

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE APLICADO A UN CAMPO DE PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO EN COLOMBIA.**

JUAN FRANCISCO AYALA LOZADA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE APLICADO A UN CAMPO DE PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO EN COLOMBIA.**

JUAN FRANCISCO AYALA LOZADA

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos.**

Director

SERGIO PÉREZ SÚA

Ingeniero Electricista Especialista en Producción de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A mi hija Ana Gabriela que desde el cielo me acompaña.

A mis padres Luis Francisco y Josefina a quienes les debo la vida y la persona que soy.

A mi esposa Angélica quien con su apoyo incondicional me ha permitido dedicar tiempo que le pertenecía para adelantar esta especialización.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la vida.

A la empresa para la cual trabajo por brindarme la oportunidad de tener el progreso profesional durante todos estos años que he hecho parte de ella.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	15
1.OBJETIVOS.....	17
1.1.OBJETIVO GENERAL.....	17
1.2.OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
2.GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	18
2.1.COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUBSUELO.....	18
2.1.1.Sensor de fondo	19
2.1.2.Motor	21
2.1.3.Sello.....	25
2.1.4.Separador de gas	26
2.1.5.Bomba	27
2.1.6.Cable de potencia	29
2.2. COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUPERFICIE	31
2.2.1 Cabezal.	31
2.2.2Caja de venteo	32
2.2.3Transformadores SUT y SDT.	33
2.2.4Variador de frecuencia	34
2.2.5.Sistema de generación eléctrica en sitio o línea eléctrica de media tensión	35

	pág.
3. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA BES	37
3.1. MANTENIMIENTO	38
3.1.1 Falla	38
3.1.2 Modo de falla	38
3.1.3 Causa de falla.....	30
3.1.4.Mecanismo de falla.....	38
3.1.5.Tipos de mantenimiento	38
3.1.6.Diagrama de Pareto	39
3.2. INDICADORES DE MANTENIMIENTO.....	40
3.2.1 Tiempo Medio entre Fallas (TMEF)	41
3.2.2.Tiempo Medio para Restaurar (TMPR)	41
3.2.3.Disponibilidad.....	41
3.2.4.Confiabilidad	41
3.2.5.Mantenibilidad.....	42
3.3. CRITICIDAD	42
3.3.1 Análisis de criticidad.....	43
4. ANÁLISIS DE HISTORICOS DE FALLA Y PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA BES	45
4.1. ANÁLISIS DE CAUSAS DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN	46
4.2. ANÁLISIS DE CAUSAS DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN POR AÑO..	49
4.3. ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN POR POZO.....	51
4.4. ANÁLISIS DE EQUIPOS Y SISTEMAS CON LAS PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN ASOCIADAS.....	53

5. CÁLCULO DE INDICADORES DE MANTENIMIENTO PARA EL SISTEMA DE BES.....	55
5.1. CÁLCULO DE INDICADORES DE EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL SISTEMA BES	55
5.2. CÁLCULO DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS (TMEF).....	56
5.3. CÁLCULO DEL TIEMPO MEDIO PARA RESTAURAR (TMPR).....	58
5.4. CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD.....	60
5.5. CÁLCULO DE CONFIABILIDAD	62
5.6. CÁLCULO DE INDICADORES DE EQUIPOS DE FONDO DEL SISTEMA DE BES	64
5.7. COSTOS ASOCIADOS A LAS FALLAS DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE Y FONDO.....	71
6. CÁLCULO Y ELABORACION DE MATRIZ DE CRITICIDAD DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE BES	73
6.1. ANÁLISIS DE CRITICIDAD.....	73
6.2. TABLA DE CRITICIDAD POR PUNTOS	74
7. CONCLUSIONES	78
8. RECOMENDACIONES.....	81
BIBLIOGRAFIA.....	84

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Causa pérdidas de producción vs. % de pérdidas.....	47
Tabla 2. Causa pérdidas con % de pérdidas de producción asociadas....	49
Tabla 3. Indicador TMEF con los equipos de mayor frecuencia de falla....	57
Tabla 4. Indicador TMPR con las pérdidas de producción asociadas.....	59
Tabla 5. Indicador de disponibilidad y no disponibilidad con la producción por pozo como porcentaje del total.....	61
Tabla 6. Indicador de confiabilidad con la producción por pozo como porcentaje del total.....	63
Tabla 7. Tiempo de vida útil run life, equipo que falló y causa raíz.....	66
Tabla 8. Costo de repuestos y mano de obra por cada intervención para reparación de variadores de frecuencia.....	72
Tabla 9. Valoración análisis de criticidad equipos de superficie.....	75
Tabla 10. Jerarquización de equipos basado en análisis de criticidad por la metodología de los puntos.....	77

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Equipos de subsuelo y superficie del sistema de bombeo electrosumergible.....	19
Figura 2. Componentes internos sensor de fondo.....	20
Figura 3. Sensor de fondo.....	20
Figura 4. Motor eléctrico.....	21
Figura 5. Estator.....	22
Figura 6. Rotor.....	23
Figura 7. Rotor bearing.....	23
Figura 8. Thrust bearing.....	24
Figura 9. Eje del motor.....	24
Figura 10. Sello o protector.....	25
Figura 11. Sello estático.....	26
Figura 12. Separador de gas dinámico.....	26
Figura 13. Impulsor.....	27
Figura 14. Difusor.....	28
Figura 15. Housing y eje de bomba.....	29

	pág.
Figura 16. Tipos de cable redondo y plano para aplicación en bombeo electrosumergible.....	30
Figura 17. Componentes del cable de potencia.....	31
Figura 18. Cabezal del pozo y conector BIW.....	32
Figura 19. Caja de venteo.....	33
Figura 20. Transformador SUT.....	33
Figura 21. Transformador SUT.....	34
Figura 22. Variador de frecuencia.....	35
Figura 23. Generador eléctrico con motor a gas.....	36
Figura 24. Líneas de transmisión de energía eléctrica.....	36
Figura 25. Diagrama de Pareto.....	40
Figura 26. Metodología de análisis de criticidad de los puntos.....	44
Figura 27. Gráfico de Pareto. % de pérdidas de producción vs. Causa pérdida.....	48
Figura 28. Distribución porcentual de pérdidas de producción anuales	51
Figura 29. Distribución porcentual de pérdidas de producción por pozo.....	53

	pág.
Figura 30. Distribución porcentual de pérdidas de producción por sistema o equipo que falló.....	54
Figura 31. Histórico de <i>Run Life</i> por año.....	68
Figura 32. Indicador <i>Pulling Index</i>	69
Figura 33. Tipo de fallas del equipo de fondo.....	70
Figura 34. Resumen de fallas por componente.....	71

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE APLICADO A UN CAMPO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN COLOMBIA.

AUTOR: Juan Francisco Ayala Lozada

PALABRAS CLAVE: Sistema de bombeo electrosumergible, indicadores de gestión de equipos, fallas, Pareto, confiabilidad, disponibilidad, Tiempo Medio entre Fallas, Tiempo Medio para Restaurar, Mantenibilidad, Criticidad.

DESCRIPCION:

El presente trabajo de monografía analiza el conjunto de factores internos y externos al sistema de bombeo electrosumergible BES que afectan las pérdidas de producción, presenta adicionalmente mediante el cálculo de indicadores de gestión de equipos y el análisis de Pareto las causas de falla más significativas de los equipos que conforman el sistema y su efecto sobre las pérdidas de producción. Se calcularon los indicadores de gestión de mantenimiento de equipos como son Tiempo Medio entre Fallas (TMEF), Tiempo Medio para Restaurar (TMPR), Disponibilidad y Criticidad con el fin de revisar cuales son las causas de falla de los equipos y las alternativas de solución.

Seguidamente se realiza una jerarquización de los equipos basados en un análisis de criticidad que permite direccionar los esfuerzos de seguimiento y control enfocado hacia los equipos más críticos del sistema de BES. El estudio de criticidad permitió identificar la necesidad de realizar mantenimientos predictivos más frecuentes en los pozos de mayor criticidad, mediante el seguimiento de parámetros eléctricos, presión, temperatura y vibración de los componentes del sistema BES y aumentar las rutinas de termografía.

Finalmente con base en los resultados obtenidos se plantean recomendaciones para implementar en diferentes aspectos tales como: optimización de la programación de trabajos de *workovers*, mejoramiento en los programas de integridad de tuberías, seguimiento a los procedimientos del programa de disciplina operativa en la instalación o reemplazo de los equipos de superficie y fondo e implementación de acciones que permitan una mayor eficiencia en la gestión de activos de los equipos que integran el sistema.

*Monografía

*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Programa: Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Ing. Sergio Pérez Súa.

SUMMARY

TITLE:RELIABILITY STUDY OF AN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPING SYSTEM USED IN AN OIL PRODUCTION FIELD IN COLOMBIA.

AUTHOR: Juan Francisco Ayala Lozada

KEY WORDS: Electrical Submersible Pumping System, equipment management indicators, failures, Pareto, reliability, availability, mean time between failures, mean time to restoration, maintainability, criticality.

DESCRIPTION:

The following monograph analyzes the group of internal and external factors of the Electrical Submersible Pumping System (ESP) that affect production losses, and additionally through equipment management indicators and the Pareto Analysis presents the causes of the most significant failures that make up the system and their effect on production losses. Equipment maintenance management indicators were calculated such as Mean Time Between Failures (MTBF), Mean Time to Restoration (MTTR), availability and criticality in order to check which are the causes of equipment failure and the alternative solutions.

Next, a ranking of equipment is performed based on a criticality analysis that allows monitoring and control efforts focused on the most critical equipment of the electrosumergible pumping system. Criticality study allowed us to identify the need to perform more frequent predictive maintenance in the wells of greatest criticality, through monitoring of electrical parameters, pressure, temperature, and vibration of the ESP system components and increase the routines of thermography.

Finally, based on the results obtained, recommendations are suggested to be implemented in different areas such as: optimization of scheduling job workovers, improvement in pipeline integrity programs, monitoring procedures of the operational discipline program in the installation or replacement of surface equipment, and implementing actions to promote greater efficiency in the asset management of the equipment that makes up the system.

*Monograph

*Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Program: Specialization in Production of Hydrocarbons . Director: Eng. Sergio Pérez Súa.

INTRODUCCIÓN

El sistema de bombeo electrosumergible BES se ha convertido para la industria del petróleo en Colombia, en el sistema de levantamiento artificial de mayor uso y en particular para el presente análisis representa más del 50 % de la producción de crudo de la empresa, por lo tanto del buen control del desempeño de los equipos que componen el sistema y el análisis de las causas de falla que lo afectan dependen los buenos resultados de producción obtenidos.

Los objetivos del presente trabajo de monografía están enfocados a realizar un análisis de la confiabilidad del sistema de BES mediante el tratamiento de la información de producción y fallas de equipos, recopilados en bases de datos durante los años 2009 a 2012.

La metodología empleada para el estudio se apoya en el análisis de Pareto, cálculo de indicadores de gestión de equipos y análisis de criticidad que relacionan las pérdidas de producción con las diferentes causas que las generaron, mediante el análisis finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones sugeridas a implementar.

El presente estudio pretende aportar una metodología que permita realizar un análisis de desempeño de los equipos del sistema de BES y generar planes de acción encaminados hacia optimizar la operación y mantenimiento de los equipos, que permitan obtener como resultado final los volúmenes de producción de crudo para el cual fueron diseñados.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un estudio de confiabilidad del sistema de bombeo electrosumergible (BES) que permita generar recomendaciones para el control óptimo del desempeño del sistema.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar y analizar las bases de datos de mantenimiento y producción del campo relacionados con el sistema de bombeo electrosumergible para obtener los históricos de falla y las pérdidas de producción asociadas.
- Calcular los indicadores de mantenimiento TMEF, TMPR y confiabilidad del sistema BES.
- Asociar los costos de intervenciones de los equipos de fondo y superficie con las fallas del sistema BES.
- Elaborar una matriz de criticidad de los pozos con levantamiento por BES.
- Plantear recomendaciones que permitan el mejoramiento de la confiabilidad del sistema de BES.

2. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

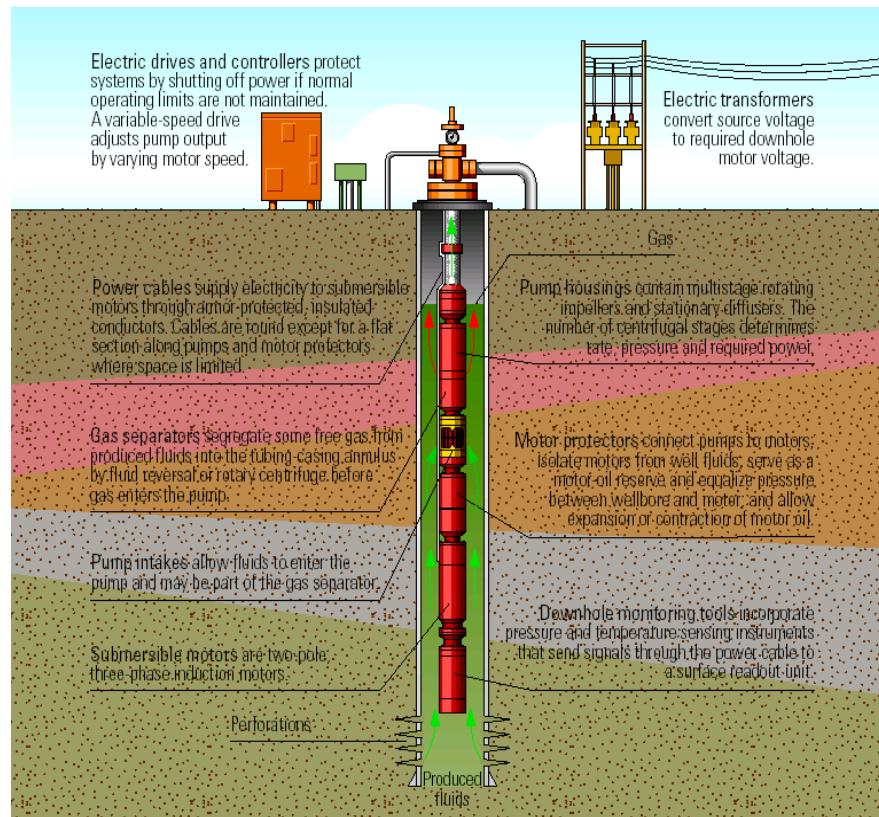
El bombeo electrosumergible (BES) ha alcanzado en la industria del petróleo en los últimos años una amplia aplicación dentro de los sistemas de levantamiento artificial para la extracción de crudos livianos y medianos en donde ha demostrado ser un sistema económico y eficiente en el manejo de una amplia gama de caudales, el sistema utiliza equipos de alto costo inicial que requieren de seguimiento, evaluación y control para su eficiente funcionamiento.

A continuación se exponen los componentes que conforman el sistema de bombeo electrosumergible:

2.1. COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUBSUELO

Los componentes del equipo de subsuelo del sistema de bombeo electrosumergible está conformado por: Sensor, Motor eléctrico, sello, bomba, separador de gas y cable de potencia.

