAGRAMA DE PARETO



Tipos de Fallas en equipos BES (codificadas)

Análisis: El diagrama de Pareto muestra que las fallas que mayor incidencia tiene en los equipos BES son: las fallas eléctricas, mecánicas y las fallas debido a condiciones de pozo. Es necesario corregirlas para mejorar la eficiencia de todo el sistema, monitoreando la producción del fluido y procurando en lo posible evitar los problemas mecánicos en el equipo, ya que son éstos los que generan consecuencias generalmente de tipo eléctrico; el ejemplo típico es la bomba atascada, considerada falla mecánica. Esta provoca sobrecarga eléctrica en el motor que, de permanecer por intervalos de tiempo prolongados, puede generar daños en el cable de potencia o quemar el motor electrosumergible.

INCIDENCIA SEGUN EL TIPO DE FALLA EN EQUIPOS BES



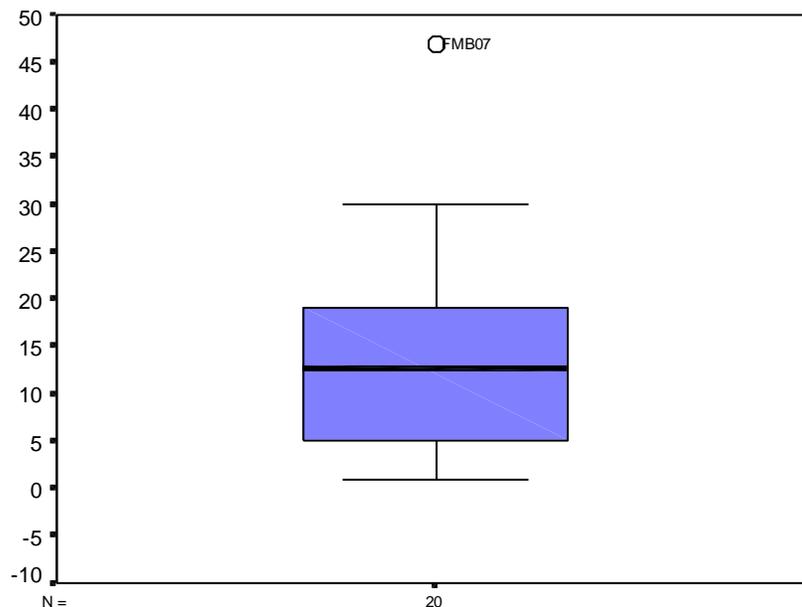
Análisis: El histograma de frecuencias indica que el grupo de fallas más frecuentes en los equipos BES en función de los valores observados, son las dos columnas ubicadas hacia la izquierda del gráfico. La primera representa a las fallas producidas en el ensamble y en el transporte de los equipos. La segunda columna representa las fallas durante el proceso de instalación y las provocadas por condiciones de pozo; lo que indica que en el rango de (0 a 37 fallas), hay más valores observados, por ende la frecuencia es también mayor.

Es importante hacer notar que los valores que presentan los diferentes tipos de fallas, son totalmente dispersos y alejados del valor promedio, cuya curva contiene a la mayor parte de datos agrupados hacia la izquierda, denominándose asimétrica positiva o también mesocúrtica. Lo cual no permite establecer

proyecciones ni tendencias; pero puede asegurarse que: si las fallas mecánicas que se presenten en los equipos no son corregidas a tiempo, los efectos secundarios, tales como: fallas eléctricas seguirán incrementándose gradualmente afectando directamente a la vida operativa del sistema.

4.7.- ANALISIS ESTADISTICO EN FUNCION DE DIAGRAMAS DE CAJAS

A continuación se muestran los diagramas de cajas para el distrito amazónico y para cada uno de los campos. Este diagrama describe la distribución de un conjunto de datos en referencia a los valores en los cuartiles como medidas de posición y al valor del rango intercuartil (mediana) como medida de referencia de variabilidad. Lo cual permitirá determinar las fallas más importantes a corregir y su ubicación según el rango que establece el diagrama de cajas.

