

**“IMPLEMENTACION DE NOMENCLATURA ESTÁNDAR
PARA CLASIFICACION DE FALLAS EN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
(BES) PARA LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA (SOH)”**

**FAIBER PERDOMO CASTILLO
ANDRES ALBERTO CARVAJAL ORTIZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2012**

**“IMPLEMENTACION DE NOMENCLATURA ESTÁNDAR
PARA CLASIFICACION DE FALLAS EN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
(BES) PARA LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA (SOH)”**

**FAIBER PERDOMO CASTILLO
ANDRES ALBERTO CARVAJAL ORTIZ**

Trabajo de grado presentado como requisito académico
para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director:

JESUS ALBERTO ARCHILA CASTRO
Ingeniero de Petróleos profesional de producción

Codirector del proyecto:

GUIBER OLAYA MARÍN
Profesor Titular Programa de Ingeniería de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2012**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado
ERVIN ARANDA ARANDA.

Firma del jurado
LUIS FERNANDO RAMON BONILLA.

Neiva, Septiembre de 2012

DEDICATORIA

A DIOS todo poderoso que siempre me apoyó y me dio fuerzas para realizar este proyecto de grado. A mis padres TERESA CASTILLO SANTOS y HUMBERTO PERDOMO RAMIREZ por su apoyo y paciencia incondicional durante todo el transcurso de mi carrera, a mi novia LILIANA MEDINA PARDO que siempre me apoyó y cuidaba de mí. A mi amigo MAIVER RAMIRO DIAZ SUAREZ que siempre me colaboro cuando más lo necesitaba, les agradezco por este primer triunfo que me ayudaron a conseguir con el cual se empieza una nueva etapa de la vida.

FAIBER PERDOMO CASTILLO

A Dios todo poderoso por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy. A mis padres, porque creyeron en mí y me sacaron adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, A mis hermanos, tíos, primos y amigos, Gracias por haberme fomentado en mí el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida. Mil palabras no bastarían para agradecerles su apoyo, su comprensión y sus consejos en los momentos difíciles.

ANDRES ALBERTO CARVAJAL ORTIZ

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

ECOPETROL – GERENCIA REGIONAL SUR. Superintendencia de operaciones Huila - Tolima. Área Huila, por su apoyo logístico.

JESUS ALBERTO ARCHILA CASTRO. Ingeniero de Petróleos profesional de producción. Superintendencia de operaciones Huila - Tolima. Director del Proyecto. Por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

GUIBER OLAYA MARÍN. Ingeniero de Petróleos, Profesor titular programa de ingeniería de Petróleos. Universidad Surcolombiana. Codirector del Proyecto.

ERVIN ARANDA ARANDA. Ingeniero de Petróleos. Profesor titular programa de ingeniería de Petróleos. Jurado del proyecto.

LUIS FERNANDO RAMON BONILLA CAMACHO. Ingeniero de Petróleos. Decano de la facultad de Ingeniería. Jurado del proyecto.

Todas las personas que de una u otra manera colaboraron en el desarrollo del presente proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
1 INTRODUCCIÓN	
1 GENERALIDADES.....	18
1.1 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA - TOLIMA.....	18
2 ASPECTOS TEORICOS	19
2.1 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES).....	19
2.1.1 Los equipos de fondo	19
2.1.2 Bomba centrífuga	20
2.1.3 Separador de gas	22
2.1.4 Sección sellante	22
2.1.5 Motor eléctrico sumergible	23
2.1.6 Sensor de presión y temperatura de fondo	24
2.1.7 Cable de potencia para el sistema BES	24
2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE BES	25
2.2.1 Cabezal del pozo	25
2.2.2 Caja de venteo	25

2.2.3 Transformador	25
2.2.4 Variador de frecuencia (VDF)	25
2.2.5 Tablero de control	26
2.2.6 Accesorios	26
2.2.6.1 Válvula de contra presión	26
2.2.6.2 Válvula de drene.....	26
3 ANTECEDENTES DE LA METODOLOGIA ESP RIFTS	27
3.1.1 ISO 14224.....	27
3.1.1.1 Pautas generales	28
3.1.2 Estructuración de jerarquías ISO 14224.....	28
3.1.2.1 Componente de detalle	28
3.1.2.2 Clases de equipos.....	28
3.1.2.3 Sistemas.....	29
3.1.2.4 Subsistemas	29
3.1.2.5 Componente mantenible – componente de detalle	29
3.1.3 Clasificación de las fallas.....	29
3.1.3.1 Modo de falla.....	29
3.1.3.2 Tareas preventivas – métodos de detección.....	29
3.1.4 RCM	30
3.1.5 FMEA	31

4 ESP RIFTS (SISTEMA DE SEGUIMIENTO DE CONFIABILIDAD DE LA INFORMACIÓN Y FALLAS EN BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES).....	34
4.1 ESTADO Y ENFOQUE	34
4.1.2 Beneficios de la participación.....	35
4.1.3 Datos en el sistema.....	36
4.1.4 Descripción del sistema.....	36
4.1.5 Estado de la metodología a la fecha	36
4.1.6 Ventajas de la metodología	37
4.2 EXPERIENCIAS DE OTRAS EMPRESAS INTERNACIONALES	37
4.2.1 TNK-BP.....	37
4.3 EXPLICACION DE LA METODOLOGIA.....	37
4.3.1 Determinando cuando ocurre una falla.....	37
4.3.2 La falla del sistema BES.....	38
4.3.3 Condición de los componentes y partes BES	38
4.3.4 Pasos típicos para aplicar la norma de la nomenclatura estandar.....	43
4.4 ESTRUCTURA DE DATOS DE FALLA.....	48
4.4.1 Razon para la extracción.....	48
4.4.2 Los componentes fallados.....	50
4.4.2.1 Componente primario fallado.....	52
4.4.3 Descriptores de falla.....	52

4.4.4 Las causas de falla.....	54
4.4.5 Reporte de fallas en bombas electrosumergibles.....	55
5 DESCRIPCIÓN, RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LA BASE DE DATOS DESDE EL 2007-2011	58
5.1 PROCESADOR DE DATOS NUMERICOS EXCEL	58
5.2 CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS DESDE EL 2007-2011.....	58
5.2.1 Nomenclatura estándar ESP RIFTS programada en listas desplegables en Excel	61
5.2.1.1 Posible componente fallado	63
5.2.1.2 Posible descriptor de la falla	64
5.2.1.3 Posible causa de la falla	64
5.3 Calculo de indicadores de seguimiento (Run life, índice de falla y servicios, MTBF,)	66
5.3.1 Tiempo de vida útil (Run life).....	66
5.3.2 Índice de falla directa	66
5.3.3 Índice de falla indirecta	66
5.3.4 Índice de green pulling	67
5.3.5 Índices de falla directa, indirecta y green pulling para el año 2008.....	66
5.3.6 Índices de falla directa, indirecta y green pulling para el año 2009.....	68
5.3.7 Índices de falla directa, indirecta y green pulling para el año 2010.....	68

5.4 Tiempo Medio Antes de la Falla o MTBF (Mean Time Between Failures) como medida del tiempo esperado de operación de los sistemas de levantamiento artificial 69

 5.4.1 Cálculo de MTBF por medio de análisis de supervivencia 69

5.5 Tablas y graficas dinámicas de las fallas obtenidas de la base de datos de la superintendencia de operaciones Huila 74

6 CONCLUSIONES.....86

7 RECOMENDACIONES.....87

8 BIBLIOGRAFIA.....89

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Tareas preventivas – métodos de detección.....	30
Tabla 2: Posible razón de extracción.....	49
Tabla 3: Posibles componentes fallados.....	51
Tabla 4: Posible descriptor de falla.....	53
Tabla 5: Posibles causas de fallas.....	54
Tabla 6: Formato de un reporte.....	56
Tabla 7. Razón para la extracción: General; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	74
Tabla 8. Razón para la extracción: Especifica; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	75
Tabla 9. Componente primario fallado; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	76
Tabla 10. Subcomponente; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	79
Tabla 11. Categoría primaria de falla; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	80
Tabla 12. Descriptor primario de falla; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	81
Tabla 13. Causa de falla :General; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	83

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Instalación típica de un sistema de bombeo electro-sumergible (BES).....	20
Figura 2: Bomba centrífuga multietapa y sus partes	21
Figura 3: Etapas de bombas centrífugas para diferentes tipos de flujo	21
Figura 4: Separador de gas	22
Figura 5: Sección sellante.....	23
Figura 6: Conjunto estator y rotores.....	23
Figura 7: Cable de potencia trifásico.....	24
Figura 8: Impacto de la vida útil de las BES en los costos de intervención para un campo costa-afuera	33
Figura 9: Sistema de base de datos funcional	35
Figura 10: Distribución mundial de datos en el ESP-Rifts.....	35
Figura 11: Límite de sistema para ESP-Rifts	39
Figura 12: Jerarquía de equipos	40
Figura 13: Diagrama de bloque funcional	41
Figura 14: Pasos en la aplicación de la nomenclatura de falla del sistema: Diagrama de flujo.....	45
Figura 15: Pasos en la aplicación de nomenclatura de fallas: Diagrama de flujo de componentes.....	47

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Grafica 1. Índices de falla directa, indirecta y green pulling	69
Gráfica 2. Tiempo medio entre fallas o MTBF	73
Gráfica 3. Razón para la extracción: General; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	74
Gráfica 4. Razón para la extracción: Especifica; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	75
Gráfica 5. Componente primario fallado; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	77
Gráfica 6. Subcomponente; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	78
Gráfica 7. Categoría primaria de falla; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	79
Gráfica 8. Descriptor primario de falla; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	81
Gráfica 9. Causa de falla :General; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	82
Gráfica 10. Causa de falla : Especifica; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas	84

ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Reportes de desensamble del equipo bes según la API 11S1.....	91
ANEXO B. Materiales resistentes a la abrasión en equipos bes.....	104
ANEXO C. Procedimiento para la inspección y pruebas de cables.....	105
ANEXO D. Ejemplo de un reporte de falla hecho a un equipo de BES	108
ANEXO E. Nuevas tecnologías en BES.....	114

GLOSARIO

TNK-BP: Compañía de integración petrolera Rusa.

FMEA: Failure Mode and Effects Analysis.

OREDA: Datos de confiabilidad costa afuera (Offshore Reliability Data).

RCM: Mantenimiento centrado en la confiabilidad (Reliability Centered Maintenance).

SOH: Superintendencia de operaciones del Huila.

BES: Bomba electrosumergible.

SENSORES DH: Son sensores de efecto, los cuales detectan la rotación de los engranajes del medidor del fluido y emite una señal de frecuencia proporcional al caudal.

EFFECTO HALL: Cuando por un material conductor o semiconductor, circula una corriente eléctrica, y estando este mismo material en el seno de un campo magnético, se comprueba que aparece una fuerza magnética en los portadores de carga que los reagrupa dentro del material, esto es, los portadores de carga se desvían y agrupan a un lado del material conductor o semiconductor, apareciendo así un campo eléctrico perpendicular al campo magnético y al propio campo eléctrico generado.

CONFIABILIDAD: Probabilidad para que un componente desarrolle una función requerida, bajo unas condiciones y tiempos establecidos.

ESP SYSTEM: Elementos de fondo que componen una unidad BES.

COMPONENTE PRINCIPAL FALLADO: Responsable de iniciar una falla en un sistema BES.

FUNCIÓN REQUERIDA: Desempeño de un componente que es considerado esencial para dar un servicio.

RESUMEN

En este trabajo presentado como modalidad de grado se determina la aplicación de estandarización de las causas de las fallas con el propósito de que el equipo de levantamiento utilizado (en este caso BES) presente una mayor vida útil promedio por pozos operados, además esta información son importantes para realizar indicadores (MTBF, Run life, Índice de falla y servicios), realizados en la superintendencia de operaciones Huila-Tolima. Los indicadores de seguimiento y aplicación se evaluaron de acuerdo a la ESP RIFTS (SISTEMA DE SEGUIMIENTO DE CONFIABILIDAD DE LA INFORMACIÓN Y FALLAS EN BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES).

El programa Macro en Excel es una herramienta que le permite a la empresa llevar dicho registro de una forma más ordenada, que sea de rápido acceso, logrando en el menor tiempo posible que un operador de equipos BES esté en capacidad de comprender y dar una solución acertada cuando se presente inconvenientes por una falla inesperada.

Este proyecto se desarrolla obedeciendo a la necesidad de contar con una base de datos actualizada sobre nomenclatura estándar de clasificación de fallas en bombeo electrosumergible de todos los pozos que operan de la SOH, en la base de datos se pueden clasificar las fallas de acuerdo a los siguientes ítems: Posible razón para la extracción del equipo, Posible componente fallado, Posible Descriptor de la falla, Posible Causa de la falla ; además las observaciones y recomendaciones de los problemas más frecuentes ocurridos en los equipos BES.

El documento que se presenta a continuación contiene generalidades de la SOH, una breve descripción del equipo BES y sus partes; antecedentes de la ESP RIFTS, la base de datos del levantamiento histórico (2007-2011) con la aplicación de la norma estandarizada (ESP RIFTS) diseñada en el programa Macro de Excel y los resultados obtenidos.

ABSTRACT

In this modality work presented as the application is determined degree of standardization of the causes of failures in order that the lifting equipment used (in this case BES) present a higher average life wells operated, and this information is important for indicators (MTBF, Run-life, failure rate and service), conducted operations in the superintendence of Huila, Tolima. Monitoring indicators and implementation were evaluated according to the ESP RIFTS (TRACKING SYSTEM RELIABILITY OF INFORMATION AND FAILURE electric submersible pumps).

The program Macro in Excel is a tool that allows the company to keep the register of a more orderly, that is quickly accessible, making in the shortest time possible for a BES equipment operator is able to understand and give a solution successful when this inconvenience by an unexpected failure.

This project is obeying the need for a database update on standard nomenclature for classifying failures electrosumergible pumping from all wells operating in the SOH, the database can classify faults according to following items: Possible reason for removal of the equipment, component failed Possible descriptor of failure, possible cause of the fault, plus the observations and recommendations of the most common problems occurring in BES teams.

The document presented below provides an overview of the SOH, a brief description of BES equipment and parts thereof; history of ESP RIFTS, based on historical survey data (2007-2011) with the implementation of standardized norm (ESP RIFTS) designed in the macro program Excel and the results obtained.

INTRODUCCION

Cuando se realiza un servicio en un pozo y se retira el equipo la BES se puede determinar de forma general la causa de la intervención y el componente afectado, pero con la información detallada del pozo y análisis de desensamble del equipo en taller podemos realizar una mejor identificación de la causa raíz de la falla e identificar acciones de mejora del sistema BES.

Hace tiempo que los operadores se dieron cuenta que, en los campos donde los pozos producen con BES, la existencia de un sistema de seguimiento de fallas es clave en la obtención de promedios de tiempo de servicio mayores. Con un sistema de control, los problemas de diseño, de especificación, fabricación e instalación de los equipos y de la operación diaria, pueden ser identificados y corregidos, contribuyendo con ello a incrementar su vida útil, bajar los costos de operación y por ende aumentar las utilidades.

La empresa ECOPETROL S.A empezará a implementar una estandarización de fallas, que le permitirá llevar un control adecuado de las causas de falla, así como también la respectiva práctica operacional, permitiéndole mitigar el efecto de estos problemas en los pozos que operan con BES en la SOH.

El estudio de esta estandarización de fallas es muy importante porque se aplicará a nivel mundial, permitiéndole en un futuro a ECOPETROL correlacionar información de otras empresas de nivel internacional ayudándole a prevenir fallas en sus equipos, además se llevará un registro muy detallado del tipo de falla en cada pozo y su respectiva recomendación para la solución de la misma. La finalidad de este proyecto es generar un programa macro en Excel que le permita a la empresa llevar dicho registro de una forma más ordenada y de rápido acceso, también se realizará el levantamiento histórico de información y los indicadores de seguimiento.

1 GENERALIDADES

1.1 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA – TOLIMA

La Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima, área Huila se encuentra a 17 Km de la ciudad de Neiva en la vía a Bogotá, con una meta de producción para este año (2012) de Ecopetrol en el Huila de 26.000 barriles diarios de crudo. La Superintendencia forma parte de la Vicepresidencia de Producción, una de las áreas estratégicas de Ecopetrol S.A, que integra el proceso de explotación de hidrocarburos, garantizando la disponibilidad de las materias primas para las Refinerías, oleoducto, gasoducto nacional y el crudo para exportación.

La Superintendencia fue creada 25/08/2003 bajo el decreto 2394, por el cual se modifica la estructura de Ecopetrol S.A y se estructuran las funciones de sus dependencias. La Superintendencia mantiene operaciones directas y de contratos de producción incremental (CPI) de explotación en las áreas de Huila y Tolima con una producción el año pasado (2011) de 23.500 barriles diarios de crudo, 330 barriles de GLP por día, y un promedio de venta de gas de un millón de pies cúbicos, comportamiento favorable para la compañía. En este año entre un siete y ocho por ciento viene declinando la producción de los pozos petroleros en el Huila. Razón por la cual la compañía viene diseñando una serie de planes de exploración y perforación para mantener la producción petrolera local.

En el año 2011 se perforaron tres pozos y este año (2012) se está arrancando formalmente la producción en el área Dina y Loma Larga, que están en inmediaciones de Villavieja, y la idea es seguir con la campaña de perforación para lograr la meta de producción de crudo para este año. Cuenta con un certificado en Gestión de Calidad, Ambiental, Salud Ocupacional y Seguridad Industrial, están certificados bajo las normas NTC-ISO 9001:2000, NTC-ISO 14001:2004 y OHSAS 18001:1999 para la SOH; en diciembre de 2007 se obtuvo la certificación por parte del ICONTEC en todas las normas para la Gerencia Regional Sur, de ECOPETROL S.A ¹.

¹ MONTOYA FALLA, Alejandra. *Producción petrolera en el Huila decrece 7%: Ecopetrol. Disponible en internet.URL: <http://www.lanacion.com.co/2012/02/23/produccion-petrolera-en-el-huila-decrece-7-ecopetrol/>*

2 ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El sistema de BES es un sistema de levantamiento artificial comúnmente usado para la producción de crudos pesados y extrapesados, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar grandes cantidades de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

Este método de levantamiento artificial consiste en una bomba centrífuga multietapa con un motor eléctrico de fondo acoplado, la cual es capaz de levantar fluido desde el fondo del yacimiento hacia la superficie, mediante la rotación centrífuga de los impulsores de la bomba, lo que permite que el fluido ascienda a través de las etapas de la bomba centrífuga y llegue a la superficie con suficiente energía.

2.1.1 Los equipos de fondo

Los equipos de fondo son aquéllos que se encuentran localizados en la cavidad del pozo, consisten básicamente de una bomba centrífuga multietapa, cuyo eje está conectado a un motor eléctrico sumergible a través de una sección sellante, el cable se sujeta a la tubería mediante bandas metálicas flexibles o sunchos. La entrada del fluido a la bomba se efectúa a través del separador de gas, dispuesto en la parte inferior de la bomba.