Figura 1. Equipos de subsuelo y superficie del sistema de bombeo electrosumergible



Fuente: Curso básico bombeo electrosumergible *Schlumberger*

2.1.1. Sensor de fondo Es una herramienta de monitoreo en fondo que permiten realizar seguimiento al desempeño del motor y la bomba mediante la transmisión de información a superficie a través del cable de potencia de los parámetros: temperatura del motor, presión de succión (*intake*), presión de descarga de la bomba y vibraciones del equipo de fondo.

Figura 2.Componentes internos sensor de fondo



Fuente: Presentación *Pan American Energy* 2012

Figura 3. Sensor de fondo



Fuente: Registro fotográfico sensor *Well Lift* 2013

El sensor se instala en la base del motor, el monitoreo de parámetros permite:

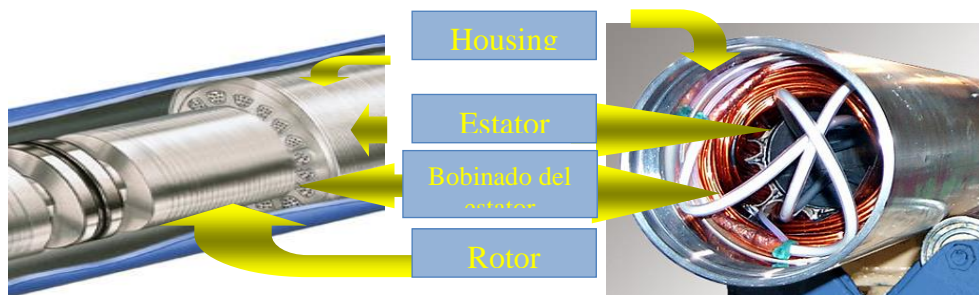
- Identificar el punto de operación de la bomba.
- Realizar mantenimiento predictivo que permita identificar con anticipación problemas en el equipo de fondo.

- Recolectar información que permita tomar decisiones para reducir la frecuencia de intervenciones en el equipo de fondo.
- Mejorar la toma de decisiones cuando se presenten variaciones en el yacimiento.
- Identificar presencia de elementos abrasivos e incrustantes en el equipo de fondo.

2.1.2. Motor Es un motor eléctrico trifásico, de inducción tipo jaula de ardilla de dos polos el cual rota a 3600 rpm a una frecuencia de 60 Hz, su diseño obedece a la potencia requerida por las etapas de la bomba dada por los requerimientos de cabeza dinámica total que se va a levantar (TDH).

El motor está compuesto por una carcasa o housing, un estator, un bobinado del estator y un rotor.

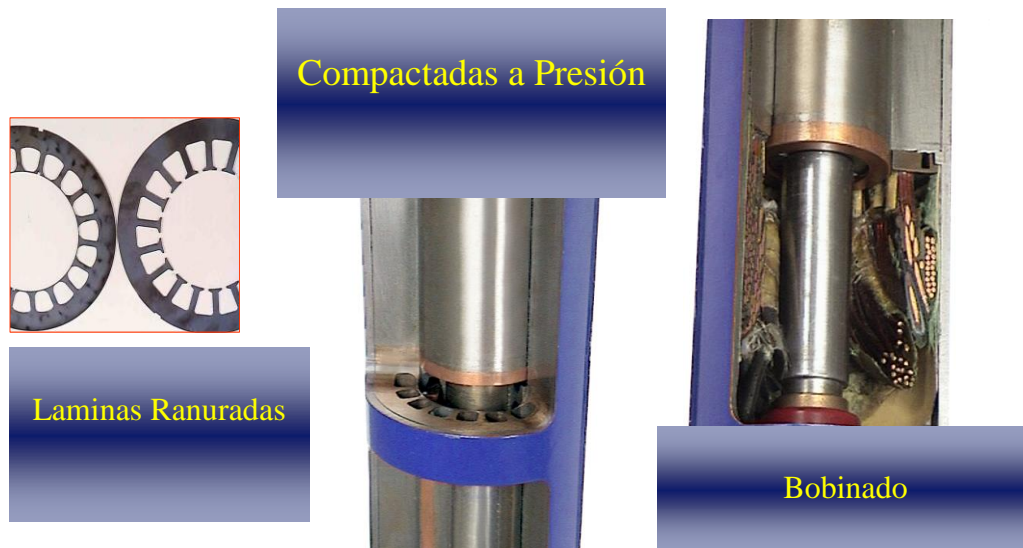
Figura 4. Motor eléctrico



Fuente: Curso básico bombeo electrosumergible Schlumberger

El estator está conformado por láminas ranuradas de acero o bronce compactadas y unidas a tres cables uno por cada fase del motor.

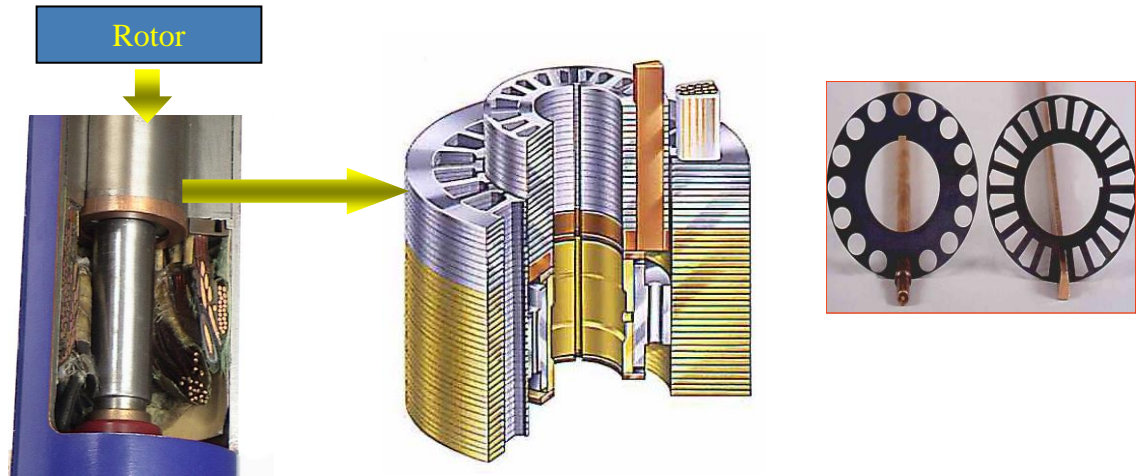
Figura 5. Estator



Fuente: Curso básico bombeo electrosumergible *Schlumberger*

El rotor gira al interior del estator y está conformado por laminillas ranuradas más pequeñas con láminas de cobre colocadas en cada ranura, teniendo en cuenta la forma de construcción del rotor se le denomina tipo "jaula de ardilla", la potencia en un motor depende del número de rotores instalados.

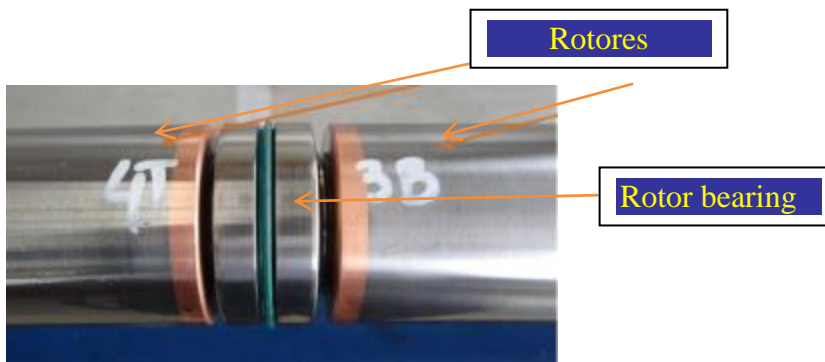
Figura 6. Rotor



Fuente: Curso básico bombeo electrosumergible *Schlumberger*

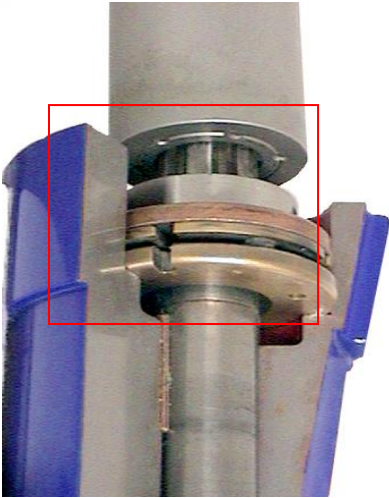
Otros componentes del motor son: El rotor *bearing* que soporta las cargas radiales del motor, el *thrust bearing* instalado en la parte superior del motor cuya función es soportar las cargas axiales y el eje del motor que es el encargado de transmitir el movimiento y la potencia a la bomba.

Figura 7. Rotor bearing



Fuente Registro fotográfico *tear down* 2013

Figura 8. *Thrust bearing*



Fuente: Curso básico bombeo electrosumergible *Schlumberger*

Figura 9. Eje del motor

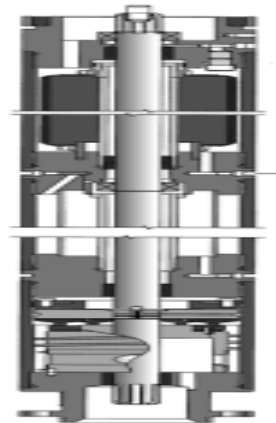


Fuente Registro fotográfico *tear down 2013*

2.1.3. Sello Están conformados por cámaras laberínticas o cámaras con bolsas fabricadas de material elastómero que permiten la contracción y dilatación de los fluidos. El sello cumple con las siguientes funciones:

- Evitar la contaminación del aceite dieléctrico con los fluidos del pozo.
- Igualar las presiones entre el interior del motor y el espacio anular del pozo.
- Permitir la dilatación térmica del aceite del motor una vez este entre en funcionamiento.
- Soportar el esfuerzo axial debido a la presión de descarga de la bomba.
- Transmitir el torque generado por el motor hacia el eje de la bomba.
- Almacenar parte del aceite del motor.

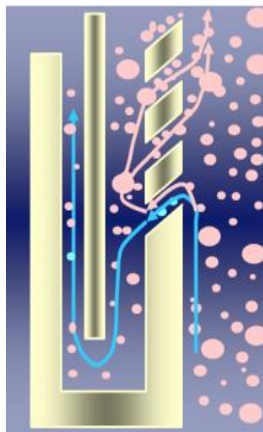
Figura 10. Sello o protector



Fuente: Presentación ESP

2.1.4. Separador de gas Es un elemento que permite mezclar la mayor cantidad de gas con el fluido y el resto lo separa para expulsarlo al anular. Los hay estáticos que separan el gas por la inversión del fluido y dinámicos tipo rotativos o *vortex* que generan una acción tipo remolino para lograr una más eficiente separación de gas.

Figura 11. Sello estático



Fuente: Curso básico bombeo electrosumergible *Schlumberger*

Figura 12. Separador de gas dinámico



Fuente: Curso básico bombeo electrosumergible *Schlumberger*

2.1.5. Bomba La bomba utilizada en el sistema de bombeo electrosumergible es del tipo centrífuga multietapas. El número de etapas dependerá de la cabeza dinámica total TDH requerida por el sistema.

La bomba confiere energía al fluido por rotación del impulsor el cual le imprime energía cinética que luego será convertida en energía potencial (cabeza) al pasar a través de un difusor.

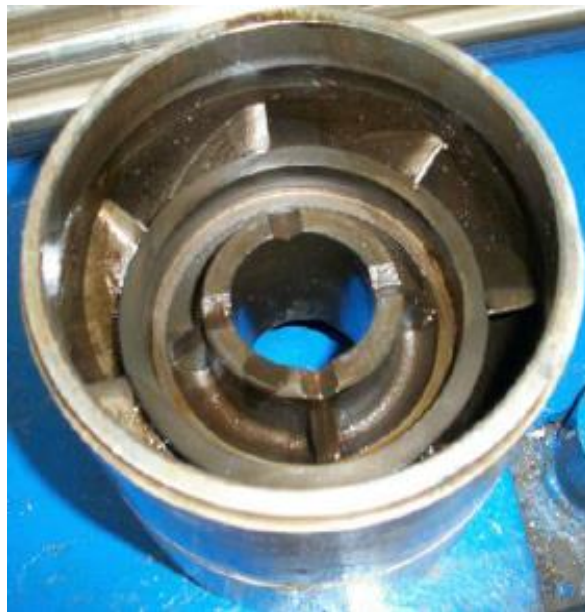
El conjunto entre impulsor y difusor constituyen cada etapa.

Figura 13. Impulsor



Fuente Registro fotográfico *tear down* 2013

Figura 14. Difusor



Fuente: Registro fotográfico *tear down* 2013

El ensamblaje de las etapas requeridas se realiza sobre un eje el cuál se aloja en el *housing* de la bomba.

Figura 15. *Housing* y eje de bomba

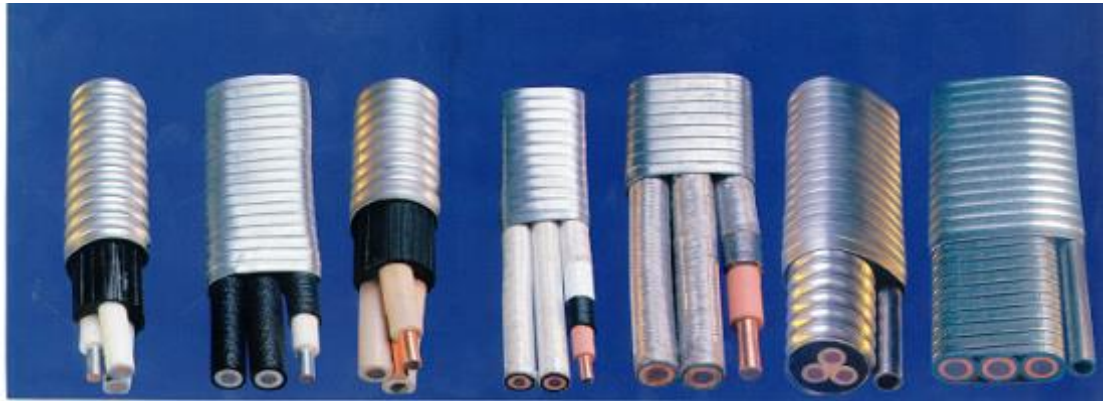


Fuente: Registro fotográfico *tear down* 2013

2.1.6. Cable de potencia Mediante un cable eléctrico trifásico se transmite la potencia al motor en fondo, el cable está adosado a la tubería de producción y está protegido de manera adecuada para protegerlo de esfuerzos mecánicos así como de las condiciones de temperatura y composición de los fluidos de producción.

Los tipos de cable son redondos o planos y su forma y tamaño depende del espacio anular disponible y de la capacidad en corriente necesaria en el diseño del motor.