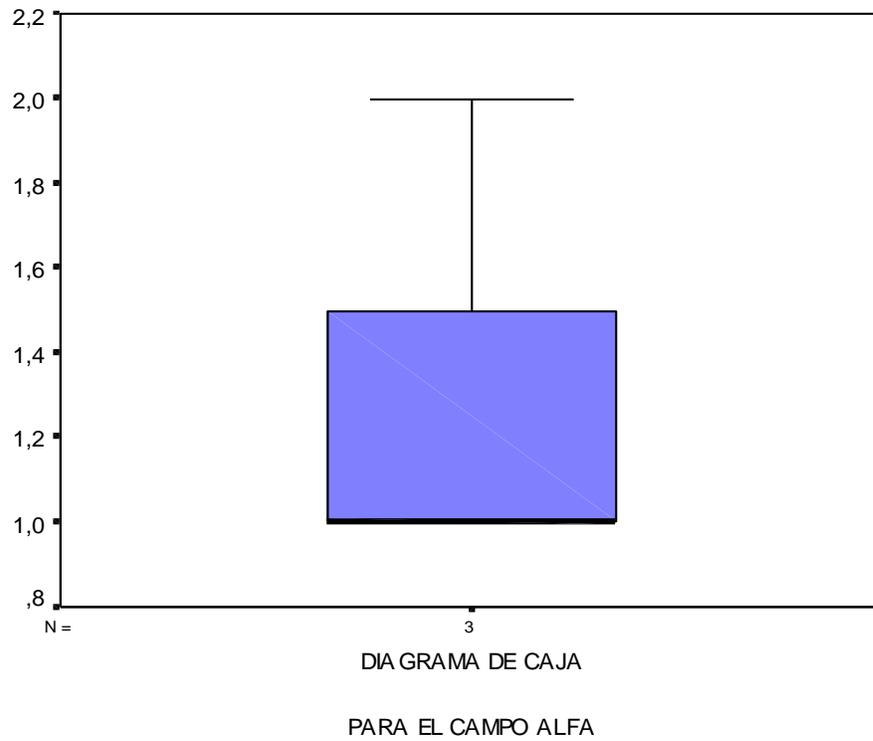


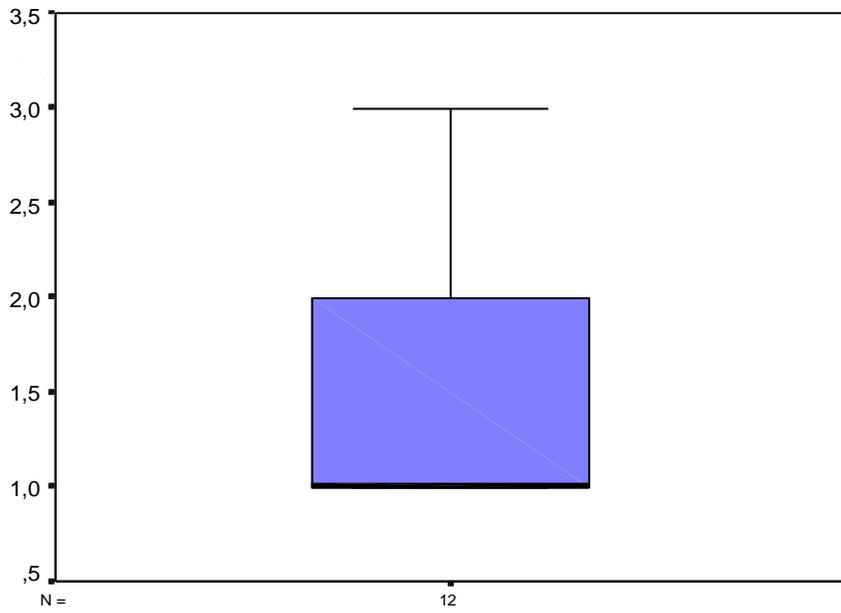
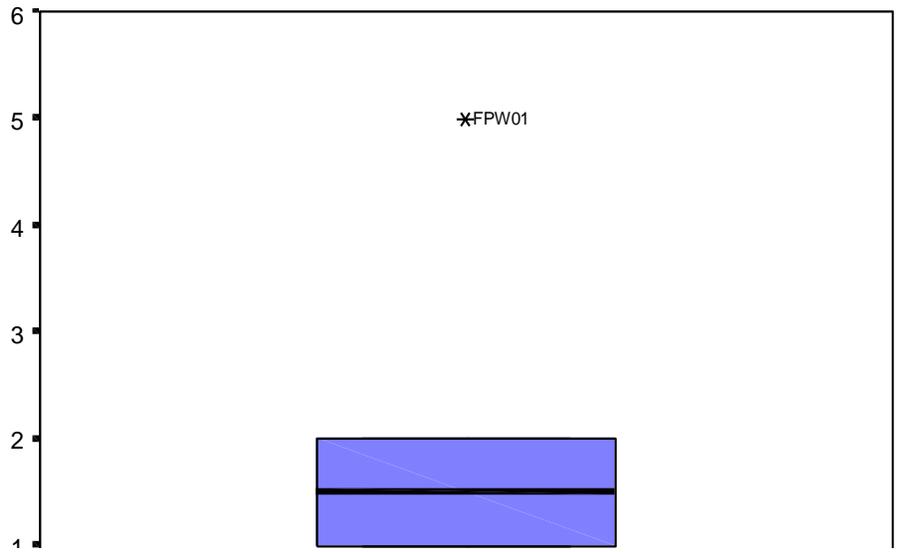
DIA GRAMA DE CAJA

PARA EL DISTRITO AMAZONICO

Análisis: El diagrama de caja para el distrito amazónico, muestra un grupo de fallas cuyos valores están agrupados dentro de la caja, y se consideran manejables, tolerables o admisibles dentro del proceso. Sin embargo se nota la