En su posición de funcionamiento, los equipos de fondo de pozo están suspendidos de la tubería de producción y sumergidos en los fluidos del pozo.

Figura 1 Instalación típica de un sistema de bombeo electro-sumergible (BES).

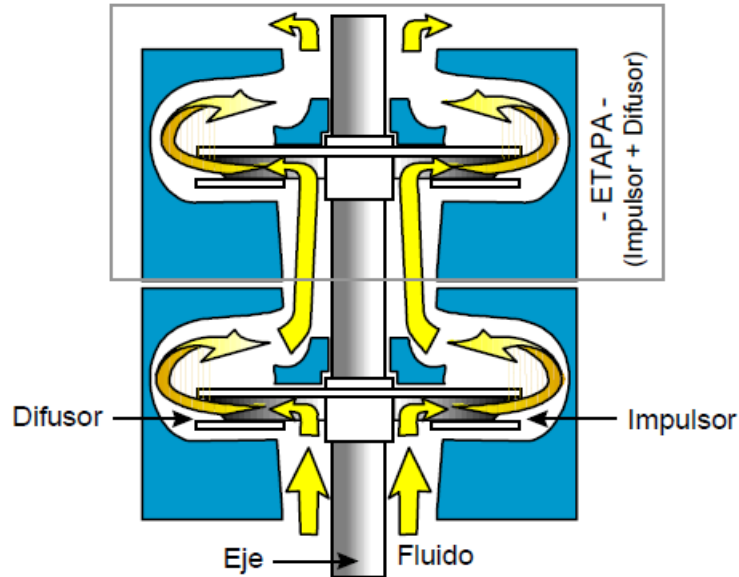


Fuente: DONG, Liu. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo de Grado. Sartenejas. Universidad Simón Bolívar. Ingeniería Geofísica, 2007. p. 48

2.1.2 Bomba centrífuga. Las BES son bombas centrífugas multietapas donde cada etapa consta de un impulsor rotativo y un difusor estático. Existen en realidad dos componentes del movimiento, uno es en dirección radial hacia afuera causada por la fuerza centrífuga y el otro movimiento es en dirección tangencial al diámetro

externo del impulsor. El resultado de estos dos componentes da la dirección real del flujo (ver figura 2).

Figura 2 Bomba centrífuga multietapas y sus partes.



Fuente: Baker Hughes Centrilift -Manual de servicio de Campo, 2002. p. 47

El diseño de las BES cae dentro de dos categorías generales, la primera tiene que ver con las bombas de flujo pequeño con un diseño de flujo radial mostrado en la (figura 3a); pero cuando las bombas alcanzan flujos de diseño, entre aproximadamente 1,900 BPD y 3,500 BPD, el diseño cambia a un flujo mixto mostrado en la (figura 3b) donde el impulsor le imparte una dirección al fluido que contiene una componente axial considerable, a la vez que mantiene una dirección radial².

Figura 3 Etapas de bombas centrífugas para diferentes tipos de flujo.

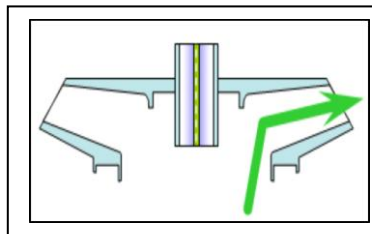


Figura 3 a. Flujo radial

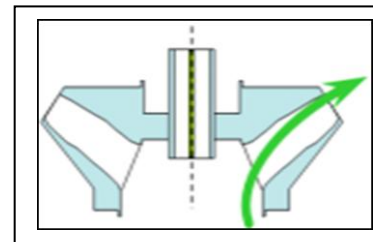


Figura 3 b. Flujo mixto

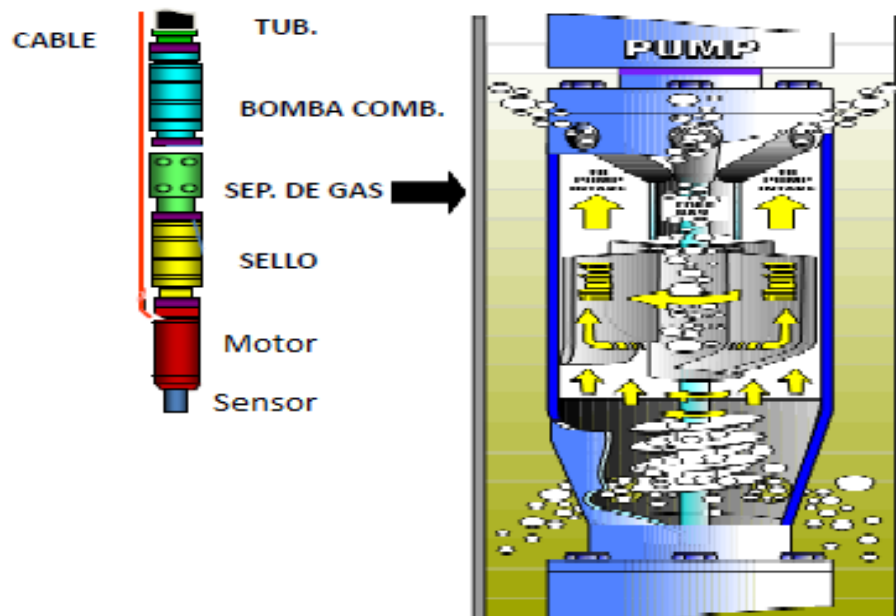
² DONG, Liu. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo de Grado. Sartenejas. Universidad Simón Bolívar. Ingeniería Geofísica, 2007. p. 42

Fuente: Bombeo Electrosumergible. Disponible en internet.URL:

<http://www.monografias.com/trabajos63/bombeo-electrosumergible/bombeo-electrosumergible2.shtml>

2.1.3 Separador de gas. El separador de gas es un componente opcional que normalmente se coloca entre la bamba y el protector, es usado como succionador o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga, evita la cavitación a altos caudales y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producido por la severa interferencia de gas. (Ver figura 4).³

Figura 4 Separador de gas en la BES.



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Diseño, Selección y Optimización Del Sistema De Bombeo Electrosumergible (ESP). OilProduction Consulting and Training. 2011. p.100

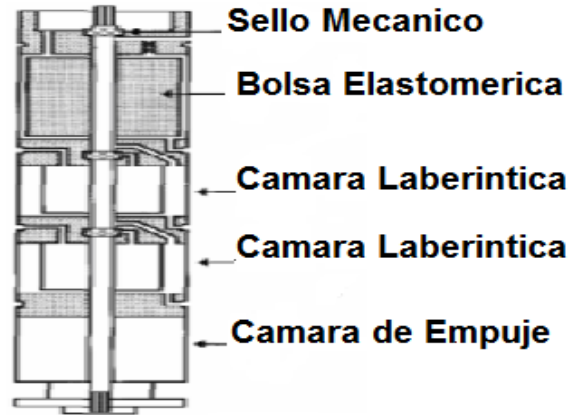
2.1.4 Sección sellante. Se encuentra entre el motor y la bomba o el separador de gas y realiza las siguientes funciones vitales (Ver figura 2.5):

- ◆ Permite la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor.
- ◆ Iguala la presión en la cavidad del pozo con el fluido dieléctrico del motor.
- ◆ Aísla el fluido del pozo del fluido dieléctrico limpio del motor.
- ◆ Absorbe el empuje axial descendente de la bomba⁴.

³ HIRSCHFELDT, Marcelo. Diseño, Selección y Optimización Del Sistema De Bombeo Electrosumergible (ESP). OilProduction Consulting and Training. 2011. p.100

⁴ RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y TroubleShooting. Taller Internacional. Venezuela. ESP OilConsultants. 2004. p.23

Figura 5 Sección sellante.

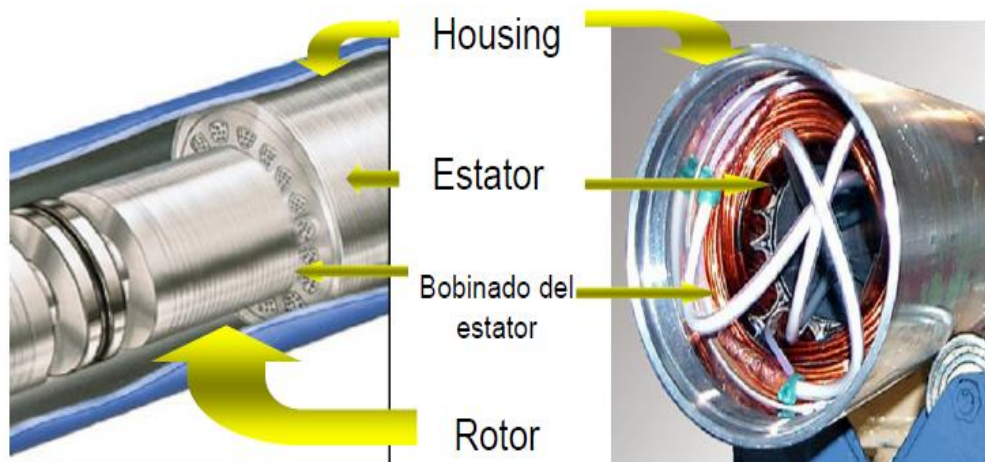


Fuente: RAMÍREZ, Marto. *Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y TroubleShooting*. Taller Internacional. Venezuela. ESP OilConsultants. 2004. p. 26

2.1.5 Motor eléctrico sumergible. Provee la energía que necesita la bomba para rotar y acelerar los fluidos que están siendo bombeados hacia la superficie, consta básicamente de un estator bobinado de inducción bipolar trifásica y rotor jaula de ardilla, que gira a una velocidad sincrónica.

El motor electrosumergible se encuentra constituido por pequeños estatores que se encuentran internamente acoplados de forma mecánica, a continuación en la (figura 6) se puede observar un segmento en corte del motor de las BES.

Figura 6 Conjunto estator y rotor.



Las partes del motor de la BES son:

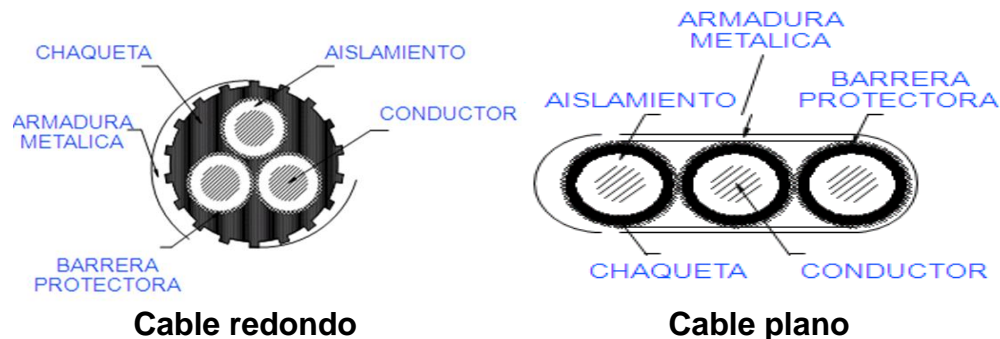
- Carcasa ó Housing.
- Estator bobinado.
- Rotor.
- Cojinete.
- Sistema de encapsulado epóxico⁵.

2.1.6 Sensor de presión y temperatura de fondo. El sensor de fondo, se encuentra instalado en la base del motor electrosumergible, se encarga de monitorear la temperatura del motor y la presión de entrada a la bomba electrosumergible y dicha información es transmitida a través del cable eléctrico de potencia hacia la superficie. El sensor de fondo, está constituido de: un paquete sensor, paquete inductor y paquete indicador⁶.

2.1.7 Cable de potencia para el sistema BES:

- ◆ El cable de potencia es usado para transmitir al motor la energía eléctrica desde la superficie.
- ◆ El cable de potencia consiste de tres conductores de cobre que se extienden desde el tope del cable plano del motor hasta el cabezal del pozo.
- ◆ El tamaño del cable se basa en el amperaje y la caída de voltaje. La temperatura de fondo es crítica para la selección del cable.
- ◆ El cable eléctrico ha sido mejorado a través de los años para ser usado en aplicaciones específicas de pozos petroleros (ver figura 2.7)⁷.

Figura 7 Cable de potencia trifásico.



⁵ MUHAMMAD RASHID, *Electrónica de Potencia Circuitos, dispositivos y Aplicaciones*. p. 542

⁶ Descripción técnica del equipo de bombeo electrosumergible. p. 27

⁷ SCHLUMBERGER, *Bombas Electro-Sumergibles Aplicaciones Convencionales*. p.19

2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE BES

Los equipos de superficie son los que se encuentran localizados ya sea en tierra o en una plataforma marítima. Incluyen cabezal de pozo, caja de venteo, transformador de corriente, variador de frecuencia, tablero de control y otros accesorios.

2.2.1 Cabezal del pozo. Cierra mecánicamente el pozo en la superficie, soporta el peso del equipo BES instalado en fondo, además mantiene un control sobre el espacio entre el casing y la tubería de producción del pozo.⁸

2.2.2 Caja de venteo. Se localiza entre el cabezal del pozo y el transformador por razones de seguridad. El gas puede viajar a través del espacio que queda entre la armadura y el cable conductor proveniente del fondo de pozo, al llegar este gas hasta el transformador puede producir un incendio o explosión, en la caja de unión los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera liberando el gas que haya viajado hasta superficie.

2.2.3 Transformador. Son dispositivos electromagnéticos transmisores de potencia eléctrica en modalidad alterna. Son unidades sumergidas en aceite y con auto enfriamiento. Estos dispositivos pueden ser transformadores de una sola fase o trifásicos, además hay transformadores que pueden aumentar o bajar la potencia eléctrica.

2.2.4 Variador de frecuencia (VDF). El variador de frecuencia, es un dispositivo diseñado e instalado para cambiar la frecuencia de la corriente suministrada al motor, controlando así la velocidad en el eje para un óptimo funcionamiento, además proporciona flexibilidad para ajustar y mejorar las condiciones de producción deseadas (Ver figura 8).

Figura 8 Variador de frecuencia.

⁸ Descripción técnica del equipo de bombeo electrosumergible. p. 4



Fuente: Descripción técnica del equipo de bombeo electrosumergible. p. 7

2.2.5 Tablero de control. Los tableros de control estándar son a prueba de agua y están disponibles en varios tamaños acompañados de accesorios para ajustarse a cualquier instalación de bombeo; los hay desde unidades muy simples con un botón magnético y protección de sobrecarga hasta los muy complejos, ensamblados con fusibles de desconexión, amperímetro, protección de baja carga y sobrecarga, luces, relojes para bombeo intermitente e instrumentos para operación automática o a control remoto.

2.2.6 Accesorios. Con el propósito de asegurar una mejor operación del equipo es necesario contar con algunos accesorios.

2.2.6.1 Válvula de contra presión: Se coloca de una a tres tramos de tubería por arriba de la bomba. Esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría.

2.2.6.2 Válvula de drene: Se coloca de una a tres tuberías por arriba de la válvula de contra presión. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que la tubería de producción se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla, se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe un perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular⁹.

⁹ ARAYA CÁCERES, Andrés Daniel. Análisis técnico-económico para el cambio de levantamiento artificial en cuatro pozos del campo shushufindi. Trabajo de Grado. Quito. Escuela Politécnica Nacional. facultad de ingeniería en geología y petróleos, 2009. p. 94-96

3 ANTECEDENTES DE LA METOLOGIA ESP RIFTS

3.1 Antecedentes y definiciones

3.1.1 ISO 14224

En el ámbito del mantenimiento, cualquiera sea la rama de la industria de que se trate, es habitual encontrar abundancia de especialistas con sólidos conocimientos y experiencias para resolver eficientemente problemas de campo. Sin embargo, esto está acompañado de una notoria falta de herramientas integrales para la gestión de la actividad que permitan orientar los esfuerzos y los recursos, así como reducir los costos y el riesgo.

Por lo general, en el mantenimiento no se reconoce como importancia:

- ◆ La medición de resultados.
- ◆ El registro de datos sistemático y ordenado bajo un único criterio como instrumento para administrarlo como un negocio.
- ◆ La falta de uso continuado de registros.

El mercado tiene en existencia diferente software que, en teoría, permitirían resolver estos conflictos, pero que no plantean lo básico. Y esto es, ¿Cómo administrar la información?, ¿Qué datos guardar?, ¿Cómo clasificarlos?, ¿Cómo relacionarlos? etc., de modo que los cálculos y análisis que se deriven de aquellos no se constituyan en otro problema de interpretación y reproducibilidad, adicional a los existentes. Esta norma internacional brinda una base para la recolección de datos de confiabilidad y mantenimiento en un formato estándar para las áreas de perforación, producción, refinación transporte de petróleo y gas natural, con criterios que pueden extenderse a otras actividades e industrias. Sus definiciones son tomadas del RCM.

Los parámetros sobre confiabilidad pueden determinarse para su uso en las fases de DISEÑO, MONTAJE, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Los principales objetivos de esta norma internacional son:

a) Especificar los datos que serán recolectados para el análisis de:

- ◆ Diseño y configuración del sistema.
- ◆ Seguridad, confiabilidad y disponibilidad de los sistemas y plantas.
- ◆ Costo del ciclo de vida.
- ◆ Planeamiento, optimización y ejecución del mantenimiento.

b) Especificar datos en un formato normalizado, a fin de:

- ◆ Permitir el intercambio de datos entre plantas.
- ◆ Asegurar que los datos sean de calidad suficiente, para el análisis que se pretende realizar.

Si bien la norma está orientada al registro de fallas, son de gran importancia las posibilidades de aplicación que presenta para definir los límites y jerarquía de los equipos de operación, como también la calificación de la jerarquía de las fallas. Parte desde el modo de falla, (perdida de la función) hasta el detalle de la causa de falla y el componente (Componente mantenible para la norma), que provoca el evento.

Las Normas ISO 14224, SAE 1739 / 1011 (RCM), y los Datos Estadísticos del OREDA, pretenden cubrir en gran parte los puntos antes mencionados.

3.1.1.1 Pautas generales. La ISO 14224 es una herramienta para registrar eventos y experiencias. Se llega a la conformación de una base de datos, OREDA. Aplicando conceptos conocidos, con límites y jerarquías pre establecidos mediante un proceso estructurado en forma secuencial y limitado en las posibilidades de calificación, y ponderación de los eventos de mantenimiento.

3.1.2 Estructuración de jerarquías ISO 14224. La norma ISO 14224 toma la máquina dividiéndola de mayor a menor jerarquía o grado de detalle:

- ◆ Clases.
- ◆ Sistema.
- ◆ Sub sistema.
- ◆ Componente mantenible.
- ◆ Componente de detalle (en un grado último de división, opcional).

3.1.2.1 Componente de detalle. Esta división es primordial y de la mayor importancia debido a que permite definir cómo se tratará a los equipos, respecto a la posterior interpretación de los resultados; y luego cómo se asociarán los registros de operación y mantenimiento, de modo de contar con metodologías sencillas de análisis (y la aplicación de software avanzados).