Figura 16. Tipos de cable redondo y plano para aplicación en bombeo electrosumergible



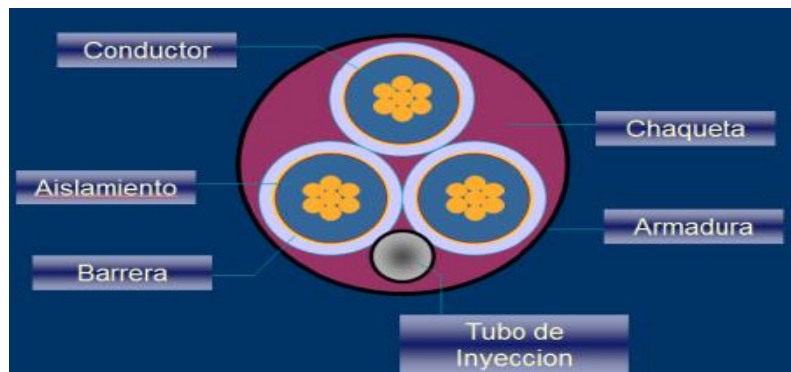
Fuente: Presentación ESP

Los componentes del cable de potencia son:

- **Conductor** Normalmente fabricado en cobre, puede ser sólido, estriado o compacto, su calibre depende de la capacidad en corriente y pérdidas de voltaje necesario en el diseño eléctrico del sistema.
- **Aislamiento** La selección del material depende de las condiciones de temperatura, cambios de presión, GOR, presencia de CO₂, H₂S y el efecto del crudo, los materiales que lo constituyen son polipropileno o Etilen-Propilen-Dieno-Metileno (EPDM).
- **Barrera** Diseñada también dependiendo de la temperatura, ambiente químico, gas y manipulación, está compuesta por cintas especiales con resistencia a las altas temperaturas, teflón y plomo.
- **Chaqueta** Recubre el área externa de los tres conductores del cable, está fabricada de material Polietileno de alta densidad HDPE, nitrilo o EPDM dependiendo la temperatura de operación.

- **Armadura** Fabricado de material metálico envuelve externamente el cable y ejerce las funciones de protección mecánica y química, el tipo de material depende de la resistencia a la corrosión y al daño. Los materiales son: Acero galvanizado estándar, acero galvanizado pesado, doble galvanizado, acero Inoxidable y monel.
- **Tubo de inyección o capilar** Es opcional y depende de si se va o no a inyectar productos químicos en fondo para el control de incrustaciones, corrosión o rompedores.

Figura 17. Componentes del cable de potencia



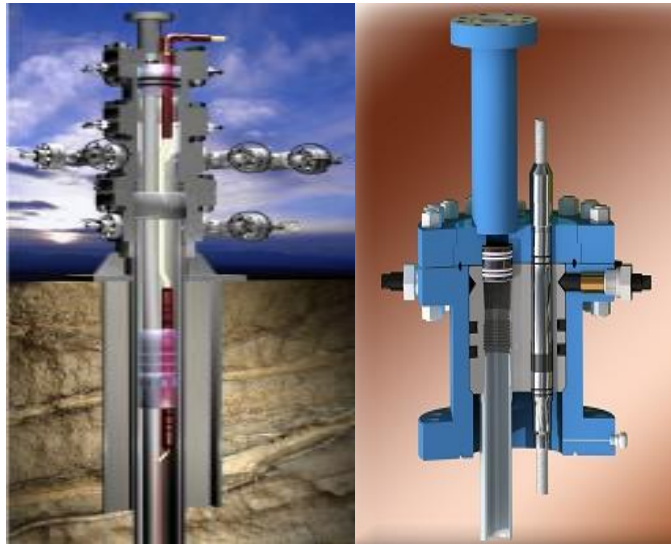
Fuente: Curso básico bombeo electrosumergible *Schlumberger*

2.2. COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUPERFICIE

2.2.1. Cabezal En el cabezal del pozo se encuentran el colgador de la tubería de producción así como las válvulas de control de flujo en superficie, así como es el punto en que se realiza la conexión del cable de potencia que viene del fondo con su continuación en superficie, en dicha conexión se tiene dos conectores el *upper* que toma el cable en superficie y se une con el secundario del transformador SUT

mediante la utilización de un caja de venteo y el conector *lower* que toma la prolongación del cable de fondo y lo une con el penetrador que se instala a través del *tubing hanger*.

Figura 18. Cabezal del pozo y conector BIW



Fuente: Página web ITT BIW *Connector Systems Products and Applications* 2013

2.2.2. Caja de venteo En esta caja se instala el punto de conexión entre el cable de superficie que viene del transformador SUT y el cable de potencia que viene del fondo, se utiliza para ventear el gas que viene con el fluido de fondo con el fin de evitar acumulaciones en el equipo de superficie.

Figura 19. Caja de venteo



Fuente: Curso básico bombeo electrosumergible *Schlumberger*

2.2.3. Transformadores SUT y SDT El transformador SUT (*Step Up Transformer*) es el encargado de elevar el nivel de voltaje desde el valor que se tiene a la salida del variador y llevarlo al nivel requerido por el motor de fondo, tienen un sistema de *taps* que sirve para seleccionar diferentes niveles de voltaje en el secundario.

Figura 20. Transformador SUT



Taps regulación de voltaje

Fuente: Curso básico bombeo electrosumergible *Schlumberger*

El transformador SDT (*Step Down transformer*) es utilizado cuando al fuente de energía eléctrica es tomado de unared de media tensión, este transformador baja el nivel de voltaje de la red eléctrica al nivel requerido en la entrada del variador de frecuencia.

Figura 21. Transformador SDT



Fuente: Fotografía de campo

2.2.4. Variador de frecuencia Es un equipo compuesto por elementos de electrónica de potencia que permite variar la velocidad del motor de fondo mediante la variación de la frecuencia de la fuente de alimentación eléctrica.

Figura 22. Variador de frecuencia



Fuente: Página web *Yaskawa*

2.2.5. Sistema de generación eléctrica en sitio o línea eléctrica de media tensión El sistema de alimentación eléctrica a los equipos de superficie puede ser un equipo o equipos de generación eléctrica instalados en la plataforma del pozo, normalmente está constituido por un generador acoplado a un motor de combustión interna a gas o diesel con voltaje de salida en bornes de 480 V, su conexión se realiza desde los bornes de salida del generador a los bornes de entrada del variador mediante cables.

Figura 23. Generador eléctrico con motor a gas



Fuente: Fotografía de campo

Otra fuente de alimentación es mediante una red de media tensión por lo general con niveles de voltaje de 34,5 KV o 13,8 KV que está interconectada a la red de distribución eléctrica cercana al pozo y que puede estar conectada al sistema de interconexión eléctrica nacional o a un centro de generación eléctrica central que utiliza generación térmica.

Figura 24. Líneas de transmisión de energía eléctrica



Fuente: Página web Maracaibo Venezuela

3. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA BES

Teniendo en cuenta lo observado en el capítulo anterior el sistema de bombeo electrosumergible está compuesto por una serie de equipos eléctricos, electrónicos y mecánicos que requieren de observación y seguimiento que garantice su correcto funcionamiento permitiendo obtener continuidad en la producción del campo; para tal efecto existe un grupo interdisciplinario que involucra desde el operador del sistema, el técnico especialista en ESP, los técnicos electromecánicos, supervisores e ingenieros de Producción y Mantenimiento. Este grupo debe tener una organización que permita unir esfuerzos y realizar un análisis del comportamiento del sistema que permita establecer estrategias de mantenimiento y operación que redunden en un eficiente desempeño del sistema de BES.

Para poder llevar este seguimiento y control es de vital importancia tener datos tanto de los parámetros de los equipos como del comportamiento de fallas y pérdidas diferidas que nos aporten luces acerca de los pasos a seguir para optimizar el funcionamiento de cada componente del sistema de BES.

A continuación se relacionan las siguientes definiciones que corresponden a conceptos que servirán como referencia teórica de términos utilizados dentro de este trabajo de monografía.

3.1. MANTENIMIENTO

Según SILVA PEDRO (2006) “mantener es conservar el desempeño del activo, en condiciones para lo cual fue diseñado, administrando el proceso de degradación del mismo”.

3.1.1. Falla Según MORA ALBERTO (2009) falla se define como “la terminación o degeneración de un elemento para realizar su función”.

3.1.2. Modo de falla Es la forma por la cual una falla es observada. Describe de forma general como ocurre y su impacto en la operación del equipo. Efecto por el cual una falla es observada en un ítem fallado. Hechos que pueden haber causado cada estado de falla.

3.1.3. Causa de falla Circunstancias asociadas con el diseño, manufactura, instalación, uso y mantenimiento que hayan conducido a una falla.

3.1.4. Mecanismo de falla Proceso físico, químico u otro que ha conducido un deterioro hasta llegar a la falla.

3.1.5. Tipos de mantenimiento Los tipos de mantenimiento más empleados en la industria son:

3.1.5.1. Mantenimiento correctivo Según SILVA PEDRO (2006) “es aquel que reacciona ante la falla para su corrección”.

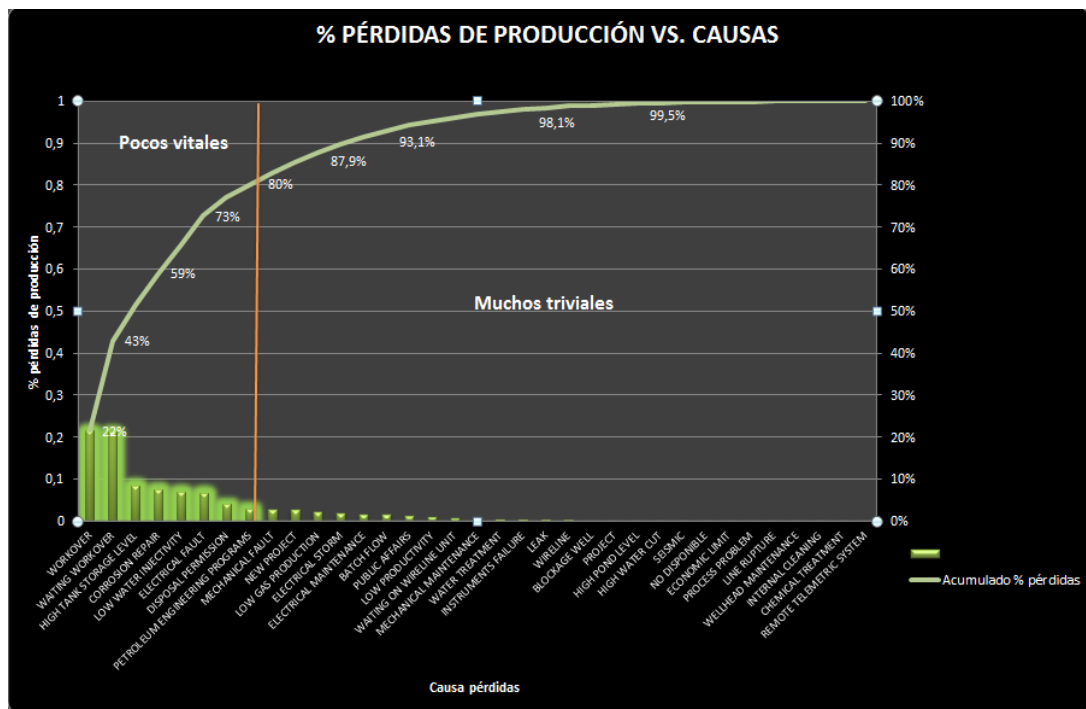
3.1.5.2. Mantenimiento Preventivo Según SILVA PEDRO (2006) “es un mantenimiento basado en una frecuencia establecida. Bien puede ser por tiempo (días, horas, semanas, meses, etc.), kilómetros recorridos, número de eventos, etc. Generalmente es intrusivo. Es decir se requiere parar el equipo para hacerle mantenimiento.

3.1.5.3. Mantenimiento Predictivo Según SILVA PEDRO (2006) “es un mantenimiento basado en inspecciones. Generalmente no es intrusivo. puede utilizar simplemente los sentidos del inspector o basarse en mediciones, como el desgaste, la temperatura, fatiga para la cual se usan instrumentos o equipos especializados, como analizadores de vibración, termógrafos, tintas penetrantes, ultrasonido, etc.”.

3.1.6. Diagrama de Pareto Es una gráfica tipo histograma que se conjuga con una curva creciente de valor acumulado y que representa en forma decreciente el peso que tiene las diferentes causas que afectan un proceso.

El diagrama permite representar en forma gráfica el principio de Pareto o regla del 80-20 en el que se enuncia que “el 80 % de los efectos de las fallas de un sistema son ocasionados por el 20 % de las causas”, es decir que hay muchos problemas sin importancia frente a unos pocos muy importantes, mediante la gráfica se colocan “*los muchos vitales*” a la izquierda y “*los pocos triviales*” a la derecha, tal como se observa en la gráfica de la figura 25.

Figura 25. Diagrama de Pareto



Fuente: El autor

3.2. INDICADORES DE MANTENIMIENTO

Los indicadores de gestión de activos nos permiten mediante su cálculo realizar análisis del desempeño de los activos y a través de ellos podemos tomar acciones para mejorar los resultados de la producción asociadas al desempeño de los equipos.

Los indicadores más importantes de la gestión de equipos del *Benchmarking* mundial son los siguientes:

3.2.1. Tiempo Medio entre Fallas (TMEF)

$$TMEF = \frac{(Horas\ calendario - Horas\ totales\ de\ mantenimientos\ correctivos)}{Número\ de\ mantenimiento\ correctivos}$$

3.2.2. Tiempo Medio para Restaurar (TMPR)

$$TMPR = \frac{(Horas\ totales\ de\ mantenimientos\ correctivos)}{Número\ de\ mantenimientos\ correctivos}$$

3.2.3. Disponibilidad Según SILVA PEDRO (2006) “la disponibilidad es la habilidad de un ítem de permanecer desempeñando una función requerida bajo unas condiciones dadas a un instante de tiempo o sobre un intervalo dado asumiendo que le son suministrados todos los recursos externos”.

$$Disponibilidad = \frac{\Sigma(Horas\ calendario - Horas\ totales\ de\ mantenimiento)}{Horas\ calendario}$$

3.2.4. Confiabilidad Según MORA ALBERTO (2009) “la confiabilidad se define como la probabilidad de que un equipo desempeñe satisfactoriamente las funciones para las cuales se diseña durante un período de tiempo específico y bajo condiciones normales de operación, ambientales y de entorno”.

$$\text{Confiabilidad} = \frac{\Sigma(\text{Horas calendario} - \text{Horas totales de mantenimiento correctivo})}{\text{Horas calendario}}$$

3.2.5. Mantenibilidad Según MORA ALBERTO (2009) “la Mantenibilidad se asocia a la facilidad con que un dispositivo se puede restaurar a sus condiciones de funcionalidad establecidas lo cual implica tener en cuenta todas las características y hechos previos ocurridos antes de alcanzar ese estado de normalidad”.

3.3. CRITICIDAD

Con el fin de direccionar los recursos y administrar el riesgo hacia los activos que me generan mayores impactos sobre la producción se plantea realizar una jerarquización de los equipos de tal manera que se optimicen los esfuerzos para hacer más efectiva la gestión de activos.

Según SILVA PEDRO (2006) “la criticidad (de un equipo) se establece por el grado de impacto que pueda tener la salida del equipo de servicio en un momento determinado”.

La criticidad es un indicador que es proporcional al riesgo y es el resultado de multiplicar la probabilidad o frecuencia de una falla por su consecuencia o impacto.