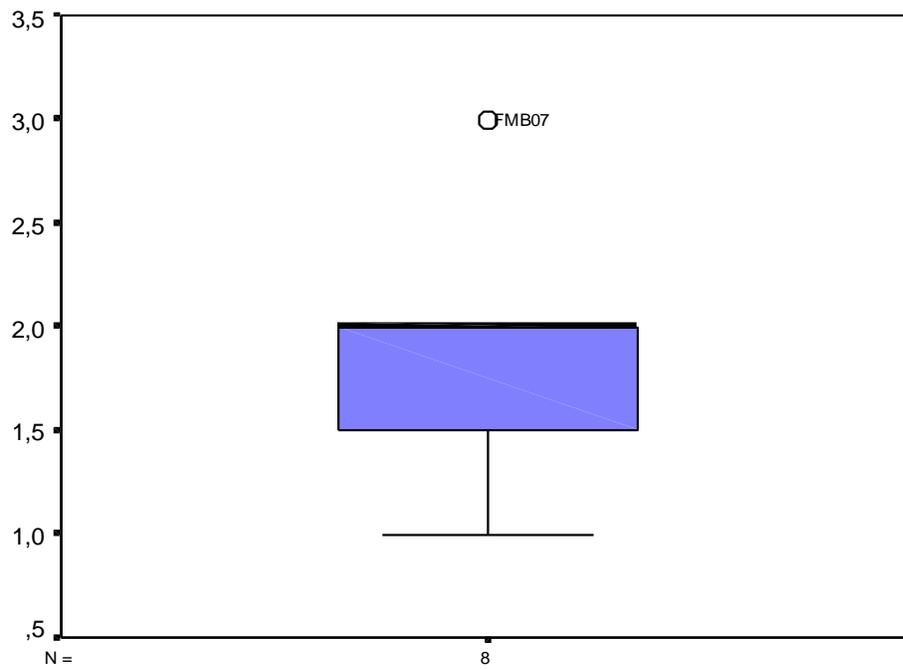
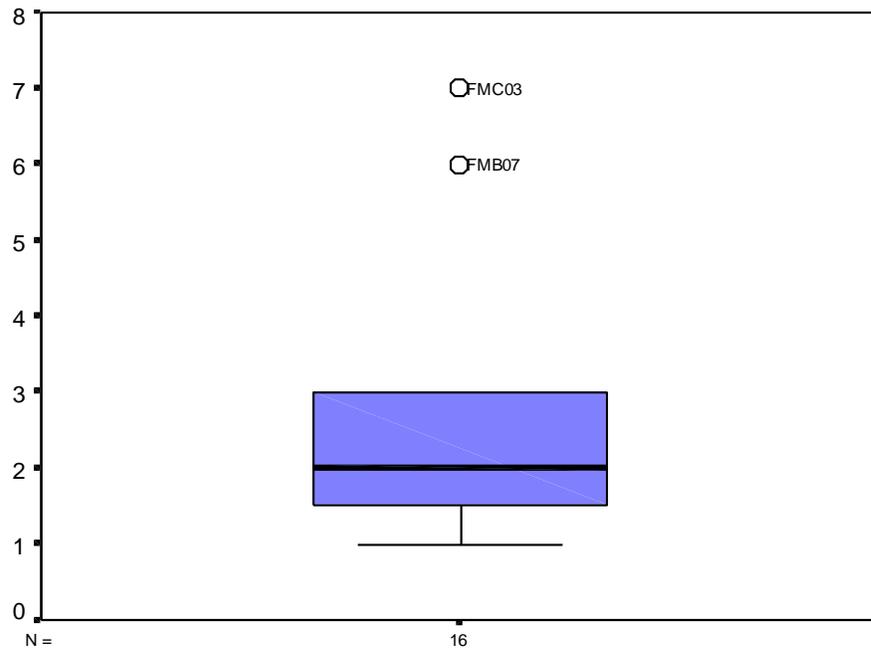
presencia de un valor anómalo fuera de rango, el cual por su cantidad de fallas se considera como la más común (bomba atascada) y al mismo tiempo la más importante de corregir y eliminar.