3.1.2.2 Clases de equipos. A partir de la estructura presentada por la norma, acorde a un orden de jerarquía, se establecen cuáles son las clases de equipos (siendo este el nivel más alto) se las puede asociar a funciones, cada una en su contexto operacional, entendiendo por función, de acuerdo con la definición de RCM, a las razones por las cuales un equipo existe dentro del proceso.

3.1.2.3 Sistemas. Bajo los conceptos de RCM / FMEA, y así lo toma la Norma ISO 14224, se considera sistema a un conjunto que realiza una función específica, en un servicio determinado dentro del proceso, pudiéndose identificar una entrada y una salida.

3.1.2.4 Sub sistemas. Son aquellos equipos que posibilitan que el sistema realice su función operativa y se pueden dividir por sus funciones específicas. Todo equipo calificado como sub sistema que falle, afecta directamente la herramienta. Por ejemplo, el control, monitoreo e instrumentación, pueden considerarse como unidad.

3.1.2.5 Componente mantenible – componente de detalle. Es aquella parte en que su falla (crítica, incipiente o por degradación), provoca una pérdida de la capacidad del sistema (calificadas en los modos de falla ISO), para que continúe operando dentro de las condiciones especificadas o determinadas para un proceso.

La información completa se reproduce en tablas de la norma ISO 14224. Esta información debe estar compilada antes de comenzar el análisis, para un equipo en particular. Para hacer un análisis genérico se pueden obviar datos específicos; pero es importante contar con este documento como guía de las funciones y sus desvíos.

3.1.3 Clasificación de las fallas

3.1.3.1 Modo de falla: Está asociada al análisis de las funciones del sistema que posiblemente presenta algún tipo de fallo. Luego se calificará la falla con dos niveles, que dan mayor detalle y están orientados al componente (ítem mantenible), estos son: descriptor de la falla y causa de falla.

A diferencia del RCM la norma ISO 14224 tiene definidos los modos de falla por clase de equipo, de esta manera:

- ◆ No se pierde tiempo definiéndolas.
- ◆ No se cae en la trampa de buscar o listar enormes cantidades de modos de fallas asociados a funciones principales y secundarias.

3.1.3.2 Tareas preventivas – métodos de detección: El orden va de lo simple y práctico, (la detección temprana), a lo más complejo como el cambio en el diseño. La norma ISO 14224 permite elegir las siguientes acciones, que están alineadas con las preguntas del RCM (ver tabla 1)¹⁰.

¹⁰ TROFFÉ, Mario. Análisis ISO 14224 /OREDA. Relación con RCM-FMEA. p. 1-9

Tabla 1: Tareas preventivas – métodos de detección

RCM	NORMA ISO 14224	METODO DE DETECCION
¿Será evidente para los operadores este modo de falla actuando por si solo en circunstancias normales?	observación	Debido a los controles rutinarios del operador puede detectar por medio de los sentidos (ruido, olores, humos, pérdidas, apariencia, indicadores locales, Etc.)
	Monitoreo continuo	Fallas reveladas durante un monitoreo continuo de condiciones de equipo para un predefinido modo de falla, ya sea manual o automáticamente, como termografías, mediciones de vibraciones, análisis de aceite, muestreo, etc.
¿Es técnicamente factible y merece una tarea con estas condiciones?	Inspección	Fallas reveladas durante una inspección planificada: inspección visual, ensayos no destructivos.
¿Es técnicamente factible y merece una tarea de búsqueda de fallas?	Ensayo en mantenimiento	Falla descubierta durante la activación de una función y comparando la respuestas con un estándar predefinido.
¿No hacer mantenimiento si no tiene consecuencias operacionales?	Mantenimiento correctivo	Este tipo de falla que no afectan las funciones del equipo es observada durante el mantenimiento correctivo.
¿Realizar rediseño?	Otros	Otros métodos de observación.

Fuente: TROFFÉ, Mario. *Análisis ISO 14224 /OREDA. Relación con RCM-FMEA.* p. 7-8

3.2.1 RCM. El mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM es una metodología de análisis sistemática, objetiva y documentada, donde se toman decisiones grupales donde cada parte depende del criterio grupal, esta puede ser aplicada a cualquier tipo de instalación industrial y útil para el desarrollo u optimización de un plan eficiente de mantenimiento.

RCM es una metodología estructurada basada en un árbol de decisiones. Su éxito depende en gran parte de la experiencia de los participantes como también en la posibilidad de contar con datos de tasa de fallas y periodos de ocurrencia registrados, información dificultosa de encontrar o elaborar en el común de las plantas. Lo mismo ocurre con la profundidad de análisis para cada Modo de Falla / Causa de Falla; solo limitada por el grado de detalle al que el grupo oriente el análisis.

La norma ISO14224, contiene en forma predefinida toda esta información, clasifica los equipos por jerarquías a saber: CASES/ TIPOS /SISTEMAS/ SUBSISTEMAS/ COMPONENTES (Componentes mantenibles).

4.1.3 FMEA. Es una técnica aplicada al estudio metódico de las consecuencias que provocan las fallas de cada componente (componente mantenible para la norma ISO 14224) de un equipo.

Sus objetivos principales son:

- ◆ Reconocer y evaluar los modos de fallas potenciales y las causas asociadas con el diseño y montaje, operación y mantenimiento de un equipo, a partir de los componentes (ítem mantenibles para la norma ISO 14224).
- ◆ Determinar los efectos de las fallas potenciales en el desempeño del sistema, identificar las acciones que podrán eliminar o reducir la ocurrencia de la falla potencial.
- ◆ Analizar la confiabilidad del sistema.
- ◆ Cuantificar riesgos y confiabilidad.
- ◆ Documentar el proceso.

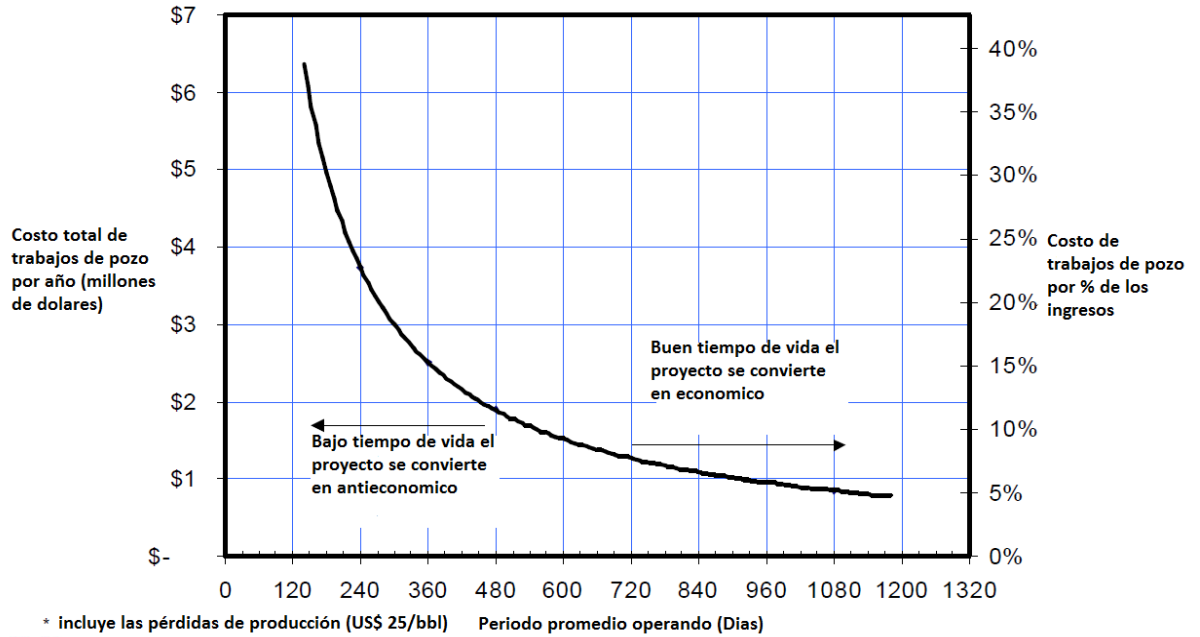
4 ESP RIFTS (SISTEMA DE SEGUIMIENTO DE CONFIABILIDAD DE LA INFORMACIÓN Y FALLAS EN BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES)

El proyecto conjunto de la industria llamado ESP-RIFTS se centra en el desarrollo de toda la industria de las BES como lo es la información de la fiabilidad y sistema de seguimiento de fallas (RIFTS), con lo cual facilitará el intercambio del tiempo de vida y la información de falla en las BES entre una serie de operadores. El objetivo de esta nomenclatura estándar sobre fallas en BES es proporcionar una terminología común para clasificar, registrar y almacenar la información de fallas en BES, y por lo tanto, la consistencia en el análisis de fallas realizado con los datos recogidos por diferentes empresas de operación y servicio. Se hizo un esfuerzo para adaptarse, tanto como sea posible, a:

- 1) La norma internacional ISO 14224 (petróleo y gas natural - colección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos).
- 2) El API RP 11S1 ("recommended practice for electrical submersible pump teardown report"). En general, las amplias definiciones y clasificaciones de falla de los atributos fueron tomados de la norma ISO 14224, mientras que la nomenclatura de componentes, piezas, posibles observaciones y desmontaje fueron tomados de la API RP 11S1.

Por el lado de los costos, la estimación de vida útil de una BES es un factor clave, que puede tener gran impacto en los resultados. Mientras más alta sea la producción del pozo, y mientras más tiempo se demore el traslado de los equipos de intervención hasta el pozo (y, por supuesto, mientras más alto sea el precio del petróleo), mayor será la pérdida de ingresos y mayor el costo total de la intervención (ver figura 8).

Figura 8: Impacto de la vida útil de las BES en los costos de intervención para un campo costa-afuera.



Fuente: C-FER Technologies. ESP-RIFTS. Disponible en internet. URL: <http://www.esprifts.com>

En los pozos que producen con BES, la existencia de un sistema de seguimiento de fallas es clave en la obtención de promedios de tiempo de servicio mayores. Con un sistema de control los problemas de diseño, de especificación, fabricación e instalación de los equipos y de la operación diaria, pueden ser identificados y corregidos, contribuyendo con ello a incrementar su vida útil, bajar los costos de operación y por ende aumentar las utilidades. Debido a ello, muchos operadores y vendedores han implementado sistemas particulares de bases de datos para hacer seguimiento a la vida útil y a la información de falla de las BES.

Pocas veces las bases de datos integran la información de la falla con otra información pertinente, como condiciones de operación o especificaciones del equipo. Aún más, en la mayoría de los casos, el sistema de seguimiento es específico para un campo/operación en particular. Por eso, cuando se trata de evaluar los factores que afectan la vida útil de una BES bajo diferentes condiciones, estos sistemas son muy limitados y sin la amplitud suficiente para considerarlos una herramienta útil en la evaluación.

En muchos casos, cuando se trata de mejorar la vida útil de una BES, el operador encuentra dificultades para realizar análisis de las condiciones anormales del equipo BES fuera del rango abarcado por su propio conjunto de datos, por ejemplo, no obtener respuestas a preguntas tales como:

- ◆ ¿La Relación Gas-Petróleo (RGP) ha aumentado? ¿El daño a la BES en % fue por alto RGP? ¿debería intentar usar separadores de gas rotatorios?

¿Justificarían altas tasas de flujo asociadas a una reducción de la presión de fondo la posible reducción del promedio de vida útil?

- ◆ ¿Debería empezar a usar equipo usado/reparado para reducir mis costos de operación? Si es así, ¿cuántas intervenciones más debería esperar en los próximos años debido a fallas más frecuentes en los equipos?

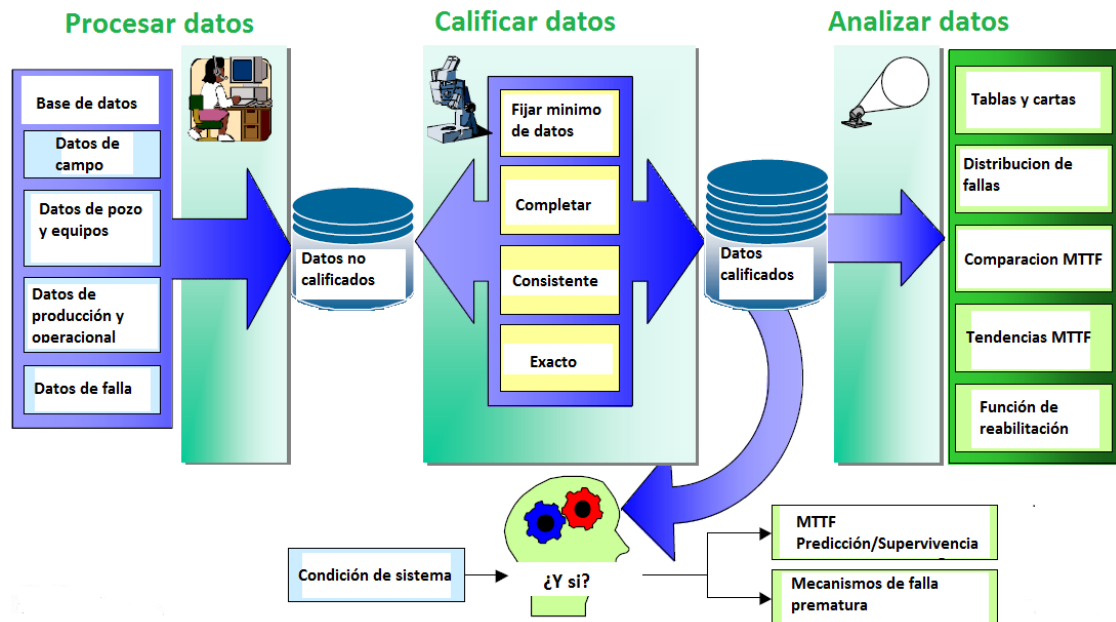
4.1 ESTADO Y ENFOQUE

La ESP-RIFTS se inició en Noviembre de 1999, con una primera fase dirigida a generar la nomenclatura de fallas estándar para el proyecto, y diseñar e implementar un sistema de base de datos funcional. El sistema tenía que permitir el almacenamiento y recuperación eficiente de toda la información relevante que se recolectara a través del proyecto. También debía incorporar cierto número de herramientas incorporadas que permitieran seleccionar y realizar análisis con cualquier subconjunto de los registros.

Las fases subsiguientes (i.e., desde Mayo 2000) se han concentrado en el incremento de la cantidad de datos en el sistema, la mejoría de la calidad de éstos, el aumento de la capacidad de análisis disponible en el sitio web y la realización de análisis para tratar de establecer factores claves que afecten la vida útil de las BES.

La información de las bases de datos de los operadores es guardada como “no calificada” dentro del sistema. Estos datos “no calificados” son sometidos a un proceso de control de calidad. Los registros que cumplen con los criterios de calidad establecidos son entonces guardados en el área “calificada” del sistema, y están entonces disponibles para su análisis por todos los participantes. (Ver figura 9).

Figura 9: Sistema de base de datos funcional.



Fuente: C-FER Technologies. ESP - RIFTS. Disponible en internet. URL: <http://www.esprifts.com>

Los análisis son en su mayoría “guiados por el problema”, en el sentido de pretender una respuesta a preguntas específicas como:

- ◆ ¿Qué vida útil esperar bajo circunstancias operativas específicas?
- ◆ ¿Cómo se compara la vida útil entre diferentes vendedores o diferentes tecnologías de BES?
- ◆ ¿Qué factores contribuyen a alargar/acortar la vida útil?
- ◆ ¿Cuáles mecanismos de falla prevalecen en ciertas circunstancias?
- ◆ ¿Qué puedo hacer para reducir el riesgo de falla?

4.1.2 Beneficios de la participación. Entre los beneficios tangibles de esta iniciativa guiada por la industria están:

- ◆ Los operadores de campos petroleros pueden comparar su desempeño con otros operadores en el mundo.
- ◆ Los operadores pueden acelerar su curva de aprendizaje y estar continuamente identificando oportunidades para mejorar, obteniendo así mejores resultados económicos en todas las etapas del desarrollo de un proyecto.
- ◆ Les permite a los encargados de la toma de decisiones contar con información confiable más que con estimaciones razonables o indicaciones de los vendedores, para apoyar la selección de una solución óptima en una aplicación específica.

4.1.3 Datos en el sistema. En febrero 2012 había cerca de 102,429 registros BES en el Sistema, de aproximadamente 740 campos, representando 21 empresas operadoras. Además de las BES convencionales, la base de datos incluye cierto número de BES “no-convencionales”, como instalaciones bajo el mar, instalaciones con tubería continua (“coiled tubing”), BES en pozos de agua, sistemas BES con Separadores agua/petróleo (DHOWS), y Bombas de Cavidades Progresivas Electrosumergibles (ElectroPCP).

Figura 10: Distribución mundial de datos en el ESP-Rifts.



Fuente: C-FER Technologies. ESP - RIFTS. Disponible en internet. URL: <http://www.esprifts.com>

4.1.4 Descripción del sistema.

1. La información del ciclo de vida de las BES y las fallas de las mismas provista por los participantes del JIP es procesado e introducido en el sistema.
2. Antes de actualizar la base, los datos son pasados a través de un número de rutinas de calificación para asegurar una buena calidad de los mismos.
3. Una vez actualizados, los participantes ingresan la información a través de una red segura (web site) interface que permite a los usuarios a:
 - ◆ Indagar acerca de registros que coincidan con las condiciones que estamos interesados.
 - ◆ Examinar el contenido de los records.
 - ◆ Generar tablas, resúmenes y gráficos.
 - ◆ Realizar estadísticas y análisis de las mismas.

4.1.5 Estado de la metodología a la fecha

- ◆ Proyecto lanzado en Noviembre 1999.
- ◆ Proyecto en forma electrónica (web site) desde julio de 2000.

- ◆ A la fecha el sistema contiene aproximadamente 16000 instalaciones de BES de casi 200 campos petroleros.

4.1.6 Ventajas de la metodología. Dentro de los beneficios podemos encontrar:

- ◆ Habilidad para comparar el rendimiento operacional de la BES con otros operadores.
- ◆ Mejora en la toma de decisiones basadas en datos reales.
- ◆ Mejora en la capacidad de predecir el ciclo de vida en nuevas aplicaciones y frecuencia de trabajos con workovers en pozos existentes.

4.2 EXPERIENCIAS DE OTRAS EMPRESAS INTERNACIONALES.

4.2.1 TNK-BP: Durante los últimos cuatro años (2006-2010), la media de tiempo entre fallas (MTBF) ha mejorado de manera constante pasando de 295 días durante enero de 2006 a 541 días, esta mejora se logró a partir de la utilización de las BES generando una ganancia de 307 millones de dólares durante esos 4 años de aplicación de la norma.