Criticidad= Frecuencia x Impacto

3.3.1. Análisis de criticidad

Para el proceso de concepción y diseño de un análisis de criticidad según Gutiérrez Edwin, Agüero Miguel, Calixto Ivanaska (2007) se deben tomar en cuenta tres grandes tareas:

- “Realizar un exhaustivo análisis estadístico de eventos de falla y de su impacto global en el negocio, para establecer rangos relativos para las frecuencias de falla y para los impactos o consecuencias de falla.”

- “Establecer claramente lo que se considerará como riesgo intolerable y lo que se considerará como riesgo tolerable; lo cual implica un extenso análisis de tolerabilidad del riesgo en toda la organización, y la revisión de normas, estándares y regulaciones vigentes por tipo de proceso ”.

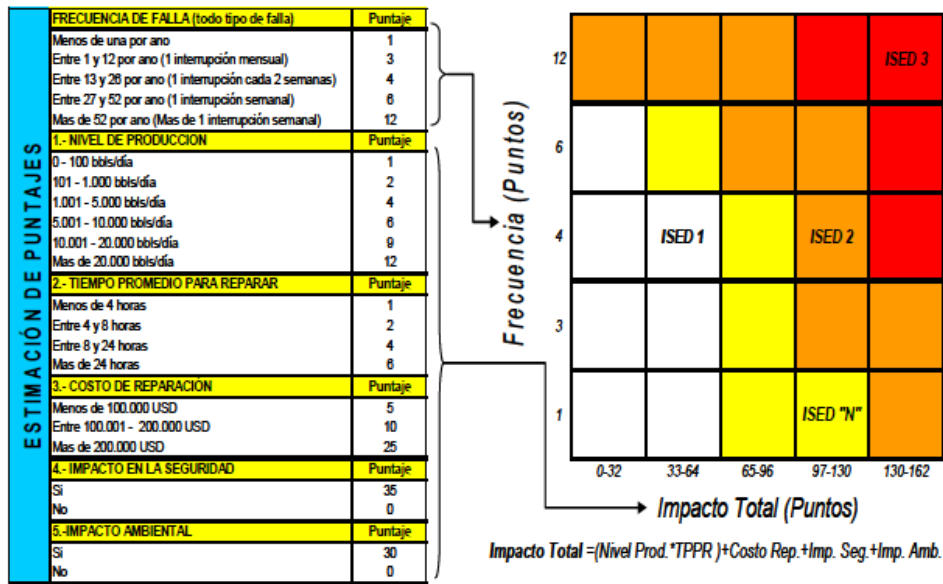
- “Lograr un gran acuerdo aceptado a todos los niveles de la organización o proceso donde se utilizará la estructura de criticidad y unificar criterios para su interpretación y correcta utilización”.

El análisis de criticidad que utilizaremos en este trabajo de monografía es la “metodología de los puntos” que se originó en la década de los 90 con el fin de mejorar la confiabilidad de los procesos productivos.

La ecuación para el cálculo de la criticidad para esta metodología es la siguiente:

$$\text{CRITICIDAD} = \text{Frecuencia de Fallas} \times [(\text{Nivel de Producción} \times \% \text{ Impacto} \times \text{TPPR}) + \text{Costo Rep.} + \text{Imp. Seg.} + \text{Imp. Amb.}]$$

Figura 26. Metodología de análisis de criticidad de los puntos



Fuente: Página web www.reliarisk.com Mayo-2007

Teniendo en cuenta que este análisis es semicualitativo hay que tener en cuenta la clara definición de los impactos considerados así como la participación de los “grupos naturales de trabajo” de la operación para evitar que los resultados resulten sesgados.

4. ANÁLISIS DE HISTORICOS DE FALLA Y PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA BES

El campo motivo de estudio de esta monografía está compuesto por 57 pozos distribuidos en una amplia ubicación geográfica en el departamento de Casanare, la producción de crudo por pozo varía desde los 90 BOPD hasta los 600 BOPD, porcentajes de BS&W se encuentran entre 70 y 99% y las densidades oscilan entre los 16 y 38 grados API.

El sistema de generación eléctrica está compuesto por motores de combustión interna que en su gran mayoría son alimentados por gas natural como combustible, existiendo un número pequeño de motores que utilizan como combustible ACPM cuya función principal es servir de respaldo (back up) de los motores a gas.

El nivel de voltaje para alimentación a los variadores es de 480 V, este suministro se realiza en algunos casos mediante el uso de subestaciones de 13,8 y 34,5 KV en las cuales se encuentran instalados transformadores reductores SDT y en los otros con conexión directa a los bornes del generador ubicado en la misma plataforma del pozo.

Para el análisis se toma un histórico a partir de las bases de datos de cada pozo durante el período 2009 a 2012 en donde se relacionan las causas de falla, equipos o sistema que falló y las pérdidas de producción asociadas, con el fin de realizar un análisis acerca del comportamiento del sistema de BES, para orientar el análisis se realizaron las siguientes preguntas que nos permitieron clasificar y entender las causas de falla:

- ¿Cuáles son las mayores causas de pérdidas de producción?
- ¿Cuál ha sido el comportamiento anual de estas causas?
- ¿Cuáles son los pozos con mayores pérdidas de producción?
- ¿Cuál es el equipo o sistema que más genera pérdidas de producción?
- ¿Qué resultados arroja el análisis de Pareto?

Para responder a las anteriores preguntas se organizaron los datos y se obtuvieron los siguientes resultados que se enumeran a continuación:

4.1. ANÁLISIS DE CAUSAS DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN

Las causas de pérdidas de producción que afectaron el sistema de ESP son 36 que se observan en la tabla de la Tabla 1, estas causas van desde la más significativa que fué la realización de WO para el cambio de equipos de fondo que fallaron y que significaron un porcentaje de pérdidas de producción del 21,6%, hasta la que menos impactó en las pérdidas de producción que fué la limpieza interna de equipos de proceso de fluidos en las facilidades de producción con un porcentaje de 0,01% del total de pérdidas de producción.

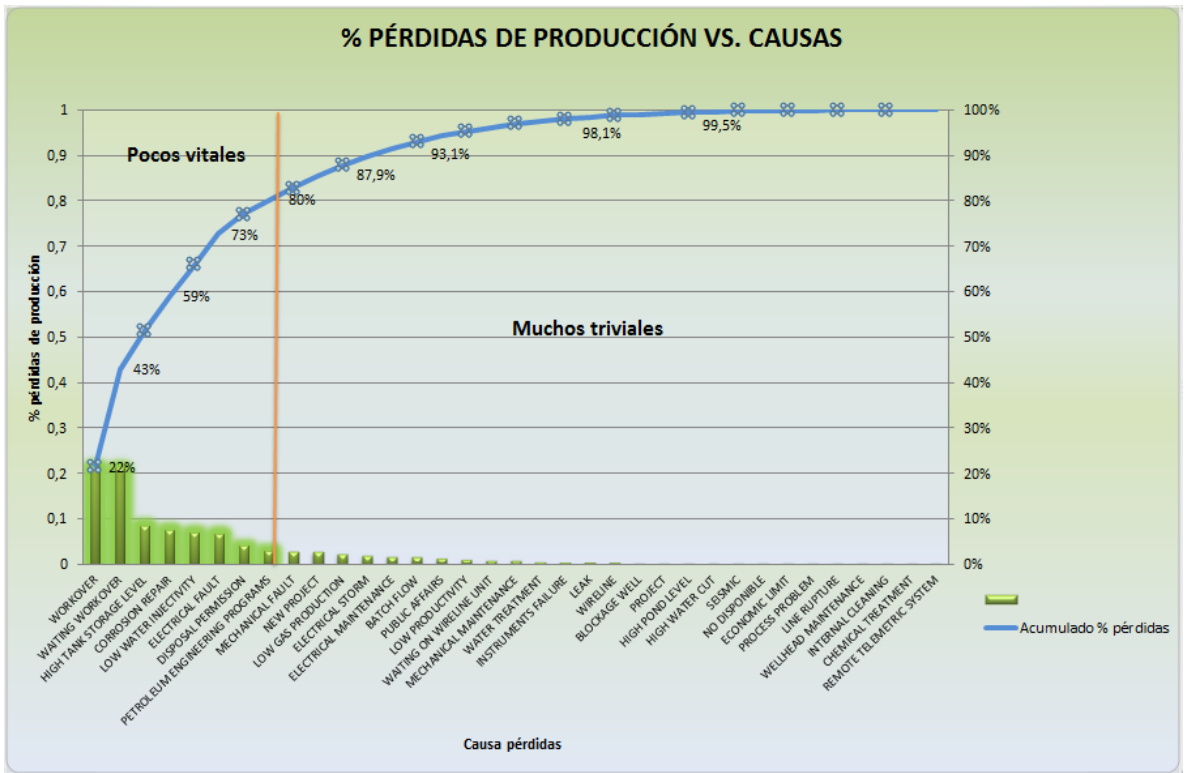
Tabla 1. Causa pérdidas de producción vs. % de pérdidas

CAUSA PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN	Suma de Pérdidas de producción (Bls)
WORKOVER	21,60%
WAITING WORKOVER	21,33%
HIGH TANK STORAGE LEVEL	8,59%
CORROSION REPAIR	7,53%
LOW WATER INJECTIVITY	6,98%
ELECTRICAL FAULT	6,74%
DISPOSAL PERMISSION	4,24%
PETROLEUM ENGINEERING PROGRAMS	3,05%
MECHANICAL FAULT	2,78%
NEW PROJECT	2,70%
LOW GAS PRODUCTION	2,36%
ELECTRICAL STORM	1,90%
ELECTRICAL MAINTENANCE	1,68%
BATCH FLOW	1,58%
PUBLIC AFFAIRS	1,24%
LOW PRODUCTIVITY	1,06%
WAITING ON WIRELINE UNIT	0,87%
MECHANICAL MAINTENANCE	0,83%
WATER TREATMENT	0,54%
INSTRUMENTS FAILURE	0,46%
LEAK	0,41%
WIRELINE	0,36%
BLOCKAGE WELL	0,26%
PROJECT	0,21%
HIGH POND LEVEL	0,20%
HIGH WATER CUT	0,18%
SEISMIC	0,16%
NO DISPONIBLE	0,05%
ECONOMIC LIMIT	0,04%
PROCESS PROBLEM	0,03%
LINE RUPTURE	0,02%
WELLHEAD MAINTENANCE	0,01%
INTERNAL CLEANING	0,01%
CHEMICAL TREATMENT	0,00%
REMOTE TELEMETRIC SYSTEM	0,00%
Total general	100,00%

Fuente: El autor

Tomando los valores anteriores y graficándolos en un diagrama de Pareto ver figura 27, se observa que solo 8 causas de falla afectan el 80% de las pérdidas de producción.

Figura 27. Gráfico de Pareto. % de pérdidas de producción vs. Causa pérdidas



Fuente: El autor

En la tabla 2 se pueden observar las 8 causas que ocasionaron el 80% de las pérdidas de producción del sistema de BES, cabe resaltar que un buen porcentaje, el 43% de las pérdidas fueron atribuibles a la ejecución de *WO* y al tiempo de espera para la ejecución de los trabajos de reparación del equipo de fondo, las restricciones por recibo de crudo por alto almacenamiento y las reparaciones de tuberías de líneas de flujo o de inyección de agua por corrosión impactaron en las pérdidas de producción en un 9 y 8 % respectivamente, de otro lado la baja inyectividad en los pozos de inyección de aguas residuales 7%, la cancelación de permisos de vertimiento de aguas residuales 4% y los programas de registros

para evaluación de pozos 3 % completaron la sumatoria del 80 % en el impacto sobre las pérdidas de producción.

Tabla 2. Causa pérdidas con % de pérdidas de producción asociadas

CAUSA PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN	Descripción	% Pérdidas de producción	Acumulado % pérdidas
WORKOVER	Durante los tiempos de ejecución de WO para cambios por daño en el equipo de fondo.	22%	22%
WAITING WORKOVER	Tiempo de espera mientras se consigue el equipo o se traslada a la plataforma de los pozos a intervenir debido a inconvenientes por invierno.	21%	43%
HIGH TANK STORAGE LEVEL	Restricción de recibo de crudo por capacidad de almacenamiento, nominación o bombeo por oleoductos.	9%	52%
CORROSION REPAIR	Reparaciones de tubería de líneas de flujo o de inyección de agua por corrosión.	8%	59%
LOW WATER INJECTIVITY	Baja infectividad de los pozos de disposición de aguas residuales.	7%	66%
ELECTRICAL FAULT	Fallas en el suministro de fluido eléctrico debido a fallas en los sistemas de generación eléctrica.	7%	73%
DISPOSAL PERMISSION	Suspensión de permisos de vertimiento de aguas residuales.	4%	77%
PETROLEUM ENGINEERING PROGRAMS	Programas de evaluación de pozos mediante registros tales como PBU.	3%	80%

Fuente: El autor

4.2. ANÁLISIS DE CAUSAS DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN POR AÑO

Para evaluar la evolución en el comportamiento de las causas de pérdidas de producción durante los cuatro años del análisis se evaluó el impacto de cada una

de ellas año por año encontrando que aun cuando hay una diferencia en distribución anual en las dos principales causas (*WO* y *waitingWO*) son las más representativas siendo los años 2009 y 2011 los que más porcentaje acumulado anual tuvieron de 52.57% y 56,56% respectivamente.

Para el año 2010 hay un aporte significativo de pérdidas de producción debido a la reparación de líneas de flujo o de inyección de aguas residuales por corrosión, con un valor del 14.93% llegando a ser la segunda causa de pérdidas de ese año, la cual evolucionó positivamente disminuyendo su valor porcentual en los dos años siguientes.