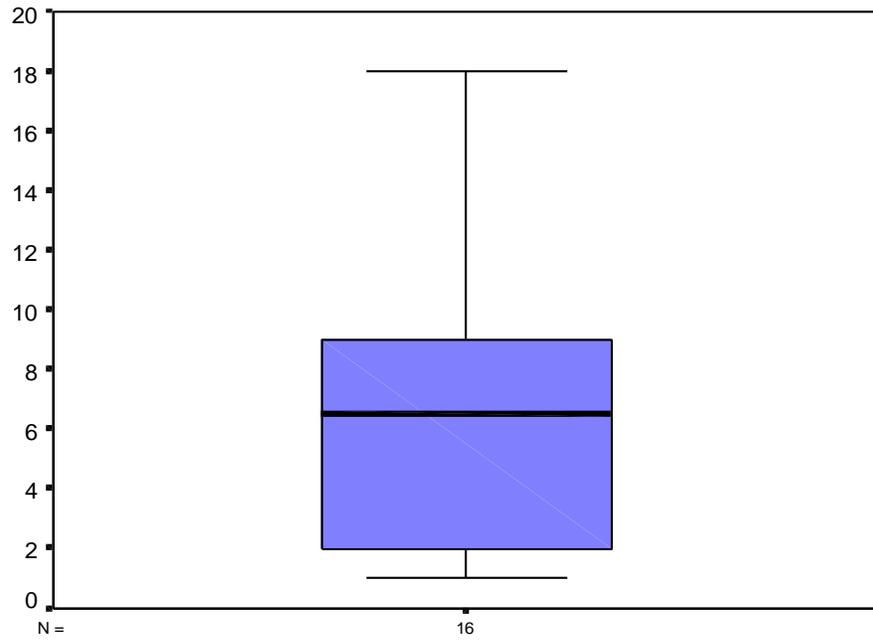


DIA GRAMA DE CAJA

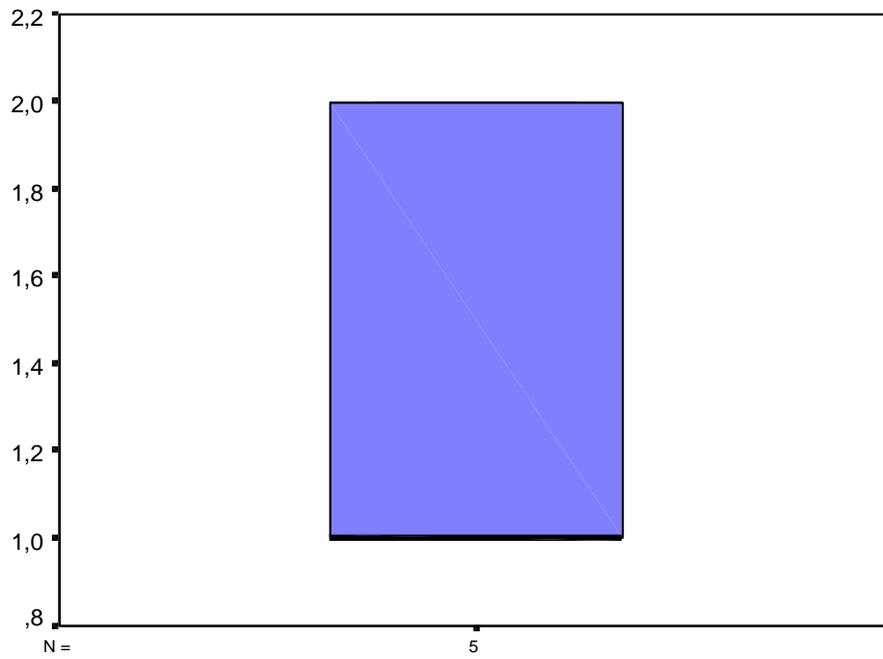
PARA EL CAMPO CONDOR



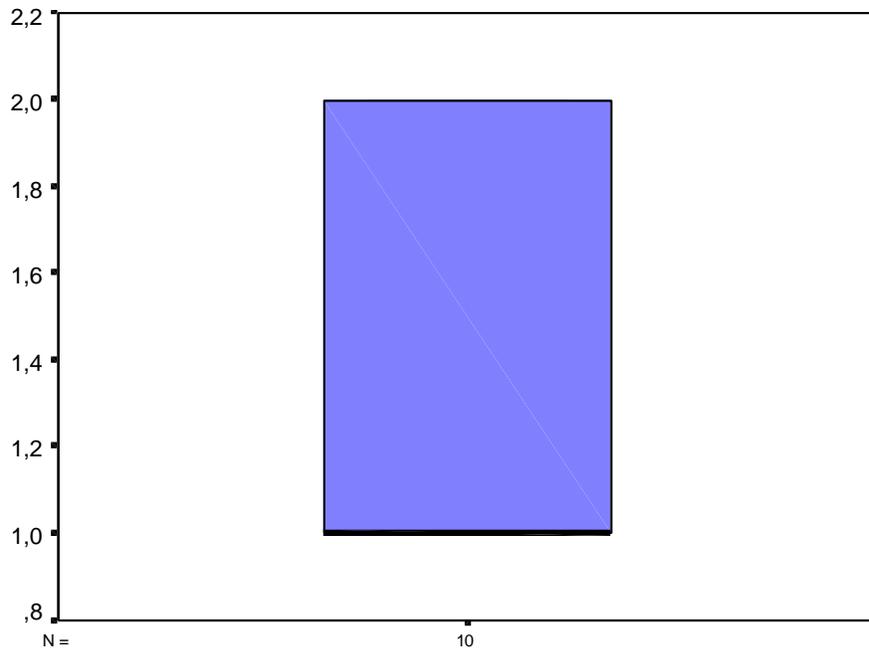
DIA GRAMA DE CAJA
 PARA EL CAMPO GUA NGO