A partir de julio de 2010, TNK-BP tenía 15.700 pozos activos los cuales tenían una producción media de 1,5 millones de barriles por día que provienen de más de 200 campos maduros ubicados a través de Siberia occidental y la región de Oremburgo. Una de las conclusiones más significativa durante los últimos cuatro años de la compañía, fué la aplicación de una metodología que les permitiera aumentar el tiempo de vida útil o run-life de los pozos que utilizan BES.¹¹

4.3 EXPLICACION DE LA METODOLOGIA

4.3.1 Determinando cuando ocurre una falla: Una falla ocurre cuando un elemento ha perdido su habilidad para realizar una función requerida. Implícito en esta definición es el reconocimiento de que las funciones requeridas se han establecido claramente, que consiste en la identificación tanto de las funciones necesarias para prestar un servicio determinado y el nivel de desempeño deseado para cada función. El nivel deseado de rendimiento define el límite entre condiciones de operación satisfactorias e insatisfactorias y generalmente será diferente entre las operaciones, aplicaciones e incluso dentro de la misma aplicación que cambien las condiciones con el tiempo.

¹¹ C-FER Technologies. *ESP-RIFTS. Disponible en internet.URL: <http://www.esprifts.com>*

4.3.2 La falla del sistema BES

Un sistema BES falla cuando ha perdido su habilidad para llevar a cabo una función determinada. En este caso, la razón para la extracción del aparato se identifica como la principal evidencia de la falla del equipo de fondo en el pozo.

4.3.3 Condición de los componentes y partes BES

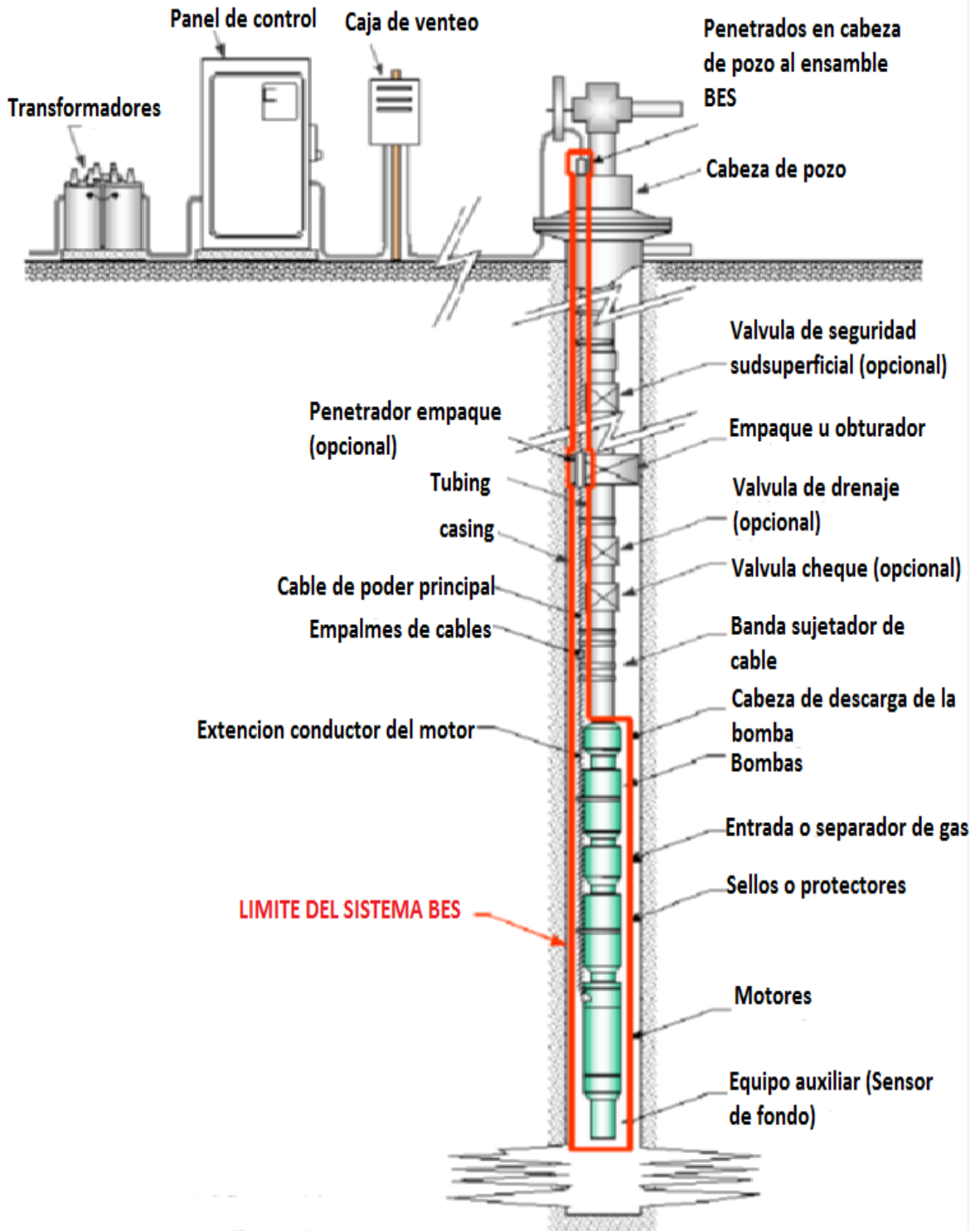
Para el propósito del proyecto ESP-RIFTS, una "perspectiva de vida en servicio" es usado para describir como se encuentran las condiciones operacionales de los componentes y partes de la BES, cuando una parte del equipo presenta una falla durante su funcionamiento o cuando la condición del componente debido a su estado actual posiblemente no pueda ser utilizado nuevamente, se considera "No Reutilizable", por lo tanto, se puede concluir:

- ◆ Los componentes que han fallado, mientras están en operación (es decir, han perdido su habilidad para llevar a cabo una función requerida).
- ◆ Los componentes que han sido sometidos a pruebas de taller o inspecciones de desensamble y no han logrado cumplir con las especificaciones requeridas.
- ◆ Los componentes que requieren reparación o se descartan y por lo tanto se consideran no aptas para su reutilización en su estado actual.
- ◆ Los componentes que no han fallado durante la operación, no sean objeto de pruebas de taller o inspecciones de desensamble, pero se consideran no reutilizables por haber alcanzado un tiempo de vida "razonable" o se cree que tienen menor fiabilidad.

Por otra parte los componentes que no han presentado falla durante su operación y que a su vez fueron sometidos a pruebas de taller, se consideran en condiciones apropiadas de operación y por tal motivo pueden ser reutilizados, un ejemplo de ello son los servicios menores como lo son:

- ◆ El motor BES o cambios de aceite del sello BES.
- ◆ El motor BES o el sello BES lavado o secado.
- ◆ El componente BES limpieza o pintura.

Figura 11: Límite de sistema para ESP-Rifts.



Fuente: C-FER Technologies.ESP Failure Nomenclature. 1999. Versión 4.3. p.13

Figura 12: Jerarquía de equipos.

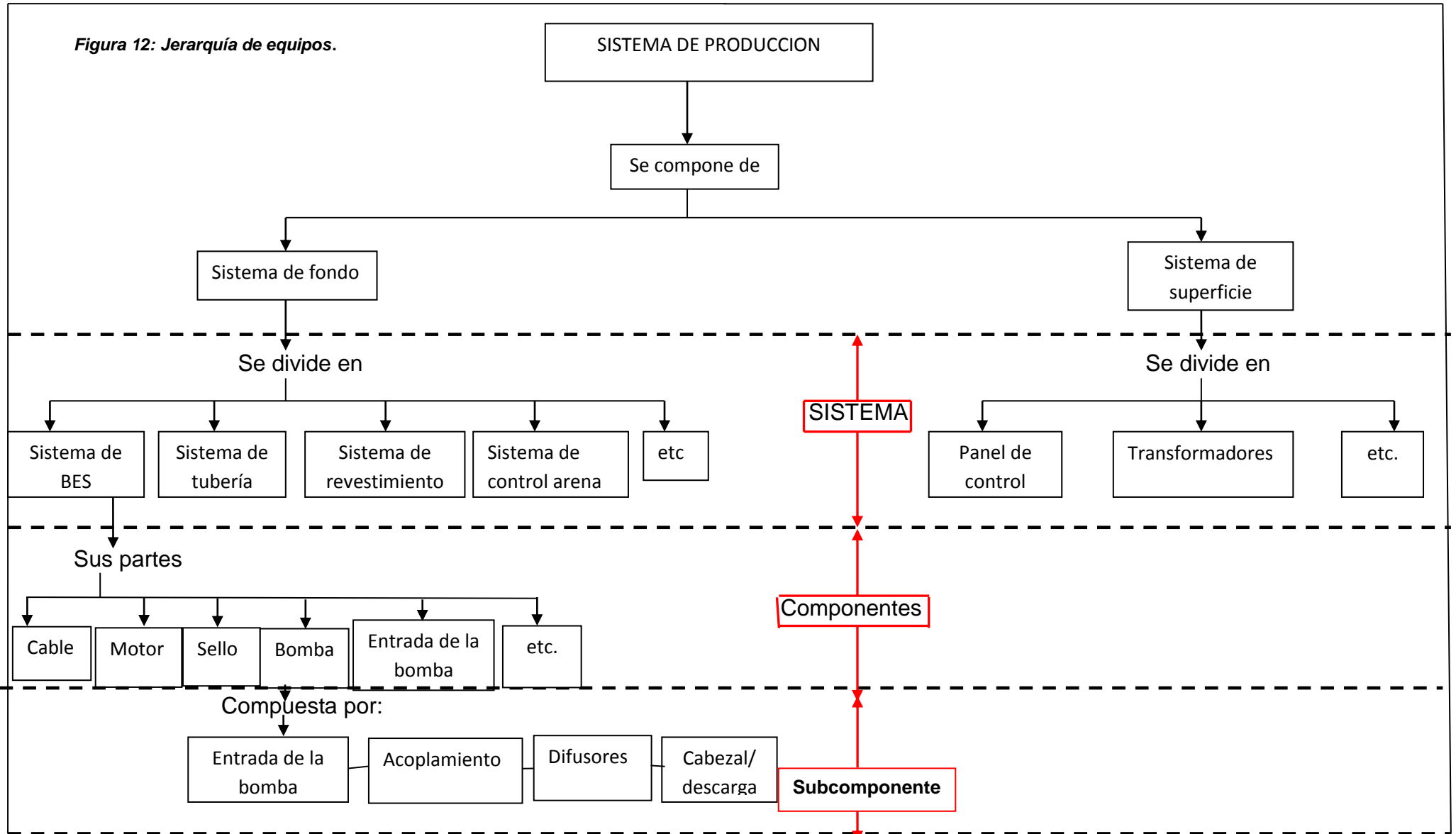
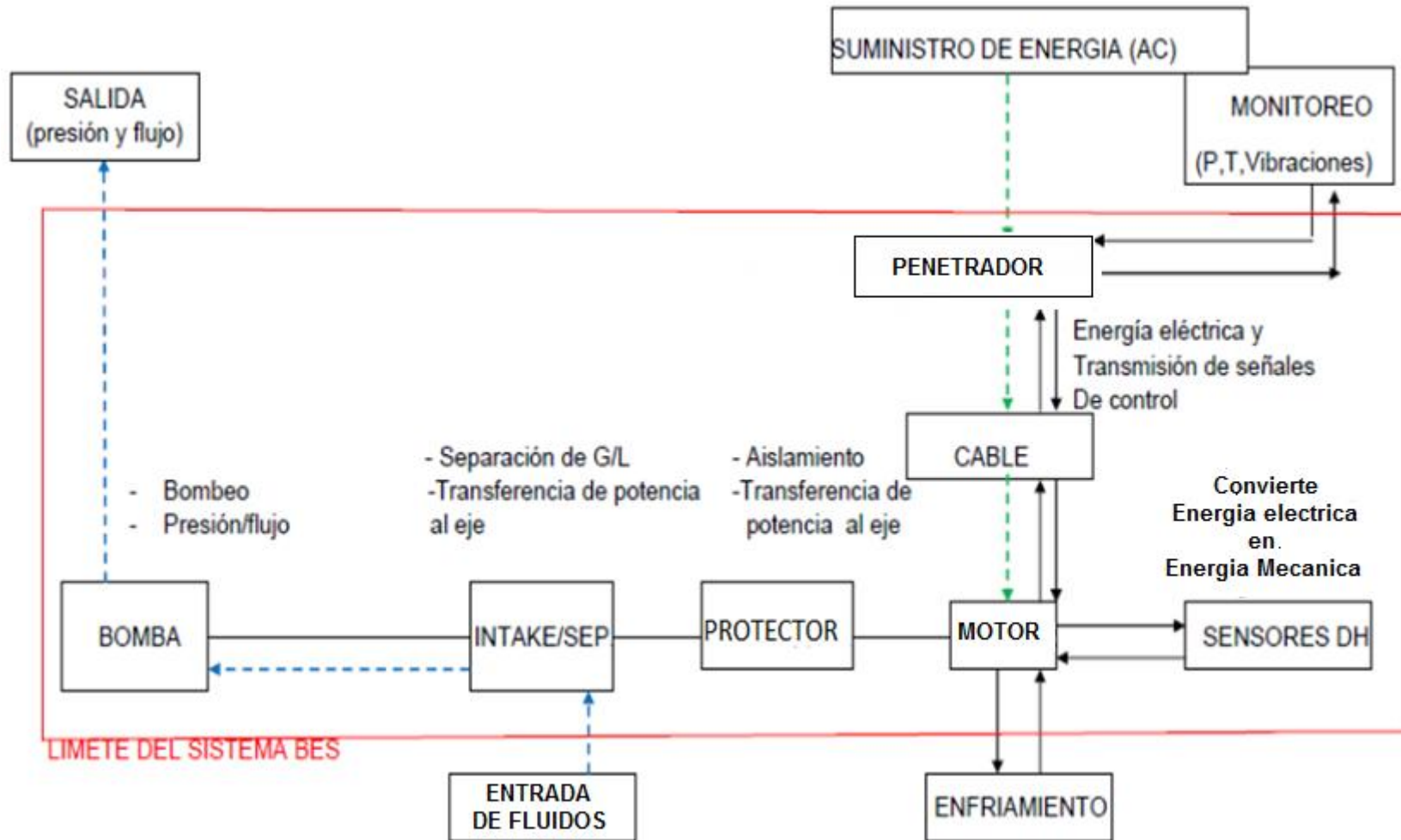


Figura 13: Diagrama de bloque funcional.



Fuente: C-FER Technologies. ESP Failure Nomenclature. 1999. Versión 4.3. p. 15

La descripción del diagrama de bloque funcional es:

- 1) Introduce corriente AC al penetrador del montaje donde se instalan aparatos de monitoreo donde se le hace un seguimiento a unos parámetros como son: La temperatura, presión, vibraciones, entre otro tipo de comportamientos. La corriente suministrada es transferida por cables hacia el motor. Esta primera fase se le conoce como la transmisión de señales de control y entrega de corriente.
- 2) Cuando la corriente eléctrica que proviene de la superficie llega al motor inmediatamente es transformada en energía mecánica, la cual suministra la fuerza para generar el movimiento del rotor; además al trabajar en condiciones de alta temperatura, no solo por la profundidad del pozo, sino, por su mismo funcionamiento, es necesario contar con un sistema de enfriamiento para controlar la temperatura y así evitar recalentamientos que pueden llevar al motor a presentar fallas.
- 3) Encontramos un protector donde se emplea un rotor el cual transfiere la potencia al eje, aparte de esto se toma como un empuje de apoyo.
- 4) La bomba en el lugar donde se realiza la función principal del sistema de BES como lo es el bombeo del petróleo a superficie, que actúa en función del flujo y la presión a través de la línea de producción.
- 5) Datos de salida, una comparación entre el caudal y la presión.

4.3.4 Pasos típicos para aplicar la norma de la nomenclatura estándar.

Se logró determinar los atributos de las fallas para su debido almacenamiento en una base de datos diseñada con las características establecidas en la nomenclatura estándar, con esta se hace un seguimiento a las BES falladas que actualmente están operando o fueron detenidas por razones distintas a una falla.

Paso 1: Ajuste de los valores iniciales de los atributos de falla.

Cuando la BES está completamente instalada, antes de que esta inicie su funcionamiento, no se debe presentar ninguna información en los atributos de falla, como por ejemplo: ¿el sistema falló? Debe establecerse en un "NO" y los demás atributos deben estar en blanco.

Paso 2: Determinación de la Razón para la extracción.

En este atributo de falla se debe determinar cada vez que la BES deje de funcionar por alguna razón, cuando esto ocurre la decisión que se toma para la

extracción del equipo se debe ubicar tanto en el atributo General como en el específico y se asignan los valores apropiados de la tabla 2.

Pasó 3: Determinar si el sistema BES ha fallado:

Paso 3.1 El sistema BES parece haber fallado

Si la BES un mal funcionamiento se asigna como atributo de la falla provisionalmente en “SI”, ya que posteriormente puede ser cambiado en base al resultado en el taller.

Mientras la BES se sacó del pozo debido a una falla que origino una investigación al componente que causó las averías, será generalmente desconocido, por tal motivo el atributo primario de falla tanto general como específicos deberán ser ajustados al valor de “Desconocido”.

Paso 3.2 El sistema BES se detuvo por alguna otra razón

Cuando el equipo de levantamiento (BES) se detiene por otra razón a una sospecha de falla específica del equipo, el atributo se le debe asignar “No falló”, además se le establece a la causa tanto General como Especifica: valor “< ____ >”.

Paso 4: Determinar las condiciones de los componentes; componentes fallados y descriptores de fallas.

No se verán evidentes los componentes fallados y el descriptor de falla hasta que la BES se retire del pozo, en algunos casos estos requieren una nueva inspección o prueba para poder ser evidentes, por lo tanto mientras el equipo sea detenido y luego extraído, aquellos atributos de falla (condición de extracción del motor y descriptor primario de falla del motor) se establece el valor de “Desconocido”.

Cuando la BES ya es extraída del pozo y llevada al taller para su inspección de desensamble, las condiciones de los componentes como por ejemplo los asignadas al motor se deben establecer en “reutilizable” o “No Reutilizable” usando la perspectiva de vida en servicio, aparte de esto con la información suministrada por la prueba se le asigna los valores respectivos que aparecen en la tabla 4 como lo son el descriptor primario y el secundario de falla dela BES, además cabe anotar se puede determinar un descriptor, incluso para un componente que ha sido considerado reutilizable.

Paso 5: Determinar componente primario fallado y causa de falla

Paso 5.1 El sistema BES parece haber fallado

Para asignar estos dos valores tanto como el del elemento primario fallado la causa de falla se deben realizar pruebas mas profundas, por tal motivo la asignación de estos valores en el reporte debe dejarse como "Desconocido".

En el paso cuatro (4) cuando se sospecha que la BES se detuvo por algún motivo, el atributo ¿La BES fallo? se fija con un carácter provisional "SI", pero si la investigación se logro evidenciar que la herramienta dejo de funcionar fue por culminación de su vida útil a este atributo ¿La BES fallo? se resetea por "NO".