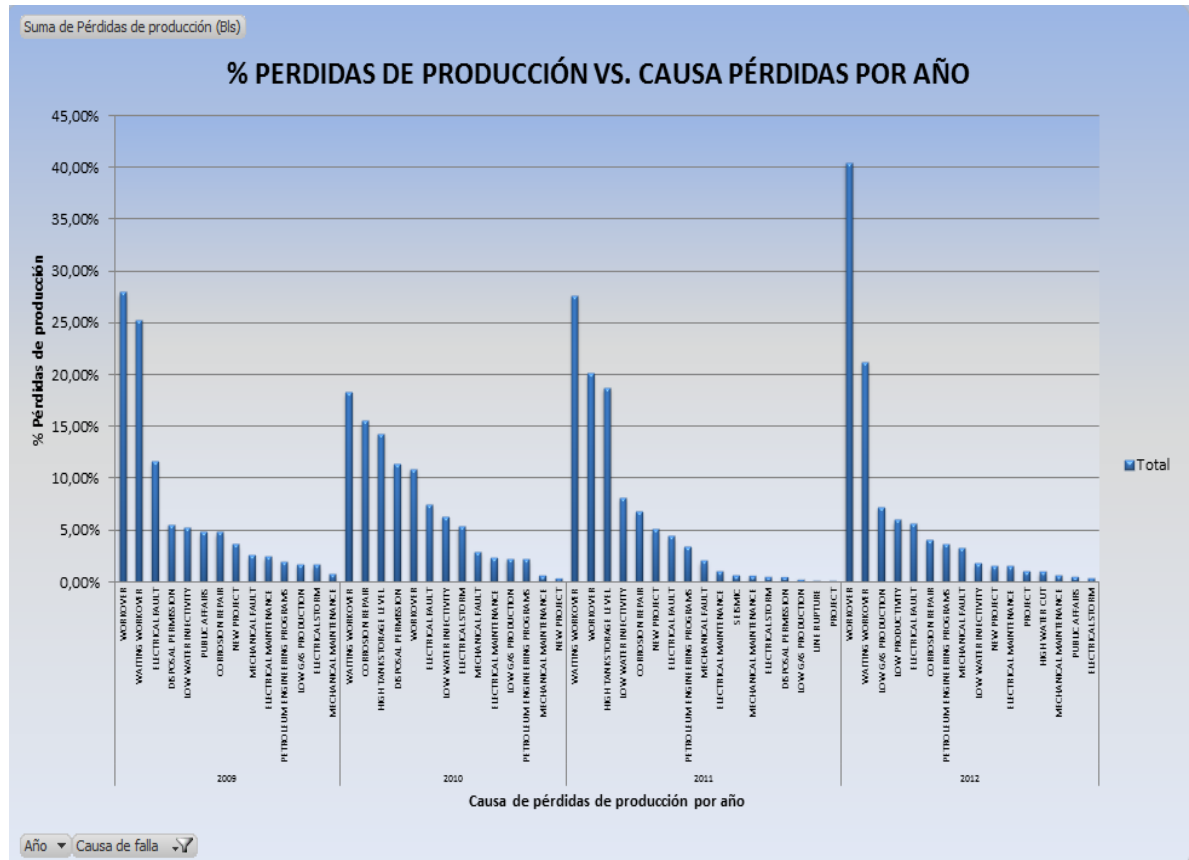
El año 2009 fue el más representativo en cuanto a pérdidas de producción debido a fallas eléctricas con un 11.29 % llegando a ser la tercera causa de pérdidas de producción durante ese año, su evolución fué positiva disminuyendo su valor porcentual durante los dos años siguientes, para el año 2012 tuvo un leve incremento aportando un 5,17 % del total de pérdidas anuales.

La restricción de recibo de crudo por capacidad de almacenamiento, nominación o bombeo por oleoductos tuvo en los años 2010 y 2011 el mayor impacto como causa de pérdidas de producción con valores de 14.19% y 19.13% respectivamente.

Adicionalmente se encuentran impactos significativos en las pérdidas de producción anuales debido a otras causas tales como fallas mecánicas en los motores de combustión interna de los generadores eléctricos o de las bombas de inyección de aguas residuales, los pares de pozos debido a la ejecución de proyectos de ampliación de facilidades de producción, así como salidas de servicio de los pozos por problemas causados por tormentas eléctricas, en la figura 28 se

observa los cambios porcentuales en la distribución anual de causas de pérdidas de producción.

Figura 28. Distribución porcentual de pérdidas de producción anuales



Fuente: El autor

4.3. ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN POR POZO

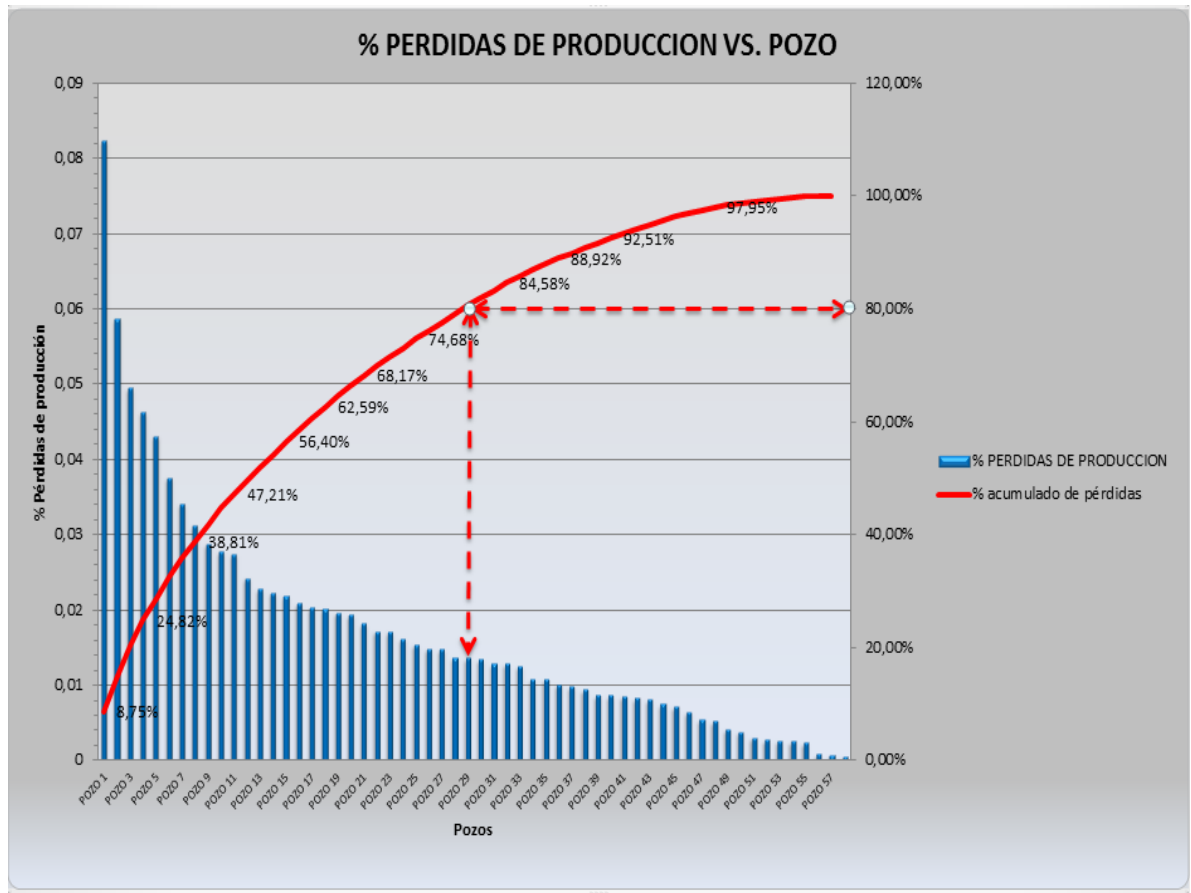
Dentro del análisis del estudio de causa de pérdidas de producción se clasificaron las mismas por el aporte porcentual que tuvo cada pozo y se encontró que el 80 %

de pérdidas fueron aportadas por 29 pozos de acuerdo con el análisis del diagrama Pareto que se observa en la gráfica de la figura 29.

Los cuatro primeros pozos en aporte de pérdidas corresponden a los de mayor potencial de producción, para el pozo 1 y 2 la causa de pérdidas más alta fue falla en equipo de fondo y su impacto se debió al tiempo de reacondicionamiento del nuevo equipo de fondo; la causa de pérdida del pozo 3 se debió a suspensión del vertimiento en la estación de disposición de aguas residuales, para el pozo 4 la causa más importante fue fallas por integridad de tubería de la línea de flujo, falla en la bomba de fondo y eventos defalla en las redes de transmisión eléctrica.

Las causas de pérdidas más relevantes de los 29 pozos se debieron en su gran mayoría a las pérdidas incurridas durante el tiempo de restitución del equipo de fondo por falla, sin embargo cabe resaltar dos causas que impactaron en las pérdidas y fue la reducción en la capacidad de inyección por disminución en la inyectividad de los pozos para disposición de aguas residuales y a altos niveles de almacenamiento por baja nominación en el punto de entrega final.

Figura 29. Distribución porcentual de pérdidas de producción por pozo



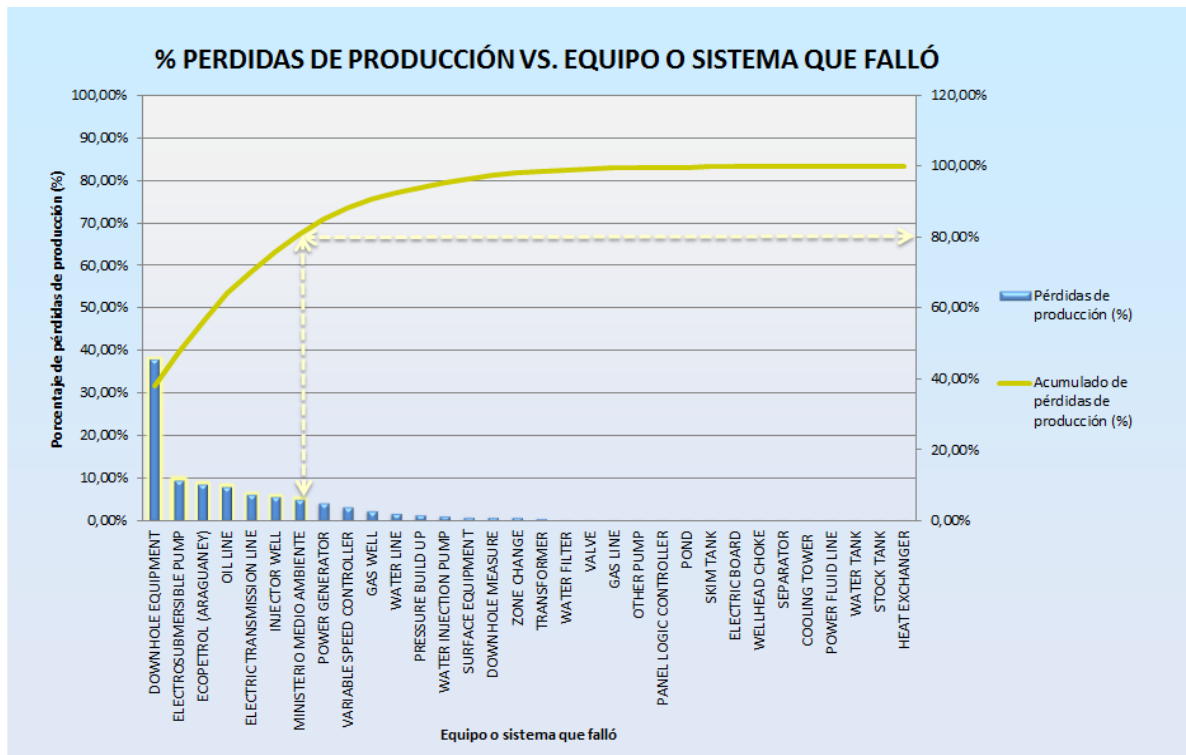
Fuente: El autor

4.4. ANÁLISIS DE EQUIPOS Y SISTEMAS CON LAS PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN ASOCIADAS

Al realizar un análisis de las pérdidas de producción teniendo en cuenta el equipo o sistema que las ocasionó, se observa en la gráfica de la figura 30 que el mayor porcentaje se debió a fallas en el equipo de fondo (cable, motor o bomba) con un porcentaje total de 47.49%, le siguen en importancia los altos niveles de

almacenamiento por baja nominación en el punto de entrega final con un valor de 8.6%, completan el 80 % del total , los problemas de integridad de las líneas de flujo con un 7.9%,fallas en las líneas de transmisión eléctrica con un valor porcentual de 6%, la disminución de inyectividad de los pozos para disposición de aguas residuales con un valor de 5.7% y la cancelación de permisos de vertimiento de aguas residuales que ocasionó un 4.9% de las pérdidas de producción.

Figura 30. Distribución porcentual de pérdidas de producción por sistema o equipo que falló



Fuente: El autor

5. CÁLCULO DE INDICADORES DE MANTENIMIENTO PARA EL SISTEMA DE BES

El cálculo de los indicadores se realizó tanto para los equipos de superficie como para los equipos de fondo del sistema de BES.

5.1. CÁLCULO DE INDICADORES DE EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL SISTEMA BES

Con el fin de medir el desempeño de los activos y de encaminar las acciones a seguir para la gestión adecuada de los activos se calculan los indicadores de mantenimiento, para el análisis de los equipos del sistema de BES se calcularon los cuatro indicadores de desempeño de equipos más reconocidos en la industria en general que son: Tiempo Medio Entre Fallas (TMEF), Tiempo Medio Para Restaurar (TMPR), Disponibilidad y Confiabilidad.

El propósito del análisis es hallar los equipos del sistema de BES de superficie cuyo TMEF sea el más corto para analizar las causas de la recurrencia de fallas, de igual manera identificar cuáles son los equipos cuyos TMPR son más largos con el fin de evaluar acciones que permitan reducir los tiempos de intervención y así evitar aumentar las pérdidas diferidas, se revisarán los equipos con menor disponibilidad y confiabilidad con el fin de tomar acciones para aumentar estos dos indicadores.

5.2. CÁLCULO DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS (TMEF)

Se calculó el indicador TMEF, el menor valor fue de 12 días y el mayor de 1460 días, en la tabla 3 se observan los pozos ordenados de menor a mayor por el indicador TMEF (en días) que reportaron el menor valor y que ocasionaron el 80 % de las pérdidas de producción, el análisis se realiza para los equipos de superficie del sistema de BES, se relaciona al frente de cada pozo el correspondiente equipo o sistema con mayor frecuencia de falla, se observa que los sistemas que generaron el 80 % de las pérdidas de producción fueron las líneas de transmisión eléctrica y la generación eléctrica.

Tabla 3. Indicador TMEF con los equipos de mayor frecuencia de falla

Pozo	TMEF (días)	Equipo o sistema con mayor frecuencia de falla	Pérdidas de producción por mantenimientos correctivos (%)
POZO 32	12	Línea de transmisión eléctrica	6,16%
POZO 48	23	Generación eléctrica	1,83%
POZO 4	25	Línea de transmisión eléctrica	5,47%
POZO 11	26	Línea de transmisión eléctrica	2,43%
POZO 6	26	Generación eléctrica	1,35%
POZO 41	27	Línea de transmisión eléctrica	4,78%
POZO 20	28	Línea de transmisión eléctrica	7,28%
POZO 2	30	Generación eléctrica	3,92%
POZO 27	32	Generación eléctrica	4,76%
POZO 25	33	Generación eléctrica	1,33%
POZO 21	33	Línea de transmisión eléctrica	4,62%
POZO 54	34	Generación eléctrica	1,28%
POZO 16	35	Línea de transmisión eléctrica	3,74%
POZO 1	37	Generación eléctrica	3,04%
POZO 10	38	Generación eléctrica	1,06%
POZO 34	38	Generación eléctrica	6,07%
POZO 46	38	Generación eléctrica	0,69%
POZO 36	40	Generación eléctrica	1,58%
POZO 29	41	Generación eléctrica	1,42%
POZO 38	42	Línea de transmisión eléctrica	1,59%
POZO 31	42	Línea de transmisión eléctrica	1,66%
POZO 13	43	Línea de transmisión eléctrica	1,71%
POZO 9	44	Línea de transmisión eléctrica	0,24%
POZO 18	44	Generación eléctrica	3,45%
POZO 3	44	Generación eléctrica	2,08%
POZO 5	45	Generación eléctrica	0,81%
POZO 23	47	Línea de transmisión eléctrica	3,19%
POZO 45	47	Generación eléctrica	1,30%
POZO 19	49	Línea de transmisión eléctrica	4,80%

Fuente: El autor

Las líneas de transmisión eléctrica que más impactaron por su frecuencia de falla se encuentran en un solo campo de producción y el circuito que mayor cantidad de pérdidas ocasionó fue el circuito de 34,5 KV de este sistema con un 46.07 % el otro circuito de 13,2 KV ocasionó el 3,7 %.