DIA GRAMA DE CAJA
PARA EL CAMPO MAYAICU

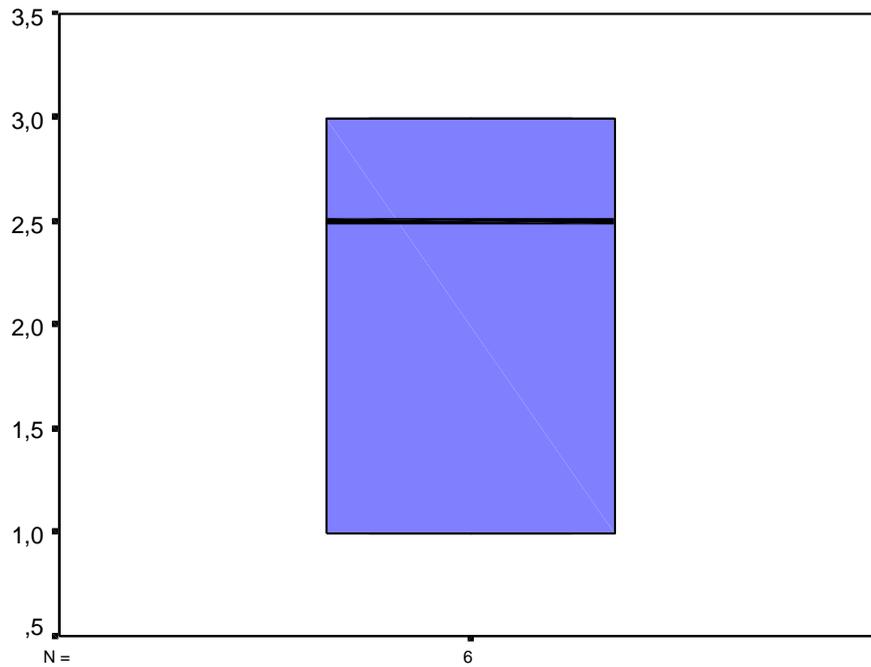


DIA GRAMA DE CAJA
PARA EL CAMPO OMEGA



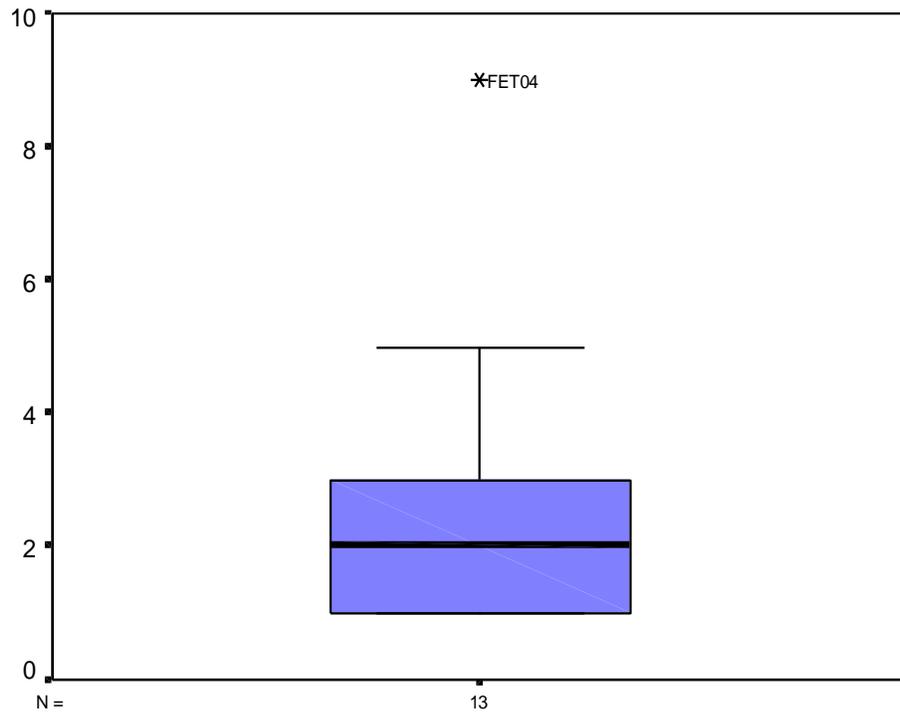
DIA GRAMA DE CAJA

PARA EL CAMPO OTTIS

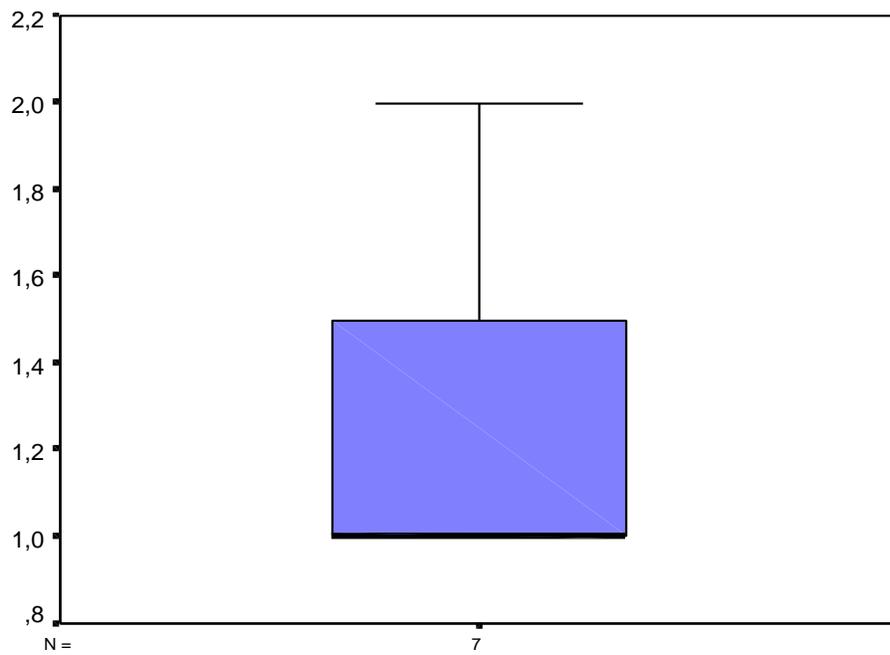


DIA GRAMA DE CAJA

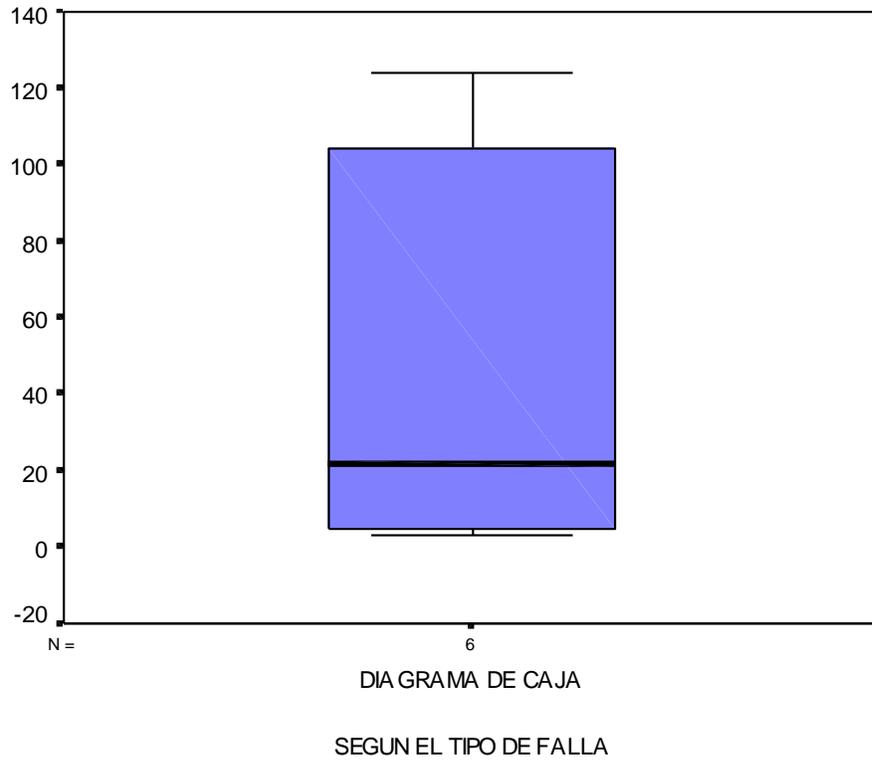
PARA EL CAMPO POMPEYA



DIA GRAMA DE CAJA
PARA EL CAMPO REVENTA DOR



DIA GRAMA DE CAJA
PARA EL CAMPO TINGO



V.- CREACION DE UNA BASE DE DATOS E IMPLEMENTACION DEL SOFTWARE PARA ANALISIS DE FALLAS

5.1.- ANTECEDENTES

La creación y el diseño del software, fue realizado en función de la necesidad, de rapidez y facilidad en el manejo de la información a cerca de fallas. La base de datos alimentada al sistema, está clasificada en tres grupos: falla, causas y recomendación técnica.