Durante los últimos resultados de la investigación de falla se pueden presentar varias características en el componente primario y la causa de falla como lo son:

- Elemento primario fallado reseteo "no falla la BES"
- Elemento primario fallado reseteo "()"
- Causa de falla reseteo
- Elemento secundario fallado se le asignan valores que evidencian el estado del componente NO-BES que falla:

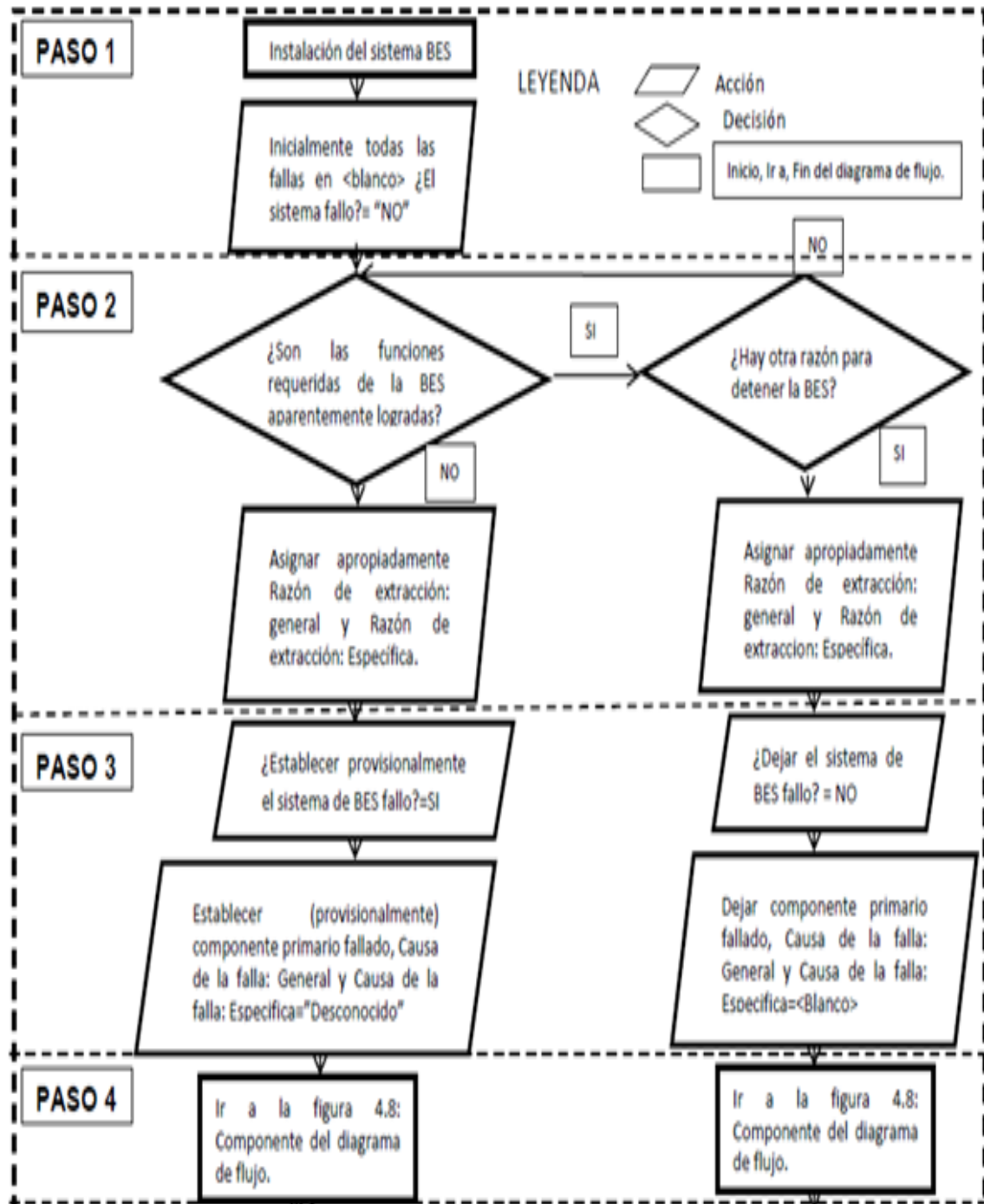
Como se muestra en el siguiente ejemplo: la BES puede aparecer fallado y portal motivo la producción en superficie bajo, sin embargo se determina que un agujero en la tubería de producción fue la causa real de la baja obtención de crudo y si la BES se encuentra en buenas condiciones de operación, entonces en el atributo componente primario fallado se le asigna "BES NO FALLO".

Los valores que se deben asignar a estos caracteres están específicos en la tabla .5.

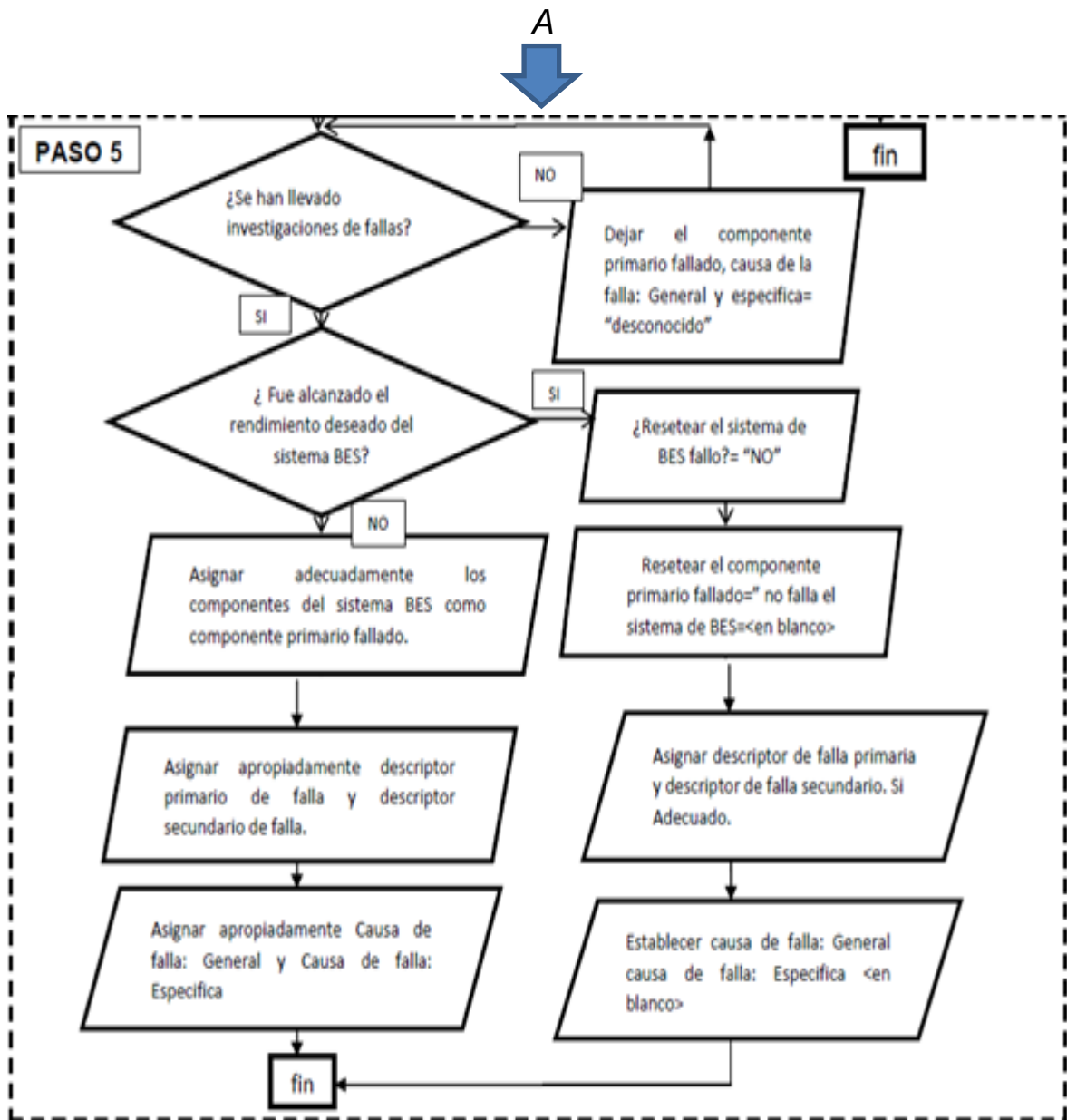
Paso 5.2 El sistema BES se detuvo por alguna otra razón

Si el BES fue detenido por una razón distinta a una sospecha de falla, generalmente no habrá ninguna investigación de falla y no hay componente primario fallado o causa de falla. Por lo tanto, el atributo asignado a causa de la falla: General y causa de la falla: Especifica debería dejarse todo como <____>.

Figura 14: Pasos en la aplicación de la nomenclatura de falla del sistema: Diagrama de flujo.



↓
A

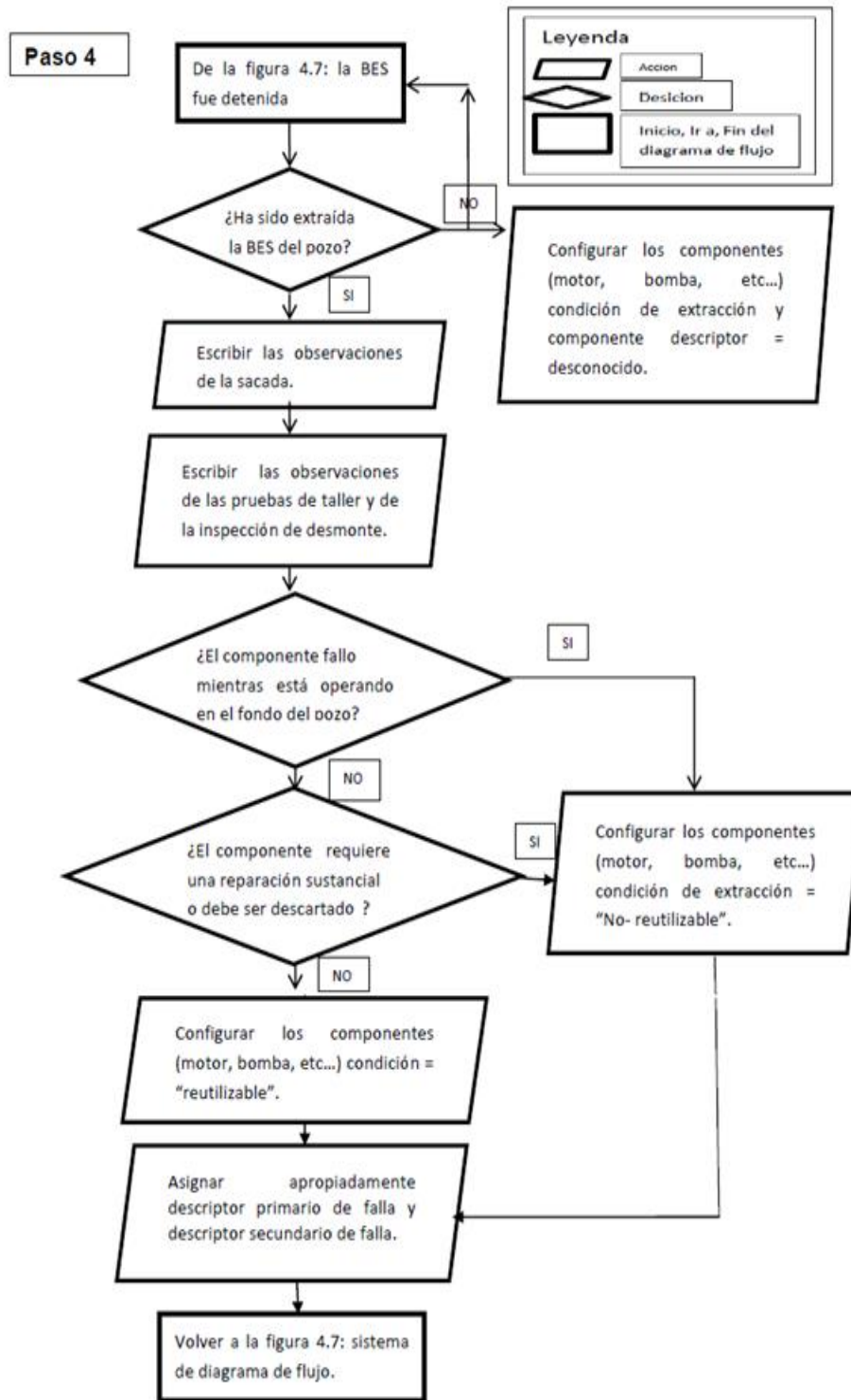


Fuente: C-FER Technologies. ESP Failure Nomenclature. 1999. Version 4.3. p. 25

Notas apropiadas:

1. Asignar estado del período = "Todavía en producción" cuando el sistema BES se ha arrancado.
2. La razón para la extracción suele ser la principal evidencia de la falla de fondo de pozo, detectada por los sistemas de monitoreo o pruebas de pozo.
3. Si la BES se retiró por razones distintas a una falla del sistema BES y luego una investigación de fallas probablemente no se llevó a cabo.

Figura 15: Pasos en la aplicación de nomenclatura de fallas: Diagrama de flujo de componentes.



Fuente: C-FER Technologies. ESP Failure Nomenclature. 1999. Versión 4.3. p. 26

Notas:

1. Si la BES se ha detenido, asignar al Estado de período = "Período completado"
2. En general, los componentes fallados y descriptores de falla no se determinarán hasta que el sistema BES se ha sacado del pozo.
3. Un servicio menor (por ejemplo, limpieza, lavado) pueden ser requeridos antes de que un componente se considere reutilizable realmente.

4.4 ESTRUCTURA DE DATOS DE FALLA

En el ESP-RIFTS, la información específica de fallas en BES se clasificará de acuerdo con los siguientes atributos:

- ◆ Razón por la extracción.
- ◆ Componente primario fallado.
- ◆ Subcomponente fallado.
- ◆ Descriptores de falla.
- ◆ Causa que provoco la falla.

4.4.1 Razón para la extracción.

Es el motivo por el cual la BES es retirada del pozo. Cuando el operador tiene sospecha de falla ya sea del equipo u otra circunstancia la razón de extracción es determinada por dicha sospecha, una vez extraída se lleva a taller para ser inspeccionada y/o reparada.

En la tabla 2 se designan las posibles razones para la extracción de la BES.

Tabla 2: Posible razón de extracción.

RAZÓN PARA EXTRACCIÓN: GENERAL	RAZÓN PARA EXTRACCIÓN: ESPECIFICA	DESCRIPCIÓN
Instrumentación de fondo de pozo Medido/Detectado	Alta temperatura de bobinado del motor	Sospecha de falla indicado por mediciones anormales de instrumentación de fondo de pozo.
	Alta vibración	
	Bajo nivel de aceite dieléctrico de baja capacitancia en el motor	
	Desconocido	
Eléctrica	Alta corriente	Sospecha de falla indicado por mediciones eléctricas anormales o eventos (por ejemplo, relé depurando, sopladors, fusibles, etc.).
	Alto voltaje	
	Baja corriente	
	Baja impedancia / resistencia	
	Bajo voltaje	
	Desequilibrio de fases	
	Cortocircuito	
Desconocido		
Flujo	Flujo bajo a superficie	Sospecha de falla indicado por mediciones anormales de caudal.
	No hay flujo a superficie	
	Desconocido	
Mantenimiento / Reparación	Reparación de casing	Sistema sacado para conducirlo a mantenimiento o reparación en el pozo u otros equipos de fondo pozo.
	Reparación de tubing	
	Reparación del equipo de control de arena	
	Otra reparación de equipo fondo de pozo	
	Limpie- Salida	
Recompletación	Cambio de método de levantamiento artificial / Redimensionar sistema BES.	Sistema sacado para reemplazamiento de pozo.
	Convertir pozo	
	Cambiar / Modificar zona productora	
	Estimulación	
	Otro	
Suspendido	Abandono permanente	Sistema sacado debido que el pozo está suspendido.
	Abandono temporal	
	Cerrado	
Otros	Otro.	Sistema sacado debido que el pozo está suspendido.
	Economía.	
	Registro de pozo.	
Desconocido	Desconocido	Razón para extracción es desconocida.

Fuente: C-FER Technologies. ESP Failure Nomenclature. 1999. Versión 4.3. p. 4

4.4.2 Los componentes fallados

Un componente fallado es cualquier parte, dispositivo, subsistema, unidad funcional, equipo o sistema que puede ser considerado individualmente que ha fallado. Los componentes específicos son por ejemplo: motores, sellos, bombas, entrada al separador, cables, impulsores, ejes, o-ring).

La tabla 3 contiene una lista de los principales componentes de la BES, y sub-componentes asociados, que pueden estar sujetos a falla.

Tabla 3: Posibles componentes fallados.

SISTEMA	COMPONENTE PRIMARIO FALLADO	SUBCOMPONENTE
Ensamble BES	Cable	<ul style="list-style-type: none"> • Cable principal de poder • Extensión de cable al motor • Empaque penetrador • Conector del cabezal (Pigtail) • Conector terminador de cable • Empalmes • Penetrador del cabezal de pozo • Subcomponente desconocido
	Motor	<ul style="list-style-type: none"> • Base • Acoplamiento • Puerto de drene / Válvula de llenado • Filtro • Cabeza • Carcasa • Motor y conectores • Aceite • Elastómeros (O rings) • Cojinete del rotor • Rotores • Eje • Estator • Cojinete de impulsor • Subcomponente Desconocido • Barniz
	Bomba	<ul style="list-style-type: none"> • Base / Entrada (intake) • Acoplamiento • Difusores • Cabeza/ descarga • Carcasa • Impulsores • Elastómeros (O rings) • Cojinete del rotor • Rotor • Cojinetes Soporte del eje • Elastómeros de encaje • Arandelas de los impulsores • Subcomponente Desconocido
	Entrada Bomba	<ul style="list-style-type: none"> • Base • Acoplamiento • Difusores • Puertos de descarga / pantalla • Cabeza • Carcasa • Impulsores • Sección Inductor • Puerto de admisión / pantalla • Elastómeros (O rings) • Cojinetes radiales • La sección de separación / Rotor • Eje • Elastómeros de encaje • Arandelas de los impulsores • Subcomponente desconocido

	Sello	<ul style="list-style-type: none"> • Cámara de bolsa • Base • Acoplamiento • Puerto de drene / Válvula de llenado • Cabeza • Carcasa • Cámara de laberinto • Sellos mecánicos • Aceite • Elastómeros • Cojinetes radiales • Válvulas de alivio • Eje • Cojinete de los impulsores • Subcomponente desconocido
	Otros componentes del sistema BES	<ul style="list-style-type: none"> • Sensores de fondo de pozo • Shroud (cubierta)
	Desconocido	<ul style="list-style-type: none"> • Desconocido

Fuente: C-FER Technologies. ESP Failure Nomenclature. 1999. Versión 4.3. p. 5

4.4.2.1 Componente primario fallado

Es el componente primario responsable de iniciar la falla del equipo BES, es decir es la raíz de una secuencia de eventos interrelacionados que conducen a una falla, para evidenciarla normalmente se requiere alguna investigación en profundidad.