Respecto a los sistemas de generación eléctrica el mayor impacto en la producción se ocasionó en el pozo 34 con un valor de 6,07% y un TMEF de 38 días, este pozo es alimentado en cabeza de pozo mediante una transferencia eléctrica por un generador a gas con back up de generador diesel, los otros dos pozos que más pérdidas de producción tuvieron debido a fallas en el sistema de generación eléctrica son el pozo 27 y el pozo 2 con valores de 4,76 % y 3,92% y con un indicador TMEF de 32 y 30 días respectivamente, estos dos últimos pozos se encuentran en campos diferentes y son alimentados a través de un centro de generación robusto en paralelo con un sistema de transmisión en línea de media tensión a 13,2 KV .

5.3. CÁLCULO DEL TIEMPO MEDIO PARA RESTAURAR (TMPR)

El segundo indicador calculado corresponde al TMPR que se calculó en horas y su valor estuvo entre 16 horas y 1 hora,este indicador corresponde a los tiempos promedio que se utilizan para restaurar los equipos en los eventos de falla. En la tabla 4 se observan los pozos con valores de TMPR ordenados de mayor a menor que corresponden al 80 % de las pérdidas de producción.

Se observa en la tabla 4 que los equipos de superficie del pozo 35 tuvieron el de mayor TMPR con 16 horas, sin embargo solo representó el 0.06% de las pérdidas de producción, esto nos indica que la criticidad de este indicador está dada por el potencial que tiene cada pozo, siendo de mayor relevancia tener repuestos, realizar mayores rutinas de predictivos, tener equipos de mayor confiabilidad y personal técnico en sitio para atender los pozos de mayor potencial de producción con el fin de que los tiempos de reparación sean los más bajos, es así como se observa en esta misma tabla que el pozo 20 aun cuando tuvo un TMPR de 4 horas

representó el 7.28% de las pérdidas de producción y los pozos 34 y 32 con 3 horas de TMPR representaron el 6.07 y 6.16% de las pérdidas de producción respectivamente.

Tabla 4. Indicador TMPR con las pérdidas de producción asociadas

<i>Pozo</i>	<i>TMPR (Horas)</i>	<i>Pérdidas de producción por mantenimientos correctivos (%)</i>
POZO 35	16	0,06%
POZO 1	7	3,04%
POZO 29	7	1,42%
POZO 25	7	1,33%
POZO 9	6	0,24%
POZO 30	6	1,00%
POZO 50	5	0,50%
POZO 38	5	1,59%
POZO 7	5	1,98%
POZO 10	5	1,06%
POZO 40	5	0,28%
POZO 54	4	1,28%
POZO 14	4	1,52%
POZO 43	4	0,72%
POZO 15	4	0,24%
POZO 31	4	1,66%
POZO 21	4	4,62%
POZO 20	4	7,28%
POZO 6	4	1,35%
POZO 53	4	0,03%
POZO 11	4	2,43%
POZO 18	4	3,45%
POZO 2	4	3,92%
POZO 17	4	2,12%
POZO 36	4	1,58%
POZO 48	4	1,83%
POZO 34	3	6,07%
POZO 23	3	3,19%
POZO 5	3	0,81%
POZO 46	3	0,69%
POZO 3	3	2,08%
POZO 47	3	1,26%
POZO 19	3	4,80%
POZO 13	3	1,71%
POZO 22	3	0,52%
POZO 41	3	4,78%
POZO 27	3	4,76%
POZO 51	3	0,63%
POZO 33	3	0,82%
POZO 28	3	0,62%
POZO 32	3	6,16%

Fuente: El autor

5.4. CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD

El cálculo de la disponibilidad nos indica que porcentaje de tiempo los equipos de superficie del sistema BES están disponibles para cumplir su función bajo unas condiciones dadas a un instante de tiempo o sobre un intervalo dado asumiendo que le son suministrados todos los recursos externos.

En el cálculo realizado se encontraron valores de disponibilidad entre 98.82% para el más bajo y el 99.99 % para el más alto. Sin embargo es importante calcular el número de días de no disponibilidad que nos muestra un parámetro del tiempo que los equipos no estuvieron disponibles para realizar su función y nos permite revisar.

En la tabla 5 se observan los pozos ordenados de menor a mayor disponibilidad para aquellos que representan el 80 % del potencial de producción es así como se observa que hay que tener mayor disponibilidad en los equipos de los pozos 1 y 7 ya que son los pozos de mayor potencial de producción, los equipos que más fallaron en estos pozos fueron la generación eléctrica y la línea de transmisión eléctrica respectivamente y su no disponibilidad fué de 1.3 y 1.2 días al año.

Tabla 5. Indicador de disponibilidad y no disponibilidad con la producción por pozo como porcentaje del total

Pozo	Disponibilidad	No disponibilidad al año (días)	Producción como porcentaje del total (%)
POZO 26	98,82%	4,3	0,31%
POZO 18	98,92%	3,9	1,51%
POZO 29	98,97%	3,8	0,83%
POZO 34	99,05%	3,5	0,74%
POZO 6	99,21%	2,9	1,17%
POZO 11	99,32%	2,5	1,71%
POZO 54	99,32%	2,5	0,36%
POZO 20	99,32%	2,5	2,15%
POZO 13	99,33%	2,5	1,08%
POZO 24	99,33%	2,4	1,08%
POZO 2	99,35%	2,4	3,44%
POZO 47	99,40%	2,2	0,68%
POZO 21	99,41%	2,2	2,17%
POZO 38	99,46%	2,0	1,05%
POZO 33	99,47%	1,9	1,00%
POZO 19	99,48%	1,9	2,22%
POZO 31	99,51%	1,8	1,28%
POZO 23	99,56%	1,6	1,81%
POZO 4	99,56%	1,6	3,94%
POZO 32	99,57%	1,6	2,23%
POZO 41	99,57%	1,6	1,27%
POZO 30	99,58%	1,5	1,11%
POZO 50	99,58%	1,5	0,46%
POZO 36	99,59%	1,5	1,30%
POZO 46	99,62%	1,4	0,64%
POZO 16	99,64%	1,3	1,93%
POZO 48	99,65%	1,3	0,86%
POZO 1	99,65%	1,3	5,30%
POZO 17	99,67%	1,2	2,30%
POZO 7	99,68%	1,2	5,33%
POZO 22	99,70%	1,1	1,42%
POZO 5	99,71%	1,1	2,60%
POZO 27	99,71%	1,0	2,74%
POZO 3	99,72%	1,0	3,55%
POZO 25	99,73%	1,0	1,88%
POZO 14	99,77%	0,8	2,48%
POZO 42	99,77%	0,8	1,56%
POZO 15	99,79%	0,8	1,12%
POZO 45	99,79%	0,8	1,65%
POZO 10	99,81%	0,7	2,32%
POZO 44	99,81%	0,7	1,20%
POZO 9	99,82%	0,7	0,36%
POZO 51	99,88%	0,4	1,30%
POZO 40	99,91%	0,3	1,32%
POZO 12	99,93%	0,3	3,38%

Fuente: El autor

5.5. CÁLCULO DE CONFIABILIDAD

La confiabilidad indica la probabilidad de que un equipo de superficie del sistema BES no falle.

Al realizar el cálculo se encontraron valores entre 99.14% y 99.99%, el objetivo que se debe tener es que los equipos de los pozos con mayor potencial de producción sean los más confiables.

Observando la tabla 6 vemos que los pozos 1,2,4,3 y 7 requieren un seguimiento más importante en cuanto a rutinas de inspección y mantenimiento predictivo así como estudios de análisis de causa raíz (RCA) y de modo de fallos y efectos (FMEA) para gestionar planes de acción tendientes a mejorar la confiabilidad de estos equipos. Teniendo en cuenta que los recursos tanto técnicos como de equipos de inspección son limitados es importante realizar un análisis de criticidad de equipos con el fin de focalizar los esfuerzos de seguimiento en los equipos y sistemas más críticos.

Tabla 6. Indicador de confiabilidad con la producción por pozo como porcentaje del total

Pozo	Confiabilidad	Producción como porcentaje del total (%)
POZO 32	99,14%	2,23%
POZO 25	99,18%	1,88%
POZO 1	99,23%	5,30%
POZO 29	99,31%	0,83%
POZO 6	99,36%	1,17%
POZO 11	99,37%	1,71%
POZO 48	99,38%	0,86%
POZO 20	99,40%	2,15%
POZO 9	99,40%	0,36%
POZO 54	99,45%	0,36%
POZO 2	99,47%	3,44%
POZO 21	99,48%	2,17%
POZO 10	99,50%	2,32%
POZO 38	99,53%	1,05%
POZO 41	99,55%	1,27%
POZO 31	99,58%	1,28%
POZO 4	99,63%	3,94%
POZO 18	99,63%	1,51%
POZO 27	99,63%	2,74%
POZO 36	99,63%	1,30%
POZO 34	99,63%	0,74%
POZO 43	99,65%	2,82%
POZO 46	99,66%	0,64%

Tabla 6. (Continuación)

<i>Pozo</i>	<i>Confiabilidad</i>	<i>Producción como porcentaje del total (%)</i>
POZO 5	99,69%	2,60%
POZO 23	99,70%	1,81%
POZO 16	99,71%	1,93%
POZO 3	99,71%	3,55%
POZO 13	99,71%	1,08%
POZO 7	99,71%	5,33%
POZO 17	99,74%	2,30%
POZO 19	99,74%	2,22%
POZO 14	99,75%	2,48%
POZO 33	99,77%	1,00%
POZO 22	99,77%	1,42%
POZO 30	99,78%	1,11%
POZO 50	99,82%	0,46%
POZO 24	99,82%	1,08%
POZO 45	99,82%	1,65%
POZO 26	99,83%	0,31%
POZO 47	99,83%	0,68%
POZO 40	99,85%	1,32%
POZO 15	99,87%	1,12%
POZO 51	99,91%	1,30%
POZO 44	99,93%	1,20%
POZO 37	99,93%	1,16%
POZO 42	99,93%	1,56%

Fuente: El autor

5.6. CÁLCULO DE INDICADORES DE EQUIPOS DE FONDO DEL SISTEMA DE BES

El equipo de fondo se ve afectado durante su operación por factores eléctricos, mecánicos, hidráulicos y químicos ocasionado por los fluidos de producción y condiciones del sistema en la succión y descarga de la bomba electrosumergible.

Es así como fluidos con contenidos altos de arena o con tendencia alta a la corrosión afectan los materiales de la bomba, tuberías y válvulas que desmejoran el rendimiento de la bomba para su correcto desempeño dentro de los parámetros de diseño y al final desencadenará en fallas en el equipo, de igual manera las presiones de yacimiento, el IP del pozo y las presiones de succión y descarga de la bomba condicionan la TDH total en las que trabajará el equipo y forzará la bomba a trabajar en *upthrust* o *dowmthrust* generando desgastes en impulsores, zapatas y cojinetes que reducirán el tiempo de vida útil del equipo (*run life*).

Por otro lado las condiciones de temperatura del motor, los parámetros eléctricos de corrientes y voltajes deberán ser monitoreadas con especial cuidado ya que de ellos depende el evitar sobrecargas al motor y por ende fallas asociadas.

En la instalación inicial hay que tener especial cuidado con la escogencia del cable para que cumpla con los parámetros de las condiciones de presión, temperatura y composición físico-química del fluido de producción, así como garantizar las buenas condiciones de instalación inicial de los empalmes a realizar con el cable, sensor e instalación del sello en el cabezal que permitirá la salida del cable de potencia a superficie.

En la tabla 7 se observa el histórico de vida útil del equipo de fondo hasta la falla en días (*run life*), se observa que el tiempo de *run life* más bajo es de 31 días y el más alto de 3158 días que equivalen casi a 10 años de servicio, se observa también el equipo de fondo que falló y la causa raíz para aquellos que no superaron el año de servicio. Se vieron comprometidas casi que todos los componentes del equipo de fondo aunque el elemento que más falló fue el conector del cable instalado en el cabezal, las causas más comunes se deben a errores en la instalación, calidad en los materiales, corrosión y arenamiento.

Tabla 7. Tiempo de vida útil *run life*, equipo que falló causa raíz

Pozo	Run life (días)	Causa raíz
POZO 1		
BIW	510	
Empalme	187	Error en la elaboración del empalme
Motor	70	Corrosión
POZO 13		
Motor	1984	
POZO 14		
Cable de Potencia	1239	
Motor	377	
POZO 15		
Motor	394	
<i>Packoff</i>	315	Calidad instalación del packoff
POZO 17		
Motor	3152	
POZO 18		
Tubería de Produccion	858	
POZO 19		
MLE	564	
POZO 2		
BIW	58	Error en la elaboración del empalme
MLE	607	
Motor	322	Calentamiento en puntos de conexión
Tubería de Producción	201	Calidad del material
POZO 20		
<i>Packoff</i>	1327	
POZO 21		
MLE	3158	
POZO 22		
Motor	186	Contaminación del motor por la válvula de llenado

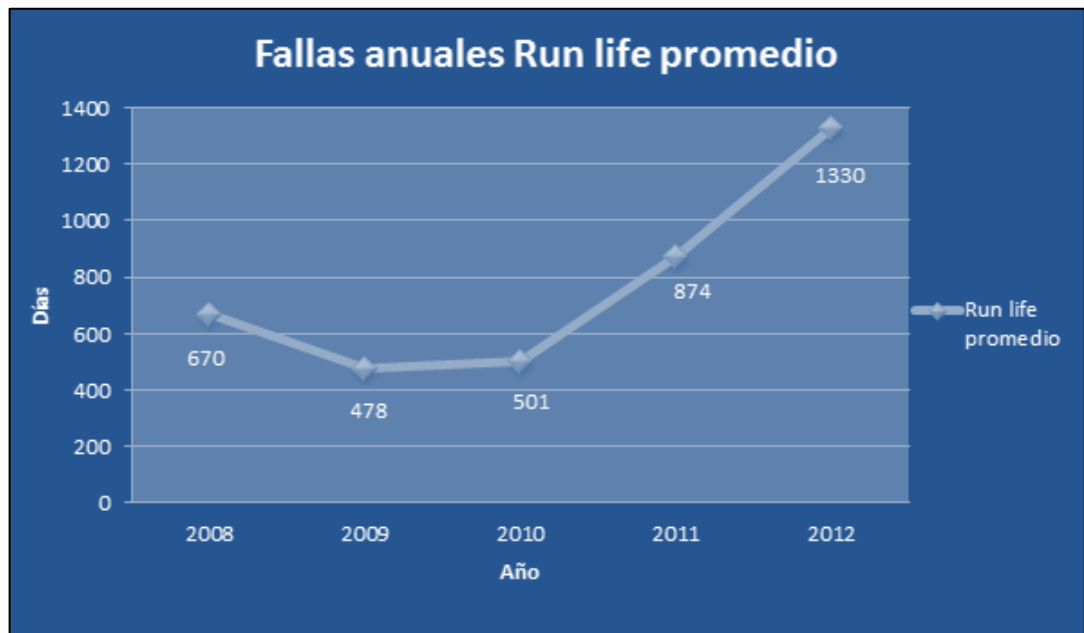
Tabla 7. (Continuación)

Pozo	Run life (días)	Causa raíz
POZO 23		
Bomba	1296	
POZO 24		
Motor	1102	
<i>Packoff</i>	701	
POZO 25		
Bomba	1361	
POZO 29		
Empalme	31	Error en la elaboración del empalme
POZO 3		
Bomba	1855	
POZO 30		
Cable de Potencia	258	Falla de aislamiento interno del cable
Empalme	621	
POZO 32		
<i>Packoff</i>	1693	
POZO 35		
<i>Quick Connector</i>	38	Calidad de la instalación
POZO 36		
Motor	529	
POZO 4		
Motor	971	
POZO 43		
Bomba	776	
POZO 5		
Motor	51	Calidad en los materiales
POZO 50		
Tubería de Producción	595	
POZO 6		
Cable de Potencia	1098	
POZO 7		
Bomba	48	Alto nivel de arena

Fuente: El autor

La evolución anual del tiempo de vida útil *run life* de los equipos que fallaron en promedio fué mejorando positivamente en las estadísticas de los últimos cinco años, en el año 2008 fue de 670 días hasta alcanzar su valor más alto en el año 2012 con 1330 días como se observa en el gráfico de la figura 31.