Parte de la información fue tomada de una base de datos existente y la otra parte fue tomada en campo; éstas fueron procesadas, codificadas y tabuladas, a fin de establecer las fallas comunes y no comunes, que presentan los equipos de bombeo electrosumergible, desde su ensamble hasta su operación en un pozo determinado.

5.2.- DESCRIPCION DEL SOFTWARE DE ANALISIS DE FALLAS

Para la creación de la base de datos se utilizó el programa *MICROSOFT ACCESS* gracias a la facilidad que presenta en el almacenamiento de información y por la disponibilidad de tenerlo junto al paquete Microsoft Office.

Por otro lado, el entorno de trabajo que usa el software está diseñado en *POWER BUILDER*, pues ofrece mayores opciones de programación visual y facilidades de manejo en cada una de las pantallas de trabajo.

Para acceder al software, es necesario ingresar el nombre del usuario con su respectiva clave, para lo cual existe un administrador, el mismo que puede facilitar y crear estos datos. Una vez que se accede al software de fallas; se dispone de cinco opciones en la barra de menu, de las cuales son: archivo, administrador, gestión, reportes y ayuda.

La opción administrador la tiene únicamente la persona designada para cumplir esas funciones, él podrá ingresar, modificar o eliminar a todos los usuarios con sus respectivas claves.

En “gestión”, el usuario puede cambiar, actualizar o modificar la información que se desee, en lo referente a fallas, causas o recomendaciones técnicas.

Este programa está diseñado de modo que permite desplegar un reporte de cualquier falla que se haya seleccionado con su respectiva imagen o foto , permitiendo además la posibilidad de imprimir el documento, garantizando que la información mostrada por el programa, sea útil para quienes lo utilicen; logrando así, reducir el porcentaje de fallas y conservar la vida operativa de los equipos BES.

A continuación se muestra las diferentes ventanas que dispone el software de análisis de fallas para equipos de bombeo electrosumergible.

Fig. 5.1.- Ventana de acceso al software de Análisis de Fallas



Fig. 5.2.- Entorno de trabajo del software

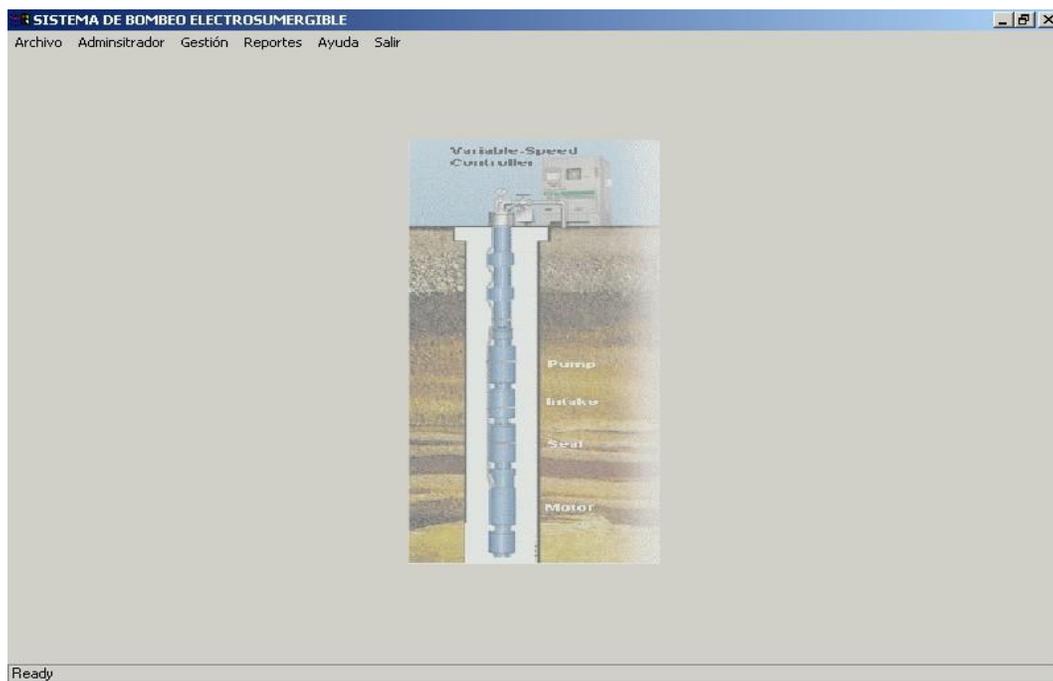
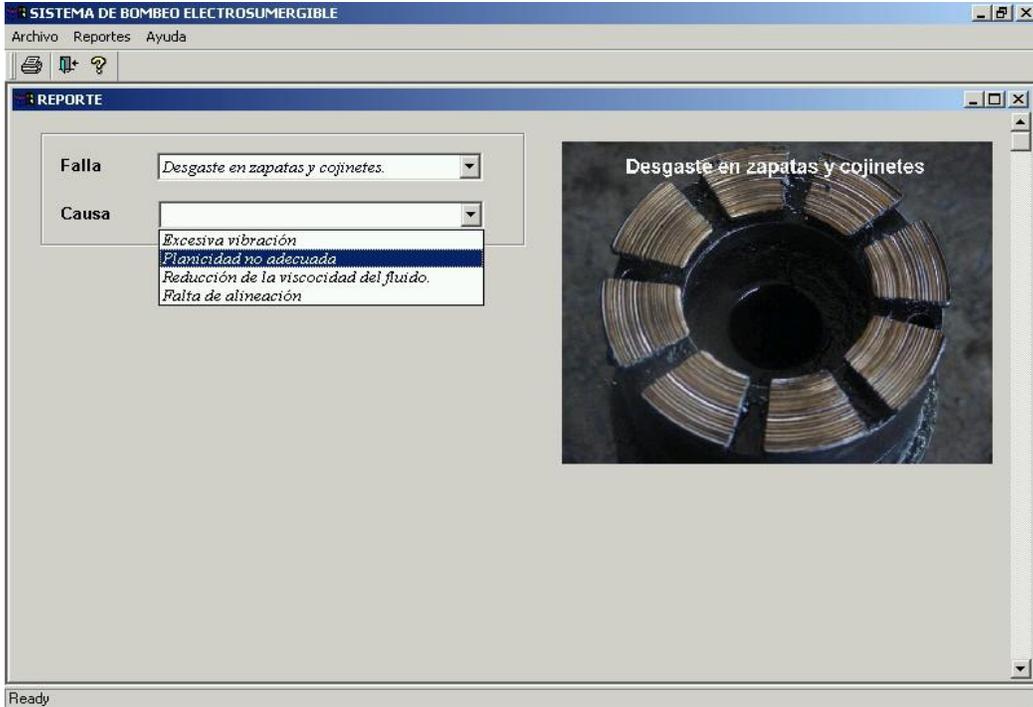