4.4.3 Descriptores de falla

Son los principales síntomas o signos perceptibles de daños a los componentes BES que pueden haber resultado en la falla.

La tabla 4 muestra los posibles descriptores de fallas para los principales componentes y partes asociadas a la BES.

Tabla 4: Posible descriptor de falla.

CATEGORIA PRIMARIA DE FALLA	DESCIPTOR PRIMARIO DE FALLA	COMENTARIOS
Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Prueba de falla Hipot • Alta impedancia / resistencia • baja impedancia / resistencia • Circuito abierto • Cortocircuito • Fase desbalance 	Las fallas relacionadas con el suministro y transmisión de potencia eléctrica.
Externa	<ul style="list-style-type: none"> • Revestido-externa • Revestido-interno • Contaminado • Atascado cerrado • Atascado abierto • Taponado 	Fallas causadas por eventos externos o sustancias, por ejemplo parafina, asfáltenos, incrustaciones, arena y sulfuro de hierro.
Material	<ul style="list-style-type: none"> • Frágil • Quemado • Corroído • Decolorado • Erosionado / Lavado a presión • Endurecido • Fundido • Sobrecalentado 	Generalmente relacionado con las características físicas del material, es decir, el color, la dureza, el acabado, etc.
Mecánica	<ul style="list-style-type: none"> • Doblado • Roto / Fracturado • Abrochado • Explosión / Ruptura • Colapsado • Agrietado • Dañado • Abollado • Desconectado • Prueba de presión fallida • Prueba de vibración fallida • Espacio libre defectuoso o alineación • Fugas • Suelto / Desprendido • Baja eficiencia • Agujereados • Rayado • Aplastado • Vibración / Frotación de los marcos • Vibración / no balanceada 	Generalmente el resultado de la fuerza, presión o torque.
Otros	<ul style="list-style-type: none"> • Mantenimiento descartado • Falta • Otros 	

Fuente: C-FER Technologies. ESP Failure Nomenclature. 1999. Versión 4.3. p. 7

4.4.4 Las causas de falla.

Se asocia con las circunstancias durante el diseño, la fabricación o uso del equipo BES, que han conducido a una falla. La identificación de la causa de falla normalmente requiere una investigación profunda en el taller de desensamble del equipo BES para descubrir los factores subyacentes humanos o factores de organización que condujeron a la falla.

Tabla 5: posibles causas de fallas

CAUSA DE FALLA: GENERAL	CAUSA DE FALLA: ESPECIFICA	COMENTARIOS
<ul style="list-style-type: none"> • Diseño de sistemas / Selección 	<ul style="list-style-type: none"> • Selección del equipo • Selección del Equipo - Materiales • Datos incorrectos utilizados en diseño / Selección • Selección del Equipo - Capacidad de presión • Selección del Equipo - capacidad volumétrica • Configuración del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño del sistema incorrecta / selección, incluyendo el uso de datos incorrectos o errores en los cálculos. • El flujo de la bomba inadecuada o la capacidad de cabeza, la capacidad de potencia del motor, etc.
<ul style="list-style-type: none"> • Fabricación 	<ul style="list-style-type: none"> • Prueba de equipo • Problemas de fabricación • Selección de materiales • Control de calidad • Diseño mecánico 	<ul style="list-style-type: none"> • El diseño inadecuado de las partes mecánicas o componentes. • La fabricación inapropiada o montaje de partes o componentes. • Las pruebas de equipo inadecuado o control de calidad.
<ul style="list-style-type: none"> • Almacenamiento y transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • Embalaje o restricciones • Almacenamiento • Transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo inapropiado o insuficiente manejo durante el almacenamiento o transporte.
<ul style="list-style-type: none"> • Instalación 	<ul style="list-style-type: none"> • Ensamblaje del sistema • Limpieza de pozo • Instalación - servicio de Campo BES • Ensamblaje del sistema • Limpieza de pozo • Instalación - servicio de Campo BES • Instalación - aparejo de servicio • Equipo dañado retransmitía 	<ul style="list-style-type: none"> • Los procedimientos inapropiados durante la instalación o preparación de pozo. • Incorrecto montaje de sistema, incluido el empalme de cables y conexiones de brida.
<ul style="list-style-type: none"> • Operación 	<ul style="list-style-type: none"> • Método de recuperación mejorada o estrategia de producción • Monitoreo inadecuado • Procedimiento de Operación • Operación de otros pozos en el campo • Tratamiento de pozo 	<ul style="list-style-type: none"> • Procedimientos de operación inapropiada o seguimiento inadecuado. • Las prácticas de campo de gestión.
<ul style="list-style-type: none"> • Reservorio o fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> • Asfáltenos • Temperatura de fondo • El gas libre • Arena • Reservorio fallo • Incrustaciones • Parafina • Corte de agua • Influjos Alto • No hay Influjos o bajo 	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones inesperadas de yacimiento, conduce a (1) el taponamiento por Incrustaciones, asfáltenos, parafina, arena, etc., o (2) baja/alta productividad alto GOR o corte de agua. • Reservorio fracturado, hundimiento, etc.
<ul style="list-style-type: none"> • Completación 	<ul style="list-style-type: none"> • Falla de perforaciones / Liner / Pozo abierto • Falla o inapropiado sistema de control de Arena • Falla en la completación de la cara del 	<ul style="list-style-type: none"> • falla en la completación de la cara del pozo (por ejemplo, casing, tubing, packer, la seguridad válvula, liner)

	pozo • Falla no-BES de fondo de pozo	
• Otros	• Tiempo / Oceanográfico • Desastres Naturales • La interrupción de energía / Rayo • Mala calidad de la energía • falla equipos de Superficie • Sabotaje / Vandalismo	• El tiempo, la guerra, ataques terroristas, etc. • fallo de instrumentación o control
• Desconocido	• Desconocido • Normal	• causa desconocida de Falla
• Desgaste normal o esperado y Desinstalación	• Desgaste normal o esperado y Desinstalación	• El quipo ha alcanzado o superado las expectativas de tiempo de vida
• Limitación de Tecnología	• Limitación de Tecnología	• La tecnología actual de BES no puede operar de manera confiable en una determinada operación
• Construcción de Pozos	• Sección no tangencial	• El pozo no fue diseñado / perforado para la aplicación de BES

Fuente: C-FER Technologies. *ESP Failure Nomenclature*. 1999. Versión 4.3. p. 9

Orden de como se procede a las tablas con el proposito de llenar el reporte:

- ◆ Producción reporta falla.
- ◆ Posible razón del pulling – **Tabla 2**. Producción reporta la falla. *Campo*
- ◆ Posibles componentes fallados – **Tabla 3**. Reporte de pulling. *Campo*
- ◆ Posible descripción de la falla – **Tabla 4**. Reporte desensamble. *Talleres*.
- ◆ Posible causa de la falla – **Tabla 5**. Investigación y análisis de falla.

4.4.5 Reporte de fallas en bombas electrosumergibles. Según la norma estándar BES Nomenclatura de fallas versión 4.3, Lo que debemos hacer al entregar un reporte, se debe encabezar con el tipo de falla que se presentó la cual provoco que el equipo dejara de funcionar.

Tabla 6: Formato de un reporte.

Tipo de falla	
Reporte de falla:	
Extracción de información:	
Reporte desmonte / Inspección:	
Investigación de la falla:	
Sistema	Estado del periodo:
	Causa general de la extracción:
	Causa específica de la extracción
	¿El sistema BES está fallando?
	Componente primario fallado:
	Descriptor de la falla primaria
	Descriptor de la falla secundaria: causa General:
	Causa Especifica:
Componentes	Condición al sacar el motor:
	Motor: principal falla:
	Motor: falla secundaria:
	condición del sello al sacarlo:
	sello: Descripción de la falla principal :
	sello: descripción de la falla secundaria:
	Condición de desgaste al sacarlo:
	desgaste: descripción falla principal
	desgaste: descripción de falla secundaria:
	Condición de la bomba al sacarla:
	Bomba: descripción de la falla principal
	Bomba: descripción de falla secundaria
	Condiciones del cable al sacarlo:
	Cable: descripción de falla primaria
Cable: descripción de falla secundaria:	

Fuente: C-FER Technologies. *ESP Failure Nomenclature*. 1999. Versión 4.3. p. 28

De acuerdo con las indicaciones exactas a este reporte debemos llenarlo con el propósito de tener una muy buena información acerca del tipo de falla que posiblemente afecto el buen funcionamiento del equipo BES. Se debe tener en cuenta:

- Cuando seleccionemos la causa principal que origino la falla del equipo debemos seleccionar un componente de la BES la cual es la que está fallando. Además al especificar el causante de la falla este debe ser un componente que se pueda corregir; Cuando se presenta un cambio en la productividad del yacimiento como la pérdida de aporte de hidrocarburos al pozo hace que la bomba opere fuera del rango al que fue diseñada, debido a este en el reporte se omite información en las causas de falla.

Los ejercicios de mantenimiento deben ser constantes y programados con el propósito de evitar fallas en el equipo, además se deben seguir las indicaciones del fabricante en el uso del mismo, para que no se presenten inconvenientes al operar y el sistema BES no se considere fallado. El mantenimiento no programado a un sistema de BES se puede considerar un fallo y una acción que esté realizando dentro de los límites permitidos por el fabricante no se considera una falla¹².

En el **ANEXO D** se encuentra un reporte de falla real realizado a un pozo perteneciente a la SOH durante un servicio en taller.

¹² C-FER Technologies. *ESP Failure Nomenclature*. 1999. Version 4.3. p. 1-35

5 DESCRIPCIÓN, RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LA BASE DE DATOS DESDE EL 2007-2011

5.1 PROCESADOR DE DATOS NUMERICOS EXCEL

Para el desarrollo de este proyecto se empleó un programa informático llamado Excel que permitió manipular la base de datos en la que se venían almacenando los datos de las fallas en los pozos que operan con equipos de bombeo electrosumergible desde el año 2007 al 2011 en la superintendencia de operaciones Huila-Tolima

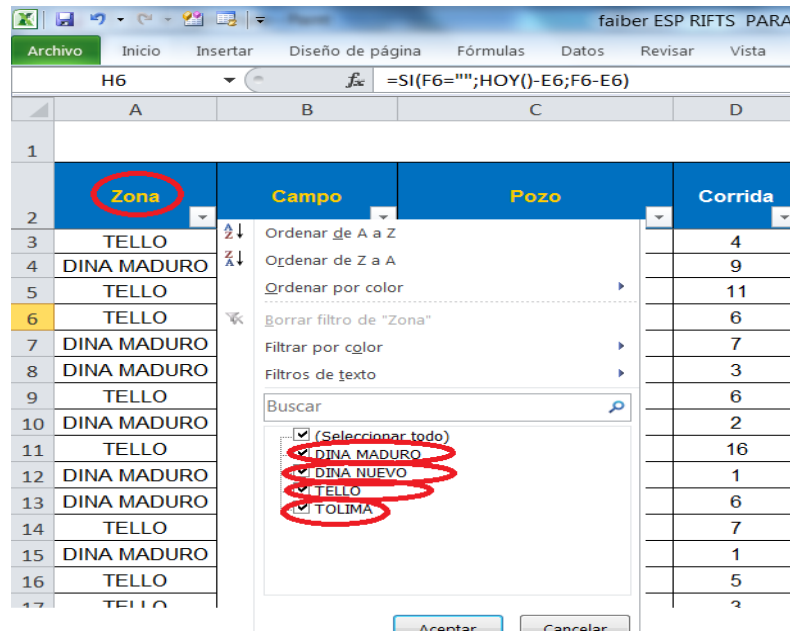
La meta de ECOPETROL es lograr en el año 2015 una producción de un millón de barriles de petróleo equivalente, debido a esta necesidad de incrementar la producción el bombeo electrosumergible es un método de levantamiento artificial ampliamente utilizado en campos donde el corte de agua es muy alto y se hace necesario producir altos volúmenes de fluido de forma económica y rentable, debido a estas grandes eficiencias necesarias en los equipos BES estos son muy sofisticados tecnológicamente y a la vez muy vulnerables a todo tipo de fallas principalmente por las condiciones extremas de presión y temperatura a las que operan en subsuelo.

La mejor forma de incrementar el tiempo de vida útil (Run life) y el tiempo medio entre fallas (MTBF) es analizar la información tabulada en bases de datos de Excel sobre las diferentes fallas que han ocurrido en los pozos que operan con BES a través de los años para entender cómo es que se desempeña esta tecnología en las diferentes condiciones de subsuelo y así poder sacar el máximo provecho del uso de equipos BES diseñados para campos nuevos o recién descubiertos partiendo de las fallas que ya han ocurrido en los campos viejos con similares condiciones de operación para evitar reincidir en los errores de diseño, instalación y operación que finalmente producen fallas prematuras en los equipos BES.

5.2 CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS DESDE EL 2007-2011

Para el desarrollo de la base de datos actualizada con la nomenclatura estándar para clasificación de fallas o ESP RIFTS se usó una base de datos inicial que contenía todas las fallas ocurridas cronológicamente desde 2007-2011 en las **zonas** productoras de petróleo de **dina maduro, dina nuevo, Tello y Tolima**, y los respectivos **campos** pertenecientes a cada zona productora como lo son: **Arrayan, cebú, dina cretáceo, Monserrate, palo grande, pijao, Quimbaya, santa clara, Tello, tempranillo, tanay y toldado**, posteriormente se realizó el cambio a la nomenclatura de la ESP RIFTS mediante las tablas 2, 3, 4 y 5 ilustradas anteriormente tomando cada falla de la base de datos inicial y buscando su equivalente o la más semejante en la nomenclatura ESP RIFTS.

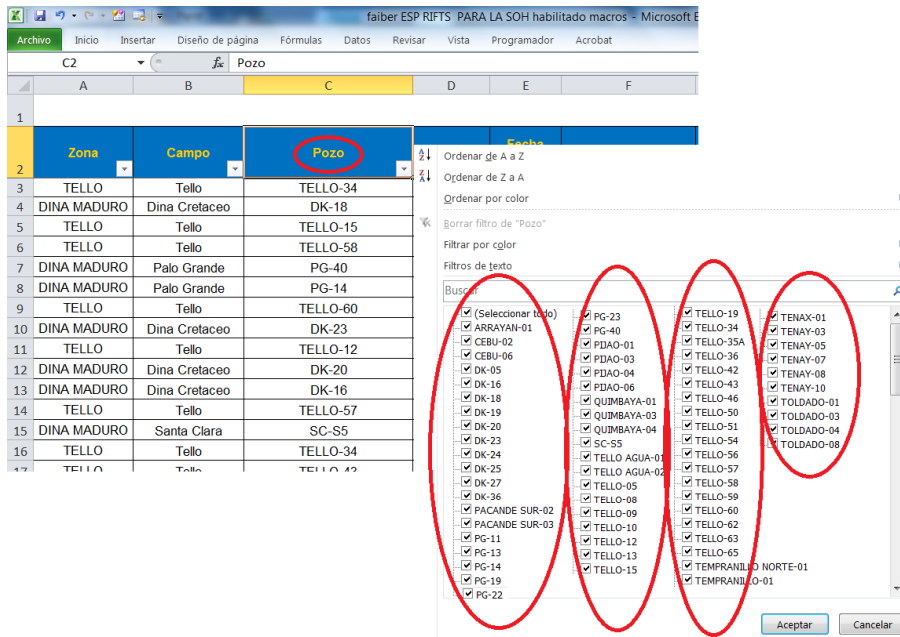
A continuación se ilustra más fácilmente la aplicación de esta modalidad de clasificación de falla:




Los respectivos **campos** pertenecientes a cada zona productora son: **Arrayan, Cebú, Dina cretáceo, Monserrate, Palo grande, Pijao, Quimbaya, Santa clara, Tello, Tempranillo, Tenay y Toldado**, que se muestran a continuación:



En la base de datos se observó en la columna llamada pozo que desde el año 2007 hasta el 2011 fallaron 69 pozos en total de los 12 campos petroleros mencionados anteriormente.



En la columna llamada Pozo mediante la herramienta filtro de Excel  seleccionamos la opción de ARRALLAN-01 para que solo nos muestre el histórico de fallas de ese pozo, en la siguiente columna llamada corrida podemos observar el número de veces que ha fallado este pozo desde el año 2007 hasta el 2011 y también el tiempo que duro corriendo este pozo desde su última falla, vemos que este pozo ha tenido tiempos de vida útil muy cortos inferiores a 365 días, la cual es una situación muy preocupante ya que el tiempo de vida útil mínimo de un equipo BES recién instalado es de 1000 días es decir aproximada mente 3 años.

El procedimiento mencionado anteriormente sobre análisis de corridas y de tiempos de vida útil se puede realizar con cada uno de los 69 pozos el cual es un proceso largo y tedioso. Por razones de brevedad del contenido de este documento solo se plasmara para el pozo ARRALLAN-01.

Campo	Pozo	Corrida	Fecha Start	Fecha Falla	Fecha Pulling	Run Life	Año Falla	Mes Falla
ARRAYAN	ARRAYAN-01	1	25-Sep-08	16-Nov-08	16-Nov-08	52	2008	11
ARRAYAN	ARRAYAN-01	2	20-Nov-08	30-May-09	30-May-09	191	2009	5
ARRAYAN	ARRAYAN-01	3	5-Jun-09	19-Sep-09	19-Sep-09	106	2009	9
ARRAYAN	ARRAYAN-01	4	27-Sep-09	5-Feb-10	5-Feb-10	131	2010	2
ARRAYAN	ARRAYAN-01	5	24-Feb-10	22-Sep-10	22-Sep-10	210	2010	9
ARRAYAN	ARRAYAN-01	6	18-oct-10	11-Oct-11	12-Oct-11	358	2011	10

La clasificación de fallas consiste en el análisis de cada una de ellas y si dicha falla corresponde a un componente del equipo de bombeo electro sumergible, esta falla se considera una falla directa; mientras que si la falla se produjo por un agente exterior a los componentes del sistema de bombeo electro sumergible, esta falla se la considera como una falla indirecta.

En la base de datos se utilizan dos parámetros llamados falla censura 1 y falla censura 2, los cuales se utilizan en la censura de cada una de las fallas se le asigna el valor de 1 para las fallas directas y el valor de 0 para las fallas indirectas, estos valores influyen en los resultados por esta razón se debe tener cuidado en estos parámetros.