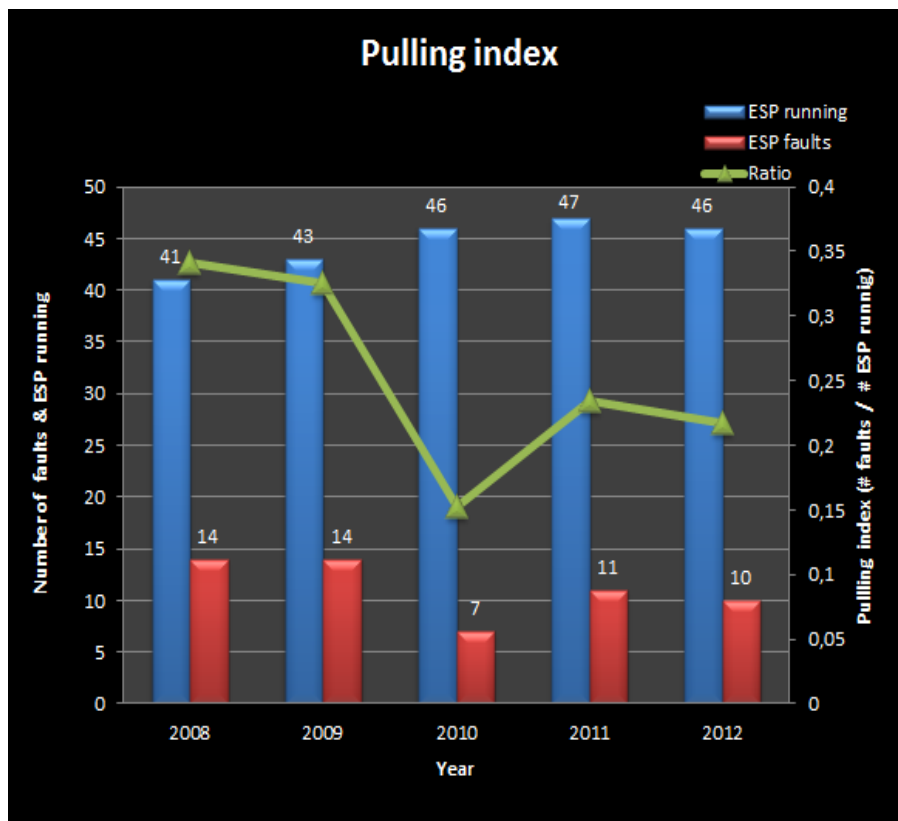
Figura 31. Histórico de *run life* por año



Fuente: Gráfico de estadísticas departamento de Mantenimiento-grupo BES

Observando el indicador *Pulling index*, el cual se calcula como el cociente de dividir el número de fallas entre el total de la población de equipos en servicio, el indicador presentó su valor más alto de 0,34 en el año 2008 con 14 fallas de un total de 41 equipos en servicio, las causas de falla se dividieron en partes iguales con un valor de 86 % entre fallas por arenamiento y fallas eléctricas, el valor más bajo de 0,15 se presentó en el año 2010, en donde solo se presentaron 7 fallas de 46 equipos en servicio, para este caso el 85% fueron fallas eléctricas ver figura 32.

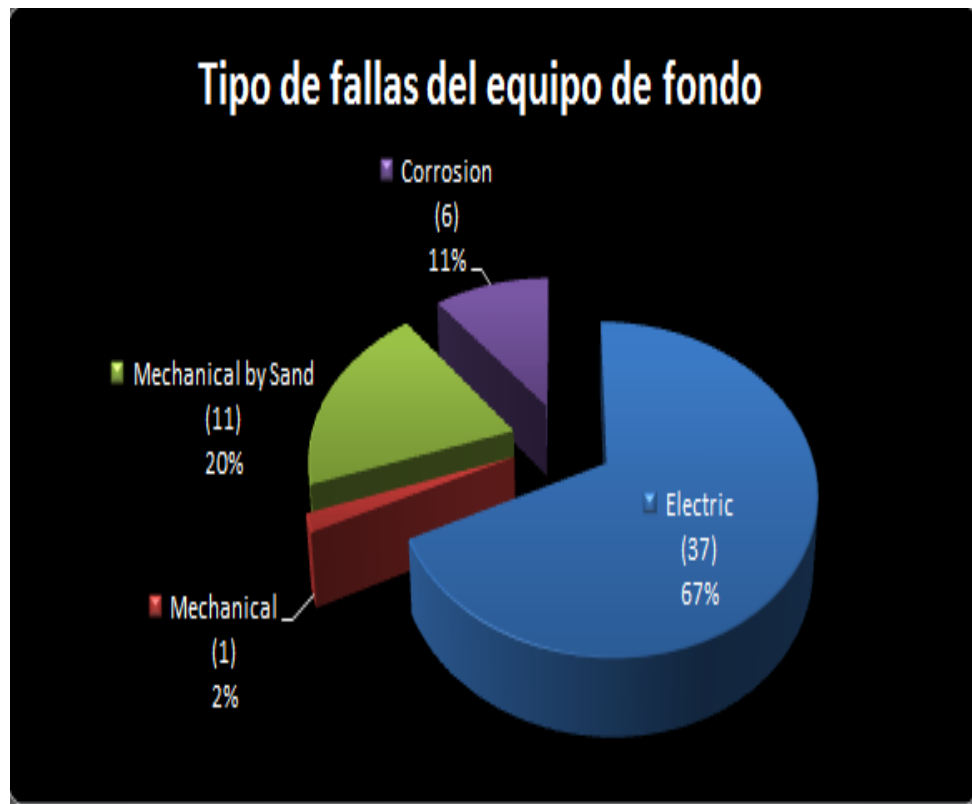
Figura 32. Indicador *Pulling index*



Fuente: Gráfico de estadísticas departamento de Mantenimiento-grupo BES

Respecto al tipo de fallas del equipo de fondo el mayor número de ellas se debe a fallas eléctricas con una ocurrencia del 67 %, la siguen las fallas mecánicas debido a abrasión por arena con un 20 % y un 11% se debió a corrosión del *tubing, housing* de una bomba y adaptador del sensor cuyo material no era de acero inoxidable como se puede observar en la gráfica de la figura 33.

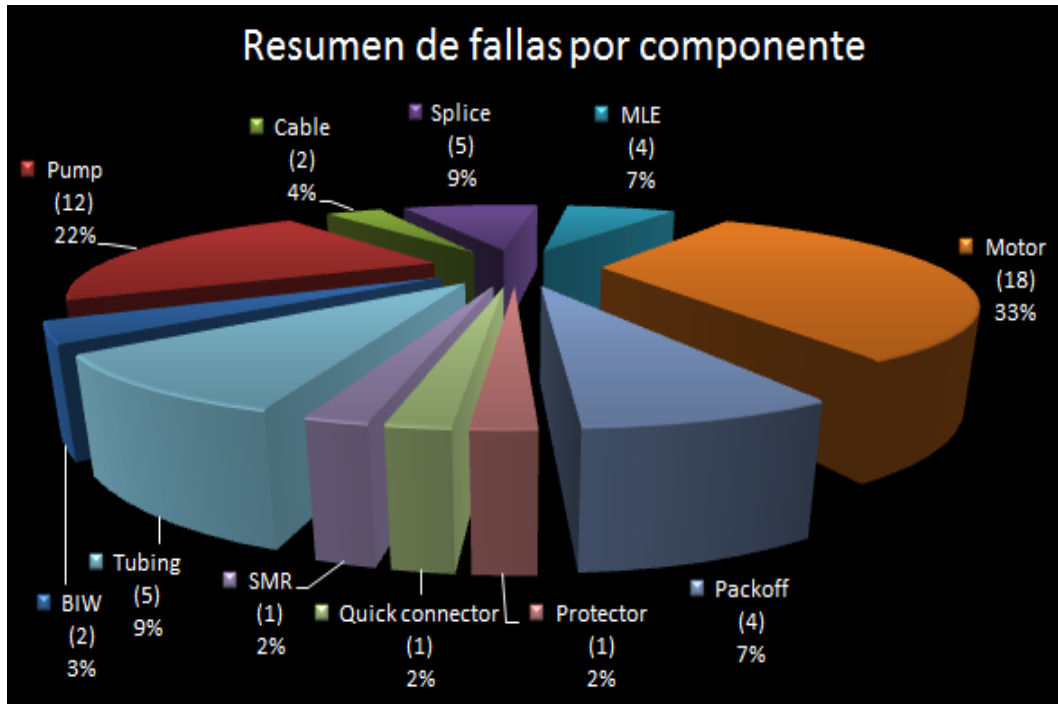
Figura 33. Tipo de fallas del equipo de fondo



Fuente: Gráfico de estadísticas departamento de Mantenimiento-grupo BES

En la gráfica de la figura 34 se puede observar los componentes que más fallaron fueron el motor y la bomba con más de la mitad del porcentaje de los eventos con un valor de 33 y 22% respectivamente, lo siguen los empalmes y el *tubing* cada uno con un 9 % de las fallas.

Figura 34. Resumen de fallas por componente



Fuente: Gráfico de estadísticas departamento de Mantenimiento-grupo BES

5.7. COSTOS ASOCIADOS A LAS FALLAS DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE Y FONDO

Los costos de intervención de los equipos de superficie varían de acuerdo al tipo de falla y los repuestos de los elementos que fallaron, estas corresponden normalmente a intervenciones en los generadores eléctricos, fusibles de las redes de media tensión y repuestos de los variadores de frecuencia que corresponden a elementos de electrónica de potencia como SCR, condensadores, transistores o tarjetas electrónicas. En la tabla 8 se relacionan los costos promedio de repuestos y mano de obra por intervención de los variadores de frecuencia.

Tabla 8. Costo de repuestos y mano de obra por cada intervención para reparación de variadores de frecuencia

EQUIPOS DE SUPERFICIE			
Año	Costo promedio repuestos USD \$	Costo promedio Mano de obra USD \$	Costo total USD \$
2009	\$ 2.576	\$ 61	\$ 2.637
2010	\$ 2.960	\$ 28	\$ 2.988
2011	\$ 3.385	\$ 32	\$ 3.417
2012	\$ 2.355	\$ 20	\$ 2.375

Fuente: El autor

Respecto a las reparaciones de los equipos de fondo una vez ocurrida la falla se hace necesario normalmente la intervención de un equipo de *workover* para realizar las labores de *pulling* de la sarta de producción y el equipo de fondo, los costos de los trabajos varían de acuerdo a la profundidad del pozo y a los componentes que se van a utilizar para reemplazar los equipos que han fallado, para reducir los costos se evalúan las condiciones del cable de fondo para su reutilización y normalmente el motor y bomba se llevan a evaluación en talleres del fabricante para verificar su integridad o un estudio de causa de falla de haberse presentado en uno de estos dos equipos. Los costos de intervención para este tipo de trabajos pueden oscilar entre 300 KUSD y 1MMUSD.

Es importante resaltar que los costos normalmente más representativos en las fallas de los equipos se ven reflejados en las pérdidas de producción diferidas durante el tiempo de intervención de los mismos, con los costos actuales del petróleo por encima de los 100 USD/bl, un pozo de buen potencial puede representar pérdidas diarias de miles de dólares, de ahí la importancia de la confiabilidad de los equipos del sistema de BES.

6. CÁLCULO Y ELABORACION DE MATRIZ DE CRITICIDAD DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE BES

6.1. ANÁLISIS DE CRITICIDAD

Como se ha observado hasta este momento en el análisis, las pérdidas de producción asociadas a los equipos de BES provienen de causas variadas que pueden ser externas al sistema o causas intrínsecas a los equipos que lo integran.

Es claro también que como los recursos tanto técnicos de mano de obra y de monitoreo son limitados, hay que focalizar esfuerzos para realizar seguimiento al sistema concentrando los planes y estrategias de operación y mantenimiento hacia los activos que me generan mayores impactos sobre la producción por lo tanto se debe realizar una jerarquización de los equipos de tal manera que se optimicen los esfuerzos para hacer más efectiva la gestión de activos.

Haciendo un repaso, la criticidad es un indicador que es proporcional al riesgo y es el resultado de multiplicar la probabilidad o frecuencia de una falla por su consecuencia o impacto.

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia} \times \text{Impacto}$$

6.2. TABLA DE CRITICIDAD POR PUNTOS

Para la elaboración de la tabla se utilizó el análisis de criticidad por la metodología de los puntos, calculada por medio de la siguiente fórmula:

$$\text{CRITICIDAD} = \text{FF} \times [\text{COSTO REPARACION} + \text{IMP. AMBIENTAL} + \text{IMP. SALUD Y SEGURIDAD} + (\text{IMP. PRODUCCION} \times \text{TMPR})]$$

La ponderación de los puntos se realizó bajo el criterio del autor de esta monografía teniendo en cuenta dar una mayor valoración al impacto más significativo que es el impacto en la producción, seguido por el impacto en salud y seguridad , al medio ambiente y por último los costos de reparación, todos los impactos anteriores multiplicados por la frecuencia de falla anual de los equipos En la tabla 9 se observa los puntajes asignados a cada impacto y frecuencia de falla de acuerdo al valor considerado para la ponderación .