Fig. 5.3.- Opciones de trabajo para el Análisis de Fallas



Con la realización de este software se tendrá la facilidad de ejecutar acciones tanto preventivas como también correctivas. Estas acciones pueden darse a lo largo de todo el proceso que implica el bombeo electrosumergible, y para desarrollarlas, se debe seguir algunas de las recomendaciones técnicas, que se encuentran detalladas en el cuadro guía de fallas o más fácilmente al manejar el software creado para este fin. Con esto se garantiza que el plan de mantenimiento preventivo y correctivo, puede llevarse a efecto sin complicaciones a través del análisis de fallas, sus causas, y las respectivas recomendaciones para dar solución a cualquiera de ellas.

Por otro lado, partiendo del análisis estadístico de las fallas realizado en el programa SPSS, se puede predecir los problemas que pueden presentarse en el distrito amazónico o en algún campo en particular, si no se toman las debidas acciones, de esta forma se podrá establecer ciertas tendencias y proyecciones de las fallas para un determinado periodo de tiempo. Es muy probable que los problemas mecánicos de no corregirlos a tiempo sigan provocando efectos y consecuencias en el resto de equipos, incrementando el porcentaje de equipos fallados y poniendo en duda la fiabilidad del sistema de bombeo electrosumergible.

VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1.- CONCLUSIONES

La investigación y el análisis de todos los procesos que tienen los equipos de bombeo electrosumergible, desde el ensamble hasta su instalación en un pozo, ha permitido al finalizar el presente proyecto establecer las siguientes conclusiones:

- Analizando las estadísticas y la tabulación de las fallas registradas en el distrito amazónico, se concluye que la falla más común en los equipos BES de un total de 279 muestras es “Bomba Atascada” con 47 casos, equivalentes al 16.84%.
- Se determinó, que la causa más común que provoca atascamiento en la bomba, es la presencia de sólidos en el pozo, pudiendo ser carbonatos, arena, emulsiones o escala.
- En función de las estadísticas realizadas, se puede afirmar que las fallas menos comunes en los equipos son tres: bomba trabajando en down thrust 0.717%, en up thrust 0.358% y fallas en el ensamble del equipo 1.075%. Lo cual confirma que el diseño del equipo y el ensamble se lo está realizando bajo la normativa y los procedimientos establecidos.
- En base al análisis estadístico mostrado por el diagrama de Pareto en el software SPSS, se concluye que: de veinte fallas posibles en el sistema BES, nueve son las que deben corregirse con mayor prioridad en todo el distrito amazónico, éstas son: bomba atascada, contaminación del motor y el sello, fallas debido a condiciones de pozo, cortocircuito en el empalme, cable con bajo aislamiento, motor quemado, problemas en el conector de superficie, fallas durante el proceso de instalación y MLE en mal estado. De modo que, al dar solución al 20% de éstas, se conseguirá que el sistema mejore una eficiencia del 80%. Luego de ello debe realizarse otro análisis

estadístico, de modo que se consiga que los equipos trabajen con valores óptimos de rendimiento.

- El diagrama de Pareto se utiliza en el análisis de fallas, para tabular las causas asociadas con variaciones de causas atribuibles en la calidad de los productos (equipos). Es común que solamente unas cuantas categorías de fallas se asocien con la mayoría de problemas de calidad en los equipos; de modo que los diagramas de Pareto permiten que tanto equipos de trabajadores como de gerentes, se concentren en las áreas más importantes en las que se necesitan acciones preventivas y/o correctivas.
- Se concluye que un alto porcentaje de fallas en los equipos de bombeo electrosumergible (26 casos equivalentes al 9.31%) son provocados por el comportamiento del pozo, al generar fluidos no manejables por la bomba o debido a la falta de tratamiento químico al pozo, esto reduce la eficiencia del sistema y afecta a la vida útil de cada uno de los equipos.
- Se determinó que, a través de muestras de fluido, métodos de control de arena y otros; es la forma más eficiente de prevenir el atascamiento de la bomba, realizando pruebas quincenales al pozo que determinen el porcentaje y la concentración de sólidos, evitando de esta forma su apareamiento y propagación.
- Las fallas que se presentan en el cable de potencia, en el cable de extensión del motor y en los respectivos empalmes; en su gran mayoría son consecuencia de la falta de coordinación de acciones con la gente de taladro y/o del spooler, ya que es necesario informarles sobre el riesgo de falla en cualquiera de los equipos a causa de daño mecánico en el cable durante el proceso de instalación. Esto asegurará éxitos futuros en el arranque y operación del sistema BES.