Fecha Pulling	Run Life	Fecha Start	Falla censura 1	Falla censura 2	General
21-Jan-07	515	2007	1	0	1
7-Feb-07	154	2007	1	0	1
13-Feb-07	60	2007	2	0	1
8-Mar-07	598	2007	3	0	1
18-Mar-07	416	2007	3	0	1
3-Apr-07	702	2007	4	0	1
11-Apr-07	577	2007	4	0	1
15-Apr-07	454	2007	4	0	1
26-Apr-07	1257	2007	4	0	1
3-May-07	1719	2007	5	0	1
13-Jun-07	480	2007	6	0	1
15-Jun-07	190	2007	6	0	1

5.2.1 Nomenclatura estándar ESP RIFTS programada en listas desplegables en Excel

Excel permite hacer listas desplegables dependientes, es decir que una lista depende de la otra, o una lista muestra la información según el contenido de la otra celda de la que depende.

Esto permite que por ejemplo cuando se elige la razón del pull: General, al lado hay otra lista para elegir la razón del pull: específico. En Excel esto se llaman listas dependientes, ya que la lista de razón del pull: específico depende del razón del pull: General seleccionado en la celda adyacente o anterior.

A continuación se muestra una base de datos con cuatro clasificaciones generales de fallas que son: Posible razón para la extracción, posible componente fallado, posible descriptor de la falla y posible causa de la falla, estas cuatro clasificaciones generales a su vez se subdividen cada una en dos subcategorías como se muestra en la siguiente imagen:

Possible Reasons for Pull		Possible Failed Items		Possible Failure Descriptors		Possible Failure Causes	
Reason for Pull: General	Reason for Pull: Specific	Primary Failure Item	Subcomponent	Primary Failure Category	Primary Failure Descriptors	Failure Cause: General	Failure Cause: Specific

Por medio de las listas desplegables en las celdas por debajo de la categoría “razón para la extracción: General” podemos desplegar un menú para seleccionar la opción que mejor describa el motivo de la extracción del equipo BES, por ejemplo si fue para mantenimiento/reparación o eléctrica etc.

Possible Reasons for Pull	
Reason for Pull: General	Reason for Pull: Specific
Downhole Instrumentation Measured or Detected	High Motor Winding Temperature
Electrical	Downhole Instrumentation Measured or Detected
Flow	Electrical
Maintenance or Repair	Flow
Recompletion	Maintenance or Repair
Suspend	Recompletion
Other	Suspend
Unknown	Other
	Unknown
	Logging Well
	Unknown

En la siguiente figura podemos observar que el menú que desplegamos para la categoría “razón para la extracción: Especifica” es dependiente de la opción que se haya seleccionado en la celda de la columna anterior, por ejemplo en el segundo recuadro se observa alta corriente, alto voltaje, baja corriente etc. Porque en la opción anterior de la categoría “razón para la extracción: Especifica” fue seleccionada la opción (Eléctrica).

Possible Reasons for Pull	
Reason for Pull: General	Reason for Pull: Specific
<i>Downhole Instrumentation Measured or Detected</i>	<i>High Motor Winding Temperature</i>
<i>Electrical</i>	<i>High Current</i>
<i>Flow</i>	<i>Low Flow to Surface</i>
<i>Maintenance or Repair</i>	<i>Casing Repair</i>
<i>Recompletion</i>	<i>Change Artificial Lift Method / Resize ESP System</i>
<i>Suspend</i>	<i>Permanent Abandonment</i>
<i>Other</i>	<i>Logging Well</i>
<i>Unknown</i>	<i>Unknown</i>

High Motor Winding Temperature
 High Vibration
 Low Motor Oil Dielectric Capacitance
 Unknown

High Current
 High Voltage
 Low Current
 Low Impedance / Resistance
 Low Voltage
 Phase Unbalance
 Short Circuit
 Unknown

A continuación solo se mostrarán las imágenes de los pantallazos obtenidos para las categorías generales como posibles componentes fallados, posible descriptor de la falla y posible causa de la falla y para sus respectivas subcategorías en que se dividen, también se muestran las listas despegables dependientes con la nomenclatura estándar ESP RIFTS para la clasificación de fallas.

5.2.1.1 Posible componente fallado

Possible Failed Items		
Primary Failure Item	Subcomponent	Primary Cate
<i>ESP_Cable</i>	Main Power Cable	Electrical
<i>ESP_Motor</i>	ESP_Cable	
<i>ESP_Pump</i>	ESP_Motor	
<i>ESP_Pump_Intake</i>	ESP_Pump	
<i>ESP_Seal</i>	ESP_Pump_Intake	
<i>Other_ESP_System_Component</i>	ESP_Seal	
<i>Unknown_</i>	Other_ESP_System_Component	
	Unknown_	
	Unknown	

Possible Failed Items	
Primary Failure Item	Subcomponent
<i>ESP_Cable</i>	Main Power Cable
<i>ESP_Motor</i>	Base
<i>ESP_Pump</i>	Base/Intake
<i>ESP_Pump_Intake</i>	Base
<i>ESP_Seal</i>	Bag Chamber
<i>Other_ESP_System_Component</i>	Downhole Sensors
<i>Unknown_</i>	Unknown

Main Power Cable
 Motor Lead Extension
 Packer Penetrator
 Pigtail
 Pothead Connector
 Splices
 Wellhead Penetrator
 Unknown Subcomponent

Base
 Coupling
 Drain Port/Fill Valve
 Filter
 Head
 Housing
 Motor End Connectors
 Oil
 O-Rings
 Rotor Bearing
 Rotors
 Shaft
 Stator
 Thrust Bearing
 Unknown Subcomponent
 Varnish

5.2.1.2 Posible descriptor de la falla

Possible Failure Descriptors.	
Primary Failure Category	Primary Failure Descriptors
Electrical_	Failed Hypot test
External	Coated-External
Material	Brittle
Mechanical	Bent
Other_	Maintenance Discard
Unknown_	Unknown

Possible Failure Descriptors.	
Primary Failure Category	Primary Failure Descriptors
Electrical_	Failed Hypot test
External	Coated-External
Material	Brittle
Mechanical	Bent
Other_	Maintenance Discard
Unknown_	Unknown

Failed Hypot test
High Impedence / Resistance
Low Impedence / Resistance
Open circuit
Short circuit
Phase Unbalance

Coated-External
Coated-Internal
Contaminated
Stuck Closed
Stuck Open
Plugged

5.2.1.3 Posible causa de la falla

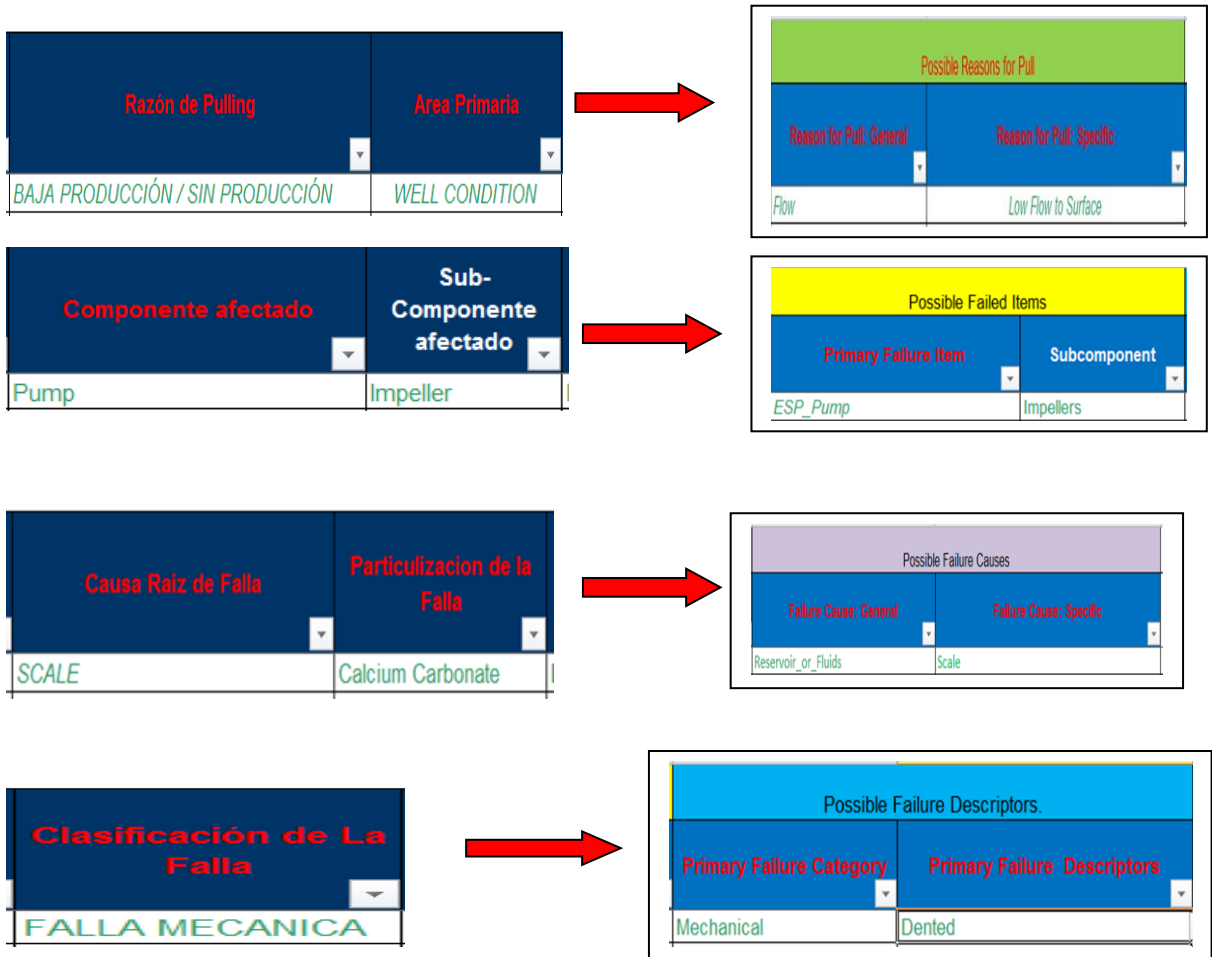
Possible Failure Causes	
Failure Cause: General	Failure Cause: Specific
System_Design_or_Selection_	Equipment selection
Manufacturing	System_Design_or_Selection_
Storage_and_Transportation	Manufacturing
Installation	Storage_and_Transportation
Operation	Installation
Reservoir_or_Fluids	Operation
Completion	Reservoir_or_Fluids
Other_	Completion
Unknown	Other_
Normal_or_expected_wear_and_tear	_Unknown_
Technology_Limitation	Normal_or_expected_wear_and_tear
Well_Construction	Technology_Limitation
	Well_Construction
	UNKNOWN
	Normal or expected wear and tear
	Technology Limitation
	No Tangent Section

Possible Failure Causes	
Failure Cause: General	Failure Cause: Specific
System_Design_or_Selection_	Equipment selection
Manufacturing	Fabrication Problem
Storage_and_Transportation	Packaging or restraints
Installation	System Assembly
Operation	Enhanced recovery method or production strategy
Reservoir_or_Fluids	Asphaltene
Completion	Failure of perforations / liner / openhole
Other_	Weather / Oceanographic
Unknown_	Unknown
Normal_or_expected_wear_and_tear	Normal or expected wear and tear
Technology_Limitation	Technology Limitation
Well_Construction	No Tangent Section

Equipment selection
Equipment selection – materials
Improper Data used in Design / Selection
Equipment selection – pressure capacity
Equipment selection – volumetric capacity
System configuration

Equipment testing
Fabrication Problem
Materials selection
Quality control
Mechanical Design

Posteriormente se realizó el cambio de la nomenclatura que venía utilizando la empresa operadora ECOPETROL S.A. a la nomenclatura estándar para clasificación de fallas en BES o ESP RIFTS mediante las tablas 2, 3, 4 y 5 ilustradas anteriormente, este cambio se realizó tomando cada pozo de la base de datos inicial el cual había sufrido un determinado tipo de falla y se buscó el equivalente en la nomenclatura ESP RIFTS para describirla como se muestra a continuación:



5.3 Calculo de indicadores de seguimiento (Run life, índice de falla y servicios, MTBF,)

5.3.1 Tiempo de vida útil (Run life)

El tiempo de vida útil es un parámetro que se utiliza para estimar cuantos días duro corriendo el equipo BES desde su última falla y se calcula así; a la fecha de falla del equipo BES se le resta la fecha de arranque del mismo, como se muestra a continuación:

Fecha Start	Fecha Falla	Run Life
7-Apr-06	19-Feb-08	683
31-Jul-05	1-Mar-08	944
11-Oct-07	25-Feb-08	137
17-Feb-08	9-Mar-08	21
12-Dec-07	17-Mar-08	96
9-Dec-07	22-Mar-08	104

5.3.2 Índice de falla directa

El índice de falla directa se halla sumando todos los valores iguales a 1 para las fallas directas del parámetro de censura 1, después está sumatoria se divide entre el número de pozos que están corriendo durante el mes que se está evaluando este parámetro. A continuación se muestra los índices de falla directa para el año 2007:

	Indice de falla indirecta	Indice de falla directa	Running Wells	
2007	0,657031797	0,081682673	563	Calcular
Enero	0,047619048	0	42	Borrar
Febrero	0,023809524	0	42	
Marzo	0,045454545	0	44	
Abril	0,090909091	0	44	
Mayo	0,02173913	0	46	
Junio	0,065217391	0	46	
Julio	0,02	0	50	
Agosto	0,06122449	0,020408163	49	
Septiembre	0,098039216	0,019607843	51	
Octubre	0,083333333	0,041666667	48	
Noviembre	0,06122449	0	49	
Diciembre	0,038461538	0	52	
2008	0,550987421	0,018181818	653	

En el año 2007 el índice de falla directa total fue de 8.168%, lo cual indica que en este porcentaje las fallas que se presentaron fueron de forma directa, este valor se puede observar resaltado en azul en la figura anterior.

5.3.3 Índice de falla indirecta

El índice de falla indirecta se halla sumando todos los valores iguales a 0 para las fallas indirectas del parámetro de censura 1, después está sumatoria se divide

entre el número de pozos que están corriendo durante el mes que se está evaluando este parámetro. A continuación se muestra los índices de falla indirecta para el año 2007:

	Indice de falla indirecta	Running Wells	
2007	0,657031797	563	Calcular
Enero	0,047619048	42	Borrar
Febrero	0,023809524	42	
Marzo	0,045454545	44	
Abril	0,090909091	44	
Mayo	0,02173913	46	
Junio	0,065217391	46	
Julio	0,02	50	
Agosto	0,06122449	49	
Septiembre	0,098039216	51	
Octubre	0,083333333	48	
Noviembre	0,06122449	49	
Diciembre	0,038461538	52	

En el año 2007 el índice de falla indirecta total fue de 65.7%, lo cual indica que en este porcentaje las fallas que se presentaron fueron de forma indirecta, este valor se puede observar resaltado en azul en la figura anterior.

5.3.4 Índice de green pulling

El índice de green pulling mide el porcentaje de equipos BES que fueron extraídos del pozo por cualquier otra razón diferente a una falla es decir se intervino el pozo para cambiar de método de levantamiento artificial o redimensionar el sistema BES. Se calcula sumando todos los valores del parámetro de censura 2 iguales a 0 que equivalen a los green pulling, después está sumatoria se divide entre el número de pozos que están corriendo durante el mes que se está evaluando este parámetro. A continuación se muestra los índice de green pulling para el año 2007:

	indice de green pulling	Running Wells
2007	0,14098683	563
Enero	0	42
Febrero	0	42
Marzo	0	44
Abril	0	44
Mayo	0	46
Junio	0,02173913	46
Julio	0	50
Agosto	0,020408163	49
Septiembre	0,078431373	51
Octubre	0	48
Noviembre	0,020408163	49
Diciembre	0	52

En el año 2007 el índice de green pulling total fue de 14.09%, lo cual indica que en este porcentaje los equipos BES fueron extraídos del pozo, pero en si el equipo no falló es decir estaba corriendo, este valor se puede observar resaltado en azul en la figura anterior.

A continuación solo se mostrarán las tablas de los resultados obtenidos para los índices de fallas directas, indirectas y índice de green pulling en los años 2008,

2009 y 2010, ya que anteriormente se explicó el significado de los mismos respectivamente.

5.3.5 Índices de falla directa, indirecta y green pulling para el año 2008

	índice de falla directa	índice de falla indirecta	índice de green pulling	Running Wells
2008	0,550987421	0,018181818	0,195321856	653
Enero				52
Febrero	0,058823529	0	0	51
Marzo	0,076923077	0	0	52
Abril	0,018867925	0	0	53
Mayo	0,076923077	0	0	52
Junio				55
Julio	0,055555556	0	0,037037037	54
Agosto	0,054545455	0,018181818	0,036363636	55
Septiembre	0,053571429	0	0,035714286	56
Octubre	0,051724138	0	0,051724138	58
Noviembre	0,068965517	0	0,034482759	58

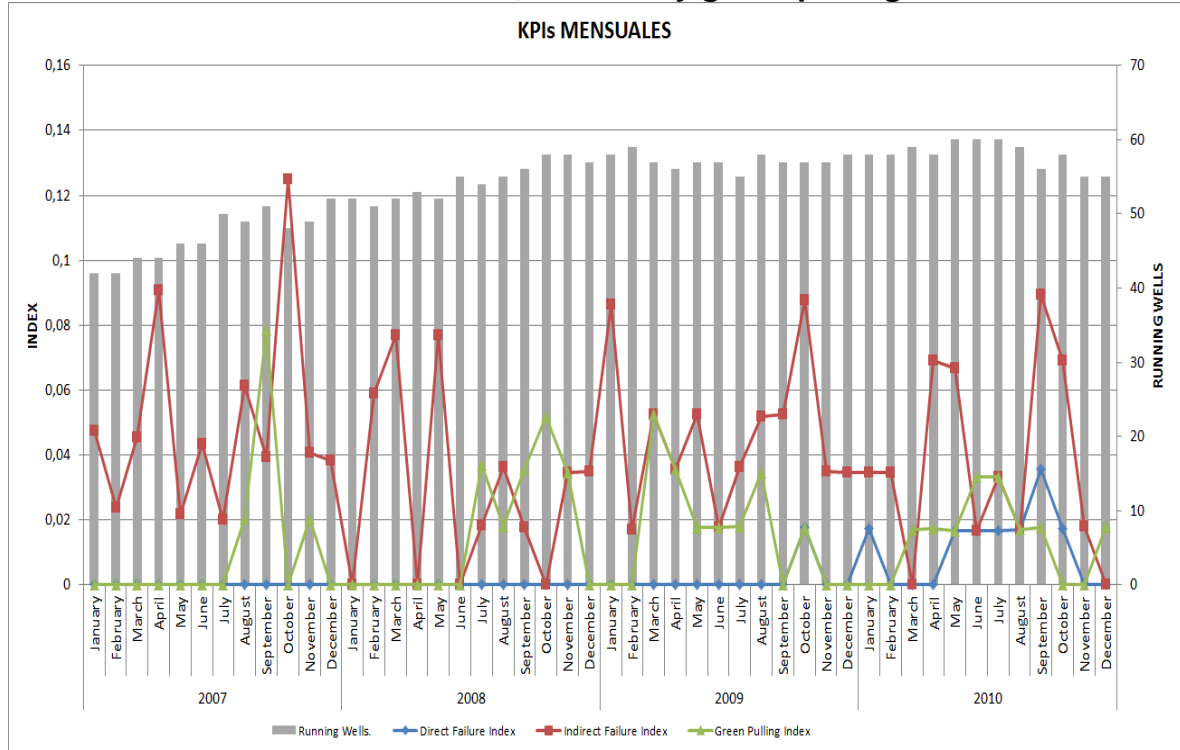
5.3.6 Índices de falla directa, indirecta y green pulling para el año 2009

	índice de falla directa	índice de falla indirecta	índice de green pulling	Running Wells
2009	0,718240783	0,035087719	0,157916343	686
Enero	0,086206897	0	0	58
Febrero	0,016949153	0	0	59
Marzo	0,087719298	0,01754386	0,01754386	57
Abril	0,071428571	0	0,035714286	56
Mayo	0,070175439	0	0,01754386	57
Junio	0,01754386	0,01754386	0,01754386	57
Julio	0,054545455	0	0	55
Agosto	0,086206897	0	0,034482759	58
Septiembre	0,052631579	0	0,01754386	57
Octubre	0,105263158	0	0,01754386	57

5.3.7 Índices de falla directa, indirecta y green pulling para el año 2010

	índice de falla directa	índice de falla indirecta	índice de green pulling	Running Wells
2010	0,720823181	0,104428627	0,170511979	696
Enero	0,051724138	0	0	58
Febrero	0,034482759	0	0	58
Marzo	0,033898305	0	0,016949153	59
Abril	0,086206897	0	0,017241379	58
Mayo	0,1	0	0,016666667	60
Junio	0,066666667	0	0,05	60
Julio	0,066666667	0,016666667	0,016666667	60
Agosto	0,033898305	0,016949153	0,016949153	59
Septiembre	0,089285714	0,053571429	0,017857143	56
Octubre	0,103448276	0,017241379	0	58
Noviembre	0,036363636	0	0	55
Diciembre	0,018181818	0	0,018181818	55

Grafica 1. Índices de falla directa, indirecta y green pulling



5.4 Tiempo Medio Antes de la Falla o MTBF (Mean Time Between Failures) como medida del tiempo esperado de operación de los sistemas de levantamiento artificial

El Tiempo Medio Antes de la Falla o MTBF es el parámetro estadístico más adecuado para estimar el tiempo esperado de operación de los sistemas de levantamiento artificial. El MTBF además de ser una medida precisa del tiempo esperado de operación, permite detectar rápidamente cambios en la confiabilidad de los equipos. Este documento presenta un método sencillo y efectivo para evaluar el MTBF utilizando el modelo de análisis de supervivencia propuesto por Herd & Johnson.