Tabla 9. Valoración análisis de criticidad equipos de superficie

CRITICIDAD = [D + E + F + (C x B)] x A CRITICIDAD = [COST REPAR + IMP AMBIENT + IMP SALUD + (IMP PRODUCCION x TMPR)] x FF			
A. FRECUENCIA DE FALLA (Todo tipo de falla)			
NUMERO INF	NUMERO SUP	PUNTAJE	
No más de 1 por año	0	1	10%
Entre 2 y 10 por año	2	10	50%
Entre 11 y 50 por año	11	50	90%
Más de 51 por año (> 1 semanal)	51		100%
B. IMPACTO SOBRE LA PRODUCCIÓN (Por el número de fallas al año)			
BBLS INF	BBLS SUP	PUNTAJE	
Menos de 500 bls	0	499	30%
Entre 500 y 999 bls	500	999	50%
Entre 1000 y 1899 bls	1000	1899	70%
Más de 1900 bls	1900		100%
C. TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR (TMPR)			
HORAS INF	HORAS SUP	PUNTAJE	
Menor a 3 horas	0	2,9	50%
Más de 3 y menos de 5 horas	3	4,9	60%
Entre 5 y 8 horas	5	8	70%
Mayores a 8 horas	8,1		78%
D. COSTOS DE REPARACIÓN ANUALES			
COSTO INF	COSTO SUP	PUNTAJE	
Menos de USD \$1000	USD -	USD 1.000	0,025%
Entre USD \$1000 y USD \$5000	USD 1.000	USD 5.000	0,150%
Entre USD \$5000 y USD \$10000	USD 5.000	USD 10.000	0,375%
Entre USD \$10000 y USD \$20000	USD 10.000	USD 20.000	0,75%
Entre USD \$20000 y USD \$40000	USD 20.000	USD 40.000	1,50%
Mayor de USD \$40000	USD 40.000		2%
E. IMPACTO AMBIENTAL			
			PUNTAJE
No origina ningún impacto ambiental			0%
Contaminación ambiental baja, el impacto se manifiesta en un espacio reducido dentro de la planta			3%
Contaminación ambiental moderada, no rebasa los límites de la planta			6%
Contaminación ambiental alta, incumplimiento de normas, quejas de la comunidad			10%
F. IMPACTO EN SALUD Y SEGURIDAD PERSONAL			
			PUNTAJE
No origina heridas ni lesiones			0%
Puede ocasionar lesiones o heridas leves no incapacitantes			3%
Puede ocasionar lesiones o heridas graves con incapacidad temporal entre 1 y 30 días			6%
Puede ocasionar lesiones con incapacidad superior a 30 días o incapacidad parcial permanente			10%

Fuente: El autor

Una vez calculada la fórmula de criticidad se ha obtenido un resultado en puntaje porcentual que al reunirlos en diferentes rangos arroja un semáforo de jerarquización de criticidad alta, media y baja de los equipos de los diferentes pozos de producción de acuerdo a su importancia relativa. En la tabla 10 se observa los resultados de esta jerarquización.

Se puede observar que existen 30 equipos de pozos de producción cuyo valor de criticidad es alto, que representan el 81.5 % de las pérdidas de producción. Estos pozos requerirán de estrategias de mantenimiento predictivo y de focalizar los recursos para un seguimiento intensivo que permita mejorar la confiabilidad de estos equipos. En las recomendaciones se plantearán sugerencias para la implementación de acciones encaminadas en este sentido.

Tabla 10. Jerarquización de equipos basado en análisis de criticidad por la metodología de los puntos.

RANGOS DE MEDICION DE CRITICIDAD								
ENTRE 0 Y 30 PUNTOS							RIESGO BAJO	
ENTRE 30 Y 60 PUNTOS							RIESGO MEDIO	
ENTRE 60 Y 100 PUNTOS							RIESGO ALTO	
ANÁLISIS CRITICIDAD								
Pozo	A. FRECUENCIA DE FALLA	B. MPACTO PRODUCCIÓN	C.TMPR	D. COSTOS DE REPARACIÓN	E. IMPACTO AMBIENTAL	F. IMPACTO SALUD Y QHSE	VALOR CRITICIDAD	CRITICIDAD
POZO 56	50%	30%	50%	0,15%	10%	10%	18	BAJO
POZO 54	90%	30%	60%	0,15%	10%	10%	34	MEDIO
POZO 53	90%	30%	60%	0,15%	10%	10%	34	MEDIO
POZO 52	50%	30%	50%	0,15%	10%	10%	18	BAJO
POZO 51	50%	30%	50%	0,15%	10%	10%	18	BAJO
POZO 50	90%	30%	70%	0,15%	10%	10%	37	MEDIO
POZO 49	50%	50%	50%	0,15%	10%	10%	23	BAJO
POZO 48	90%	50%	60%	0,15%	10%	10%	45	MEDIO
POZO 47	90%	50%	60%	0,15%	10%	10%	45	MEDIO
POZO 46	90%	50%	60%	0,15%	10%	10%	45	MEDIO
POZO 45	50%	50%	50%	0,15%	10%	10%	23	BAJO
POZO 44	90%	70%	50%	0,15%	10%	10%	50	MEDIO
POZO 43	50%	70%	60%	0,15%	10%	10%	31	MEDIO
POZO 42	90%	70%	50%	0,15%	10%	10%	50	MEDIO
POZO 41	90%	70%	50%	0,15%	10%	10%	50	MEDIO
POZO 40	90%	70%	60%	0,15%	10%	10%	56	MEDIO
POZO 39	100%	70%	50%	0,15%	10%	10%	55	MEDIO
POZO 38	90%	70%	60%	0,15%	10%	10%	56	MEDIO
POZO 37	90%	70%	50%	0,15%	10%	10%	50	MEDIO
POZO 36	90%	70%	60%	0,15%	10%	10%	56	MEDIO
POZO 35	90%	70%	78%	0,15%	10%	10%	67	ALTO
POZO 34	90%	70%	60%	0,15%	10%	10%	56	MEDIO
POZO 33	90%	70%	50%	0,15%	10%	10%	50	MEDIO
POZO 32	90%	70%	50%	0,15%	10%	10%	50	MEDIO
POZO 31	90%	70%	60%	0,15%	10%	10%	56	MEDIO
POZO 30	90%	70%	70%	0,15%	10%	10%	62	ALTO
POZO 29	90%	100%	70%	0,15%	10%	10%	81	ALTO
POZO 28	50%	100%	50%	0,15%	10%	10%	35	MEDIO
POZO 27	90%	100%	50%	0,15%	10%	10%	63	ALTO
POZO 26	100%	100%	50%	0,15%	10%	10%	70	ALTO
POZO 25	90%	100%	70%	0,15%	10%	10%	81	ALTO
POZO 24	90%	100%	50%	0,15%	10%	10%	63	ALTO
POZO 23	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 22	90%	100%	50%	0,15%	10%	10%	63	ALTO
POZO 21	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 20	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 19	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 18	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 17	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 16	90%	100%	50%	0,15%	10%	10%	63	ALTO
POZO 15	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 14	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 13	90%	100%	50%	0,15%	10%	10%	63	ALTO
POZO 12	90%	100%	50%	0,15%	10%	10%	63	ALTO
POZO 11	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 10	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 9	100%	100%	70%	0,15%	10%	10%	90	ALTO
POZO 8	90%	100%	50%	0,15%	10%	10%	63	ALTO
POZO 7	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 6	100%	100%	60%	0,15%	10%	10%	80	ALTO
POZO 5	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 4	90%	100%	50%	0,15%	10%	10%	63	ALTO
POZO 3	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 2	90%	100%	60%	0,15%	10%	10%	72	ALTO
POZO 1	90%	100%	70%	0,15%	10%	10%	81	ALTO

Fuente: El autor

7. CONCLUSIONES

- Se observó que las pérdidas de producción de los sistemas de BES están afectadas tanto por factores externos al sistema como por factores de falla de los elementos que lo componen, es así como se determinó mediante el análisis de Pareto que las 8 causas que nos ocasionaron el 80% de las pérdidas de producción del sistema de BES, fueron atribuibles a la ejecución de WO y al tiempo de espera para la ejecución de los trabajos de reparación del equipo de fondo con un valor del 43% de las pérdidas, las restricciones por recibo de crudo por alto almacenamiento y las reparaciones de tuberías de líneas de flujo o de inyección de agua por corrosión con un valor de 9 y 8 % respectivamente, de otro lado la baja inyectividad de los pozos de inyección de aguas residuales 7%, la cancelación de permisos de vertimiento de aguas residuales 4% y los programas de registros para evaluación de pozos 3 % completaron el 80 % del total de las pérdidas de producción.
- El análisis de Pareto también permitió identificar 29 pozos como los causantes del 80 % de las pérdidas de producción, de igual manera se identificó la falla del equipo de fondo (conector de superficie, cable, motor y bomba) como los componentes del sistema de BES que más ocasionó pérdidas de producción.
- Mediante el cálculo del indicador Tiempo Medio entre Fallas (TMEF) se identificaron a las líneas de transmisión eléctrica y a los sistemas de generación eléctrica como los dos componentes de los equipos de

superficie que más recurrencia de falla tuvieron y que más aportaron a las pérdidas de producción.

- El resultado del cálculo del indicador Tiempo Medio para Restaurar (TMPR) permitió ver que aun cuando su valor sea bajo refleja su mayor impacto en las pérdidas de producción en los pozos de mayor potencial.
- El indicador de no disponibilidad permitió cuantificar en días por año los pozos con mayor potencial de producción que fueron afectados por no tener los equipos disponibles para la operación.
- El uso de indicadores de gestión de equipos permite identificar aquellos equipos “malos actores” que son susceptibles de análisis de causas de falla y programas de seguimiento predictivo y preventivo que con la mejora de su desempeño reflejen el mejor resultado del cálculo de los indicadores a futuro y por ende el mejor resultado en la producción de los pozos.
- Mediante el cálculo de tiempo de vida útil (*run life*) de los equipos de fondo del sistema de BES se identificaron fallas prematuras por mala calidad en la instalación de cables, conectores, presencia de arena y mala calidad de materiales de tubería y componentes del motor de fondo.
- Los costos de intervención en WO para reparación de los equipos de fondo tienen un gran impacto en las finanzas de la empresa así como los costos asociados a las pérdidas de producción diferidas por lo tanto se requiere de

análisis de causa raíz de los equipos con bajo tiempo de vida útil (*runlife*) para evitar su recurrencia.

- El cálculo de la criticidad permitió jerarquizar los equipos para generar un direccionamiento de los planes de mantenimiento encaminados a mejorar la confiabilidad de los equipos más críticos.

8. RECOMENDACIONES

- Implementar un programa de seguimiento de desempeño de los equipos de fondo y de acuerdo a parámetros como baja eficiencia de equipos, alto *run lifey* difícil acceso en invierno, tomar decisiones de cambios programados o instalar torres estáticas en los sitios de difícil acceso que permitan realizar los cambios de manera ágil y de esta manera disminuir los tiempos de espera e intervención en la ejecución de los *workovers*.
- Realizar seguimiento de integridad de tuberías mediante al análisis a los pozos con fluidos de alta tendencia corrosiva y programas de inspección interna y externa de tuberías que permitan realizar cambios programados que eviten altas pérdidas de producción por intervenciones correctivas.
- Programar trabajos de estimulación o reacondicionamiento de pozos inyectoros para disposición de aguas residuales que indirectamente afectan el desempeño del sistema de BES.
- Auditar la idoneidad de los técnicos de las empresas contratistas en los procedimientos para ejecutar los trabajos de instalación de conectores, empalmes de cable y en general el equipo de fondo, así como solicitar la garantía y correctivos implementados de los componentes que fallaron por mala calidad con el fin de evitar los bajos *run life* de los equipos que generan intervenciones de trabajos de *workover* prematuros.

- Contar con telemetría en estos pozos que permita realizar seguimientos diarios a los parámetros operativos de estos pozos por personal calificado, así como el envío de alarmas al personal técnico cuando se presente apagado del equipo o se excedan parámetros importantes por encima de los valores permitidos.
- Fortalecer los stocks de repuestos en número y en referencias en las estaciones de producción tanto de los equipos de generación, como redes de media tensión y de los variadores para reducir los tiempos de intervención de los equipos. Estandarizar en la medida de lo posible los variadores para simplificar y optimizar el stock de repuestos.
- Capacitar al personal electricista para que intervenga los variadores de estos equipos y mantener al personal técnico especializado en los sitios con los pozos de mayor criticidad esto debido a la dispersión geográfica en donde se tienen los equipos.
- Realizar estudios de causa raíz (RCA) y de modo de fallos y efectos (FMEA) a las fallas presentadas en estos equipos con el fin de identificar los elementos o las causas que ocasionan las fallas para tomar planes de acción preventivas y proactivas con el fin de evitar la ocurrencia de nuevas fallas.
- Realizar mantenimientos predictivos más frecuentes en los pozos de mayor criticidad, mediante el seguimiento de parámetros eléctricos, presión, temperatura y vibración de los componentes del sistema BES, aumentar las rutinas de termografía para detectar puntos calientes en los circuitos

eléctricos que permitan su intervención mediante mantenimientos programados.

- Realizar estudios de calidad de energía en los sistemas de generación eléctrica que permitan tener una buena calidad y continuidad en el suministro de energía eléctrica a los pozos.
- Realizar rutinas de revisión a las redes de media tensión para verificar posibles factores bien sean de diseño, mejoramiento de la topología de las redes o posibles factores externos (vegetación o fauna) que puedan ocasionar la salida de los circuitos.
- Revisar que los equipos de estos pozos tengan una buena mantenibilidad, bien sea por conocimiento de los técnicos como por la facilidad de reparación de los mismos.
- Verificar que los equipos críticos tengan respaldo adecuado en los sistemas de generación eléctrica.
- Implementar una unidad móvil equipada con un variador que permita el intercambio rápido de este equipo para cuando las fallas se prolonguen en el tiempo.

BIBLIOGRAFIA

- CASTELLANO ALMAO WILFREDO JUNIOR. Modelo de optimización del mantenimiento en estaciones de flujo mediante los análisis de criticidad, modos y efectos de falla, Maracaibo, 2009, 175 p., trabajo de grado para optar al título de Magister en Ingeniería Mecánica, Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería. División de Postgrado.
- DURAN JOSE. Análisis de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad en Motogeneradores 3512, 2012, disponible en web:http://www.aciem.org/home/index2.php?option=com_flashmagazinedeluxe&Itemid=0&task=show_magazine&mag_id=218.
- HUERTA MENDOZA ROSENDO. El Análisis de Criticidad, una Metodología para mejorar la Confiabilidad Operacional, 2010, disponible en web:<http://confiabilidad.net/articulos/el-analisis-de-criticidad-una-metodologia-para-mejorar-la-confiabilidad-ope/>.
- KELLY A Y HARRIS M.J. Gestión del Mantenimiento Industrial, Fundación Repsol Publicaciones. Madrid, 1997,218 p.
- MORA GUTIERREZ ALBERTO, Mantenimiento, Planeación, Ejecución y Control, Editorial Alfaomega, Bogotá, 2009,506 p.
- PALACIO PALACIO LUIS HERNANDO. El cálculo de la Confiabilidad, 2010, disponible en web:<http://confiabilidad.net/articulos/el-calculo-de-la-confiabilidad/>.
- SANTAMARIA DE LA CRUZ ALECK, Proyecto de confiabilidad, 2003, Disponible en web:
<http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/12proy.pdf>.
- SILVA PEDRO ELISEO, Planeación y Programación en Mantenimiento, diplomado en Gestión y Control deMantenimiento, ACIEM, Bogotá, 2006.
- TAVARES LOURIVAL AUGUSTO, Indicadores de Mantenimiento, presentación seminario taller,ACIEM, Bogotá, Agosto, 2006.