- Se comprueba que, en la mayoría de casos, las fallas mecánicas son las primeras en aparecer durante la operación del sistema, y son éstas las que provocan una serie de consecuencias en los equipos, que generalmente se traducen en fallas de tipo eléctrico.
- Una de las causas más frecuentes por las que el equipo se contamina con fluido de pozo, o el motor esté cortocircuitado; es la producción de fluidos corrosivos, es decir que, la corrosión propia del pozo provoca agrietamientos, rayaduras y agujeros, tanto en el exterior como en la parte interna del alojamiento del equipo (housing).
- En base al diagrama de caja y brazos; se confirmó que la falla más común es “bomba atascada”, la cual está en el diagrama como un valor anómalo muy disperso, que necesita ser corregido con mayor prioridad para mejorar la eficiencia y el comportamiento del sistema en general.
- El diagrama de caja para el distrito amazónico, muestra un grupo de fallas cuyos valores están agrupados dentro de la caja, y se consideran manejables, tolerables o admisibles dentro del proceso. Sin embargo se nota la presencia de un valor anómalo fuera de rango, el cual por su cantidad de fallas se considera como la más común (bomba atascada) y al mismo tiempo la más importante de corregir y eliminar.
- Cuando se presentan fallas en el equipo de fondo, que no puedan ser solucionadas desde superficie, es obligatorio sacar la tubería de producción junto con el equipo, lo cual es una gran desventaja del sistema de bombeo electrosumergible.

- Mediante la realización del software para análisis de fallas, el personal que lo maneje podrá: ingresar, eliminar o modificar la información mostrada en el programa, haciendo a la base datos cada vez más confiable, en lo referente a fallas, causas de fallas y las recomendaciones técnicas, pues son estas últimas las que permitirán al sistema operar más óptimamente, según las expectativas del cliente.
- Un sistema de bombeo electrosumergible a pesar de tener problemas o fallas, puede operar con normalidad en un principio, lo cual permite al técnico de campo u operadores del pozo, a intervenir con acciones preventivas o correctivas, que despejen la falla de los equipos y éstos trabajen desarrollando su más alta eficiencia y rendimiento.

6.2.- RECOMENDACIONES

- Se recomienda seguir todos los métodos y técnicas sugeridas para la solución de fallas, en especial cuando el equipo esté operando, de modo que se sugiera work over, únicamente en casos extremos en los que el equipo de fondo no pueda ser puesto en marcha con normalidad.
- Es de mucha importancia contar con los equipos y herramientas necesarias para realizar el control de calidad de las partes, antes de ensamblarlas al equipo, asegurando de esta forma la reducción de las fallas producidas en el ensamble.
- Es recomendable durante el pulling (sacar el equipo del fondo de pozo), registrar todas las características y condiciones en las que salen los equipos, de tal manera que el reporte sea de ayuda, tanto para actualizar la base de datos referente a fallas y al momento de inspeccionar dichos equipos con el cliente.

- Se recomienda establecer con todo el personal que interviene: en el ensamble, manipuleo, transporte e instalación de equipos BES, una política de procedimientos para cualquiera de los mencionados procesos, de forma que todos conozcan el riesgo de fallas que pueden tener los equipos y por consiguiente la operación anormal o incluso la no operación del sistema; lo cual trae pérdidas de tiempo, pérdidas horas/hombre y pérdidas económicas, que perjudican a todos quienes forman parte del grupo humano dedicado a la construcción, instalación y mantenimiento de equipos de bombeo electrosumergible.

ANEXO a1.- GLOSARIO DE TERMINOS

- Slot ⇒ agujero del estator
- T Bearing ⇒ ranura de cojinete en forma de T
- T Ring ⇒ anillo en forma de T
- Sleeve ⇒ buje de motor
- Washer ⇒ arandela de micarta
- Bearing Assembly ⇒ ensamble del cojinete de motor
- Recessed Rotor ⇒ extremo de rotor
- Bottom ⇒ extremo inferior
- Top ⇒ extremo superior
- Magnet ⇒ imán
- PHD hole ⇒ agujero para conexión del PHD
- O Ring ⇒ retenedor de sección circular
- Up thrust washer ⇒ arandela para empuje ascendente
- Ring gauge ⇒ medidor tipo anillo
- Shaft ⇒ eje
- Nameplate ⇒ placa de datos
- Cap screw ⇒ tornillo para tapa
- Lock washer ⇒ arandela de presión
- Shipping cap ⇒ tapa para embarque
- Gasket ⇒ arandela
- Spring clip ⇒ sujetador
- Filter ⇒ filtro
- Tube ⇒ tubo guía
- Clamp ⇒ abrazadera
- Bag ⇒ bolsa
- Upper guide ⇒ guía superior
- Pipe ⇒ tubo capilar
- GD vane ⇒ álave guía

- Slv/Bshg ⇒ buje
- Snap ring ⇒ anillo de seguridad (retenedor)
- MLE ⇒ Cable de Extensión de Motor
- Spooler ⇒ Mecanismo que permite manejar el carrito de cable de potencia
- Pulling ⇒ Trabajo en el que el técnico de campo, saca el equipo electrosumergible del fondo del pozo.
- VSD ⇒ Variador de frecuencia
- Up thrust ⇒ Trabajo de la bomba hacia la derecha del punto de mayor eficiencia, especificado en la curva característica.
- Down thrust ⇒ Trabajo de la bomba hacia la izquierda del punto de mayor eficiencia, especificado en la curva característica.
- Casing ⇒ Agujero de pozo
- Tubing ⇒ Tubería de producción acoplada a partir de la descarga
- Work over ⇒ Trabajo sobre el cabezal del pozo a través de un taladro de perforación.