5.4.1 Cálculo de MTBF por medio de análisis de supervivencia

Esta metodología es utilizada ampliamente por la comunidad biomédica para realizar estudios de supervivencia en grupo humanos y ha sido adaptada para estimar los tiempos esperados de operación en sistemas eléctricos y mecánicos.

En el análisis de supervivencia se calcula el MTBF no solo utilizando la información de los equipos fallados, sino también el tiempo acumulado de los equipos que figuran como censurados esto incluye: los equipos que se encuentran

en operación, los que se retiraron por causa diferente a la falla y los que fallaron por causas externas al equipo mismo.

La técnica considerada aquí es la propuesta por Herd- Johnson que calcula el MTBF a partir de la curva de confiabilidad, también conocida como curva de supervivencia.

En este método se clasifican de manera ascendente los tiempos de operación $t_1, t_2 \dots t_i \dots t_N$ para N equipos en una muestra, incluyendo los datos censurados. Para cada uno de estos tiempos la función de distribución acumulada de fallas $F(t)$ estaría definida como:

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

de donde se obtiene la función de confiabilidad $R(t)$

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

$$R(t_{i-1}) = \frac{N+2-i}{N+1} \dots\dots\dots(3)$$

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

$$\frac{R(t_i)}{R(t_{i-1})} = \frac{N+1-i}{N+2-i} \dots\dots\dots(4)$$

Si el tiempo t_i corresponde a un dato censurado la probabilidad condicional será 1 ya que no existe condición confirmada de falla, por lo tanto:

$$R(t_i) = R(t_{i-1}) \dots\dots\dots(5)$$

En general la probabilidad condicional estaría definida como:

$$R(t_i|t_{i-1}) \begin{cases} \frac{N+1-i}{N+2-i} & \text{para falla en } t_i \\ 1 & \text{para dato censurado en } t_i \end{cases} \dots\dots\dots(6)$$

La anterior expresión indica la probabilidad de que una unidad continúe operativa entre t_{i-1} y t_i partiendo de que estaba operando en el tiempo t_{i-1} .

La función de confiabilidad para cualquier tiempo t_i estaría descrita por:

$$R(t_i) = R(t_i|t_{i-1})R(t_{i-1}) \dots\dots\dots(7)$$

y recursivamente:

$$R(t_i) = R(t_i|t_{i-1})R(t_{i-1}|t_{i-2})R(t_{i-2}|t_{i-3}) \dots R(t_1|t_0) \dots\dots\dots(8)$$

con $R(0)=1$.

Una vez que la función de confiabilidad a sido obtenida puede usarse para calcular el MTBF.

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t) dt \approx \sum_{i=1}^N R(t_{i-1})(t_i - t_{i-1}) \dots\dots\dots(9)$$

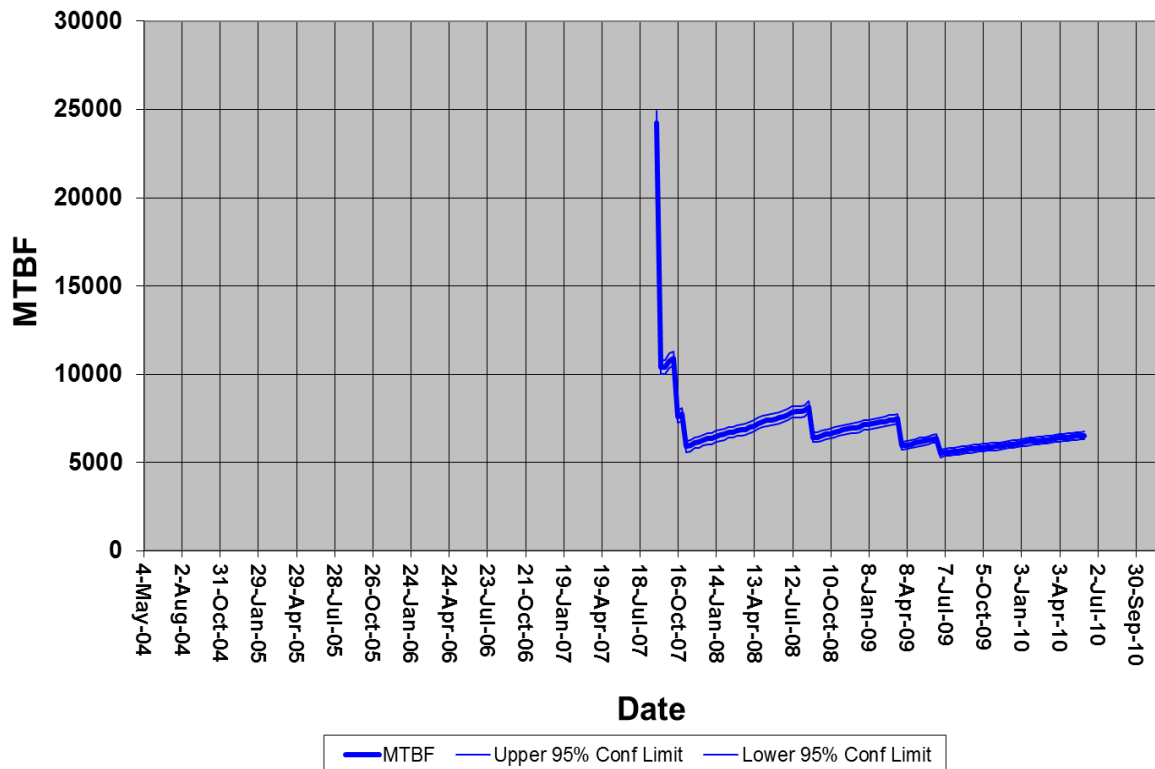
Para calcular el MTBF o tiempo medio entre fallas se programó el código en visual Basic 6, (**ver anexo E**). Posteriormente se ejecutó la macro y se obtuvieron los siguientes resultados:

POP Date	Stop Date	Run Time	Censored
23-Aug-05	20-Jan-07	515	0
16-Aug-06	17-Jan-07	154	0
13-Dec-06	11-Feb-07	60	0
17-Jul-05	7-Mar-07	598	0
25-Jan-06	17-Mar-07	416	0
29-Apr-05	1-Apr-07	702	0
10-Sep-05	10-Apr-07	577	0
15-Jan-06	14-Apr-07	454	0
15-Nov-03	25-Apr-07	1257	0
18-Aug-02	3-May-07	1719	0
18-Feb-06	13-Jun-07	480	0
6-Dec-06	14-Jun-07	190	0
19-Jul-05	25-Jun-07	706	0
24-Jan-07	10-Jul-07	167	0
3-Dec-04	7-Aug-07	977	0
8-Oct-02	13-Aug-07	1770	0
23-Aug-06	17-Aug-07	359	1
6-Feb-05	30-Aug-07	935	0
16-Sep-06	1-Sep-07	350	0
2-Apr-07	2-Sep-07	153	1
9-Sep-06	16-Sep-07	372	0
5-Sep-02	23-Sep-07	1844	0
11-Aug-06	25-Sep-07	410	0
31-Jul-05	30-Sep-07	791	0
13-Sep-07	10-Oct-07	27	1
6-Jul-03	14-Oct-07	1561	0
23-Feb-04	18-Oct-07	1333	0
25-Sep-07	28-Oct-07	33	1
16-Apr-07	28-Oct-07	195	0
28-Jul-07	28-Oct-07	92	0

MTBF Vs. Date Chart

Date	MTBF	Upper 95% Conf Limit	Lower 95% Conf Limit
25-Aug-07	24232,5	24936,2	23528,8
4-Sep-07	10397,8	10809,0	9986,5
14-Sep-07	10397,8	10809,0	9986,5
24-Sep-07	10769,8	11180,6	10358,9
4-Oct-07	10895,3	11305,5	10485,1
14-Oct-07	7599,8	7964,8	7234,8
24-Oct-07	7729,4	8093,9	7364,9
3-Nov-07	5916,3	6234,1	5598,5
13-Nov-07	5956,1	6273,7	5638,4
23-Nov-07	6119,6	6437,4	5801,7
3-Dec-07	6160,2	6478,0	5842,5
13-Dec-07	6268,7	6586,5	5951,0
23-Dec-07	6354,9	6672,8	6037,1
2-Jan-08	6354,9	6672,8	6037,1
12-Jan-08	6488,5	6806,1	6170,9
22-Jan-08	6541,0	6858,7	6223,3
1-Feb-08	6592,3	6910,0	6274,6
11-Feb-08	6712,6	7030,7	6394,6
21-Feb-08	6712,6	7030,7	6394,6
2-Mar-08	6809,8	7128,2	6491,3
12-Mar-08	6846,0	7164,6	6527,4
22-Mar-08	6875,4	7194,2	6556,7
1-Apr-08	6983,7	7302,6	6664,9
11-Apr-08	7069,4	7388,5	6750,4
21-Apr-08	7208,0	7526,8	6889,2
1-May-08	7321,3	7640,3	7002,3
11-May-08	7385,1	7704,4	7065,8
21-May-08	7406,7	7725,9	7087,6
31-May-08	7472,4	7791,4	7153,4
10-Jun-08	7536,4	7855,7	7217,2
20-Jun-08	7612,2	7931,4	7292,9
30-Jun-08	7699,5	8018,6	7380,5
10-Jul-08	7846,3	8166,0	7526,6
20-Jul-08	7890,0	8209,5	7570,4
30-Jul-08	7890,0	8209,5	7570,4
9-Aug-08	7940,7	8260,4	7621,0
19-Aug-08	8142,0	8462,1	7821,9
29-Aug-08	6429,6	6708,0	6151,3
8-Sep-08	6429,6	6708,0	6151,3
18-Sep-08	6519,1	6797,3	6240,9
28-Sep-08	6604,1	6882,5	6325,7
8-Oct-08	6634,3	6912,7	6355,8
18-Oct-08	6709,8	6988,2	6431,5
28-Oct-08	6779,9	7058,6	6501,2
7-Nov-08	6837,9	7116,5	6559,3

Gráfica 2. Tiempo medio entre fallas o MTBF



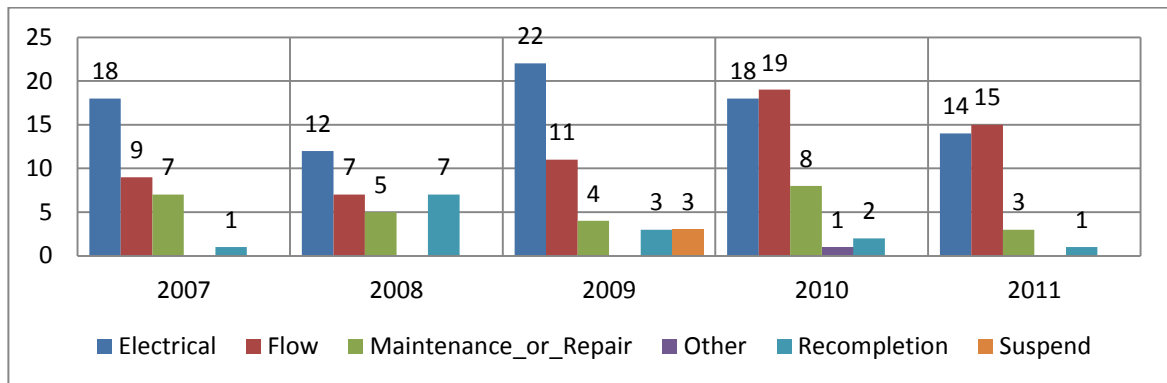
En la gráfica del MTBF podemos observar que es una función exponencial decreciente, cuyo análisis nos permite concluir que la función de confiabilidad decrece a medida que se incrementan los días de operación de los equipos y sus componentes, debido al desgaste y a la fatiga de los materiales del equipo BES. también podemos concluir por los diferentes cálculos realizados en el desarrollo de este proyecto mientras mayor sea el valor del MTBF menos pronunciada será la hipérbola obtenida, por lo tanto, para un mismo valor de tiempo de funcionamiento de los equipos mayor será su función de confiabilidad para un valor mayor de MTBF, mientras que para el mismo valor de tiempo de funcionamiento y con un MTBF menor tendremos un valor de confiabilidad mucho menor.

5.5 Tablas y graficas dinámicas de las fallas obtenidas de la base de datos de la superintendencia de operaciones Huila.

Tabla 7. Razón para la extracción: General; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.

Cuenta de Reason for Pull: General	Etiquetas de columna						
Etiquetas de fila	Electrical	Flow	Maintenance_or_Repair	Other	Recompletion	Suspend	Total general
2007	18	9	7		1		35
2008	12	7	5		7		31
2009	22	11	4		3	3	43
2010	18	19	8	1	2		48
2011	14	15	3		1		33
Total general	84	61	27	1	14	3	190

Gráfica 3. Razón para la extracción: General; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.



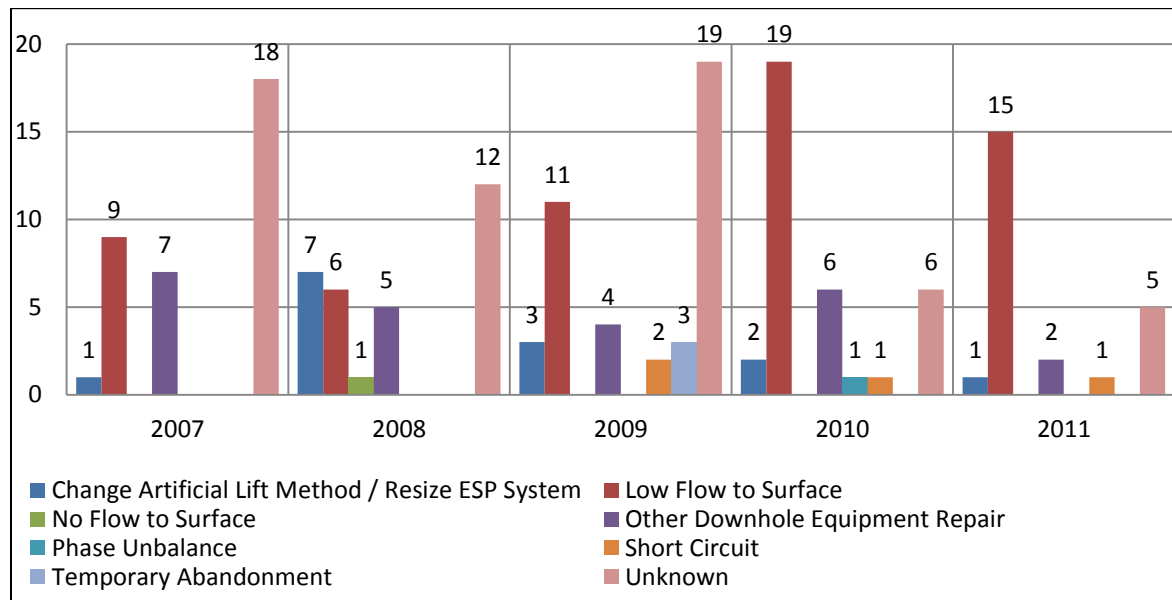
En los resultados obtenidos se observa que existen 3 años (2007,2008 y 2009) en los cuales la mayor numero de razón para la extracción: General fueron eléctricas ya que la la causa raíz de la falla se genera por presentar una fase a tierra durante su tiempo de operación. Este evento implica operaciones erróneas en el motor ya que el punto estrella del motor lower se desplaza de su punto original a una fase cualquiera donde se induce un voltaje que por periodos continuos de trabajo sobrecarga una fase, originando un shutdown al equipo.

En los años 2007,2008 y 2009 en segundo lugar están la razón para la extracción: General por bajo flujo ya sea por desgaste severo de las etapas o por incrustación de scale es por esta razón que el flujo a superficie es bajo, y en los años 2010 y 2011 son mayores por bajo flujo que por eléctricas.

Tabla 8. Razón para la extracción: Específica; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.

Cuenta de Reason for Pull: Specific	Change Artificial Lift Method / Resize ESP System	Low Flow to Surface	No Flow to Surface	Other Downhole Equipment Repair	Phase Unbalance	Short Circuit	Temporary Abandonment	Unknown	Total general
2007	1	9		7				18	35
2008	7	6	1	5				12	31
2009	3	11		4		2	3	19	42
2010	2	19		6	1	1		6	35
2011	1	15		2		1		5	24
Total general	14	60	1	24	1	4	3	60	167

Gráfica 4. Razón para la extracción: Específica; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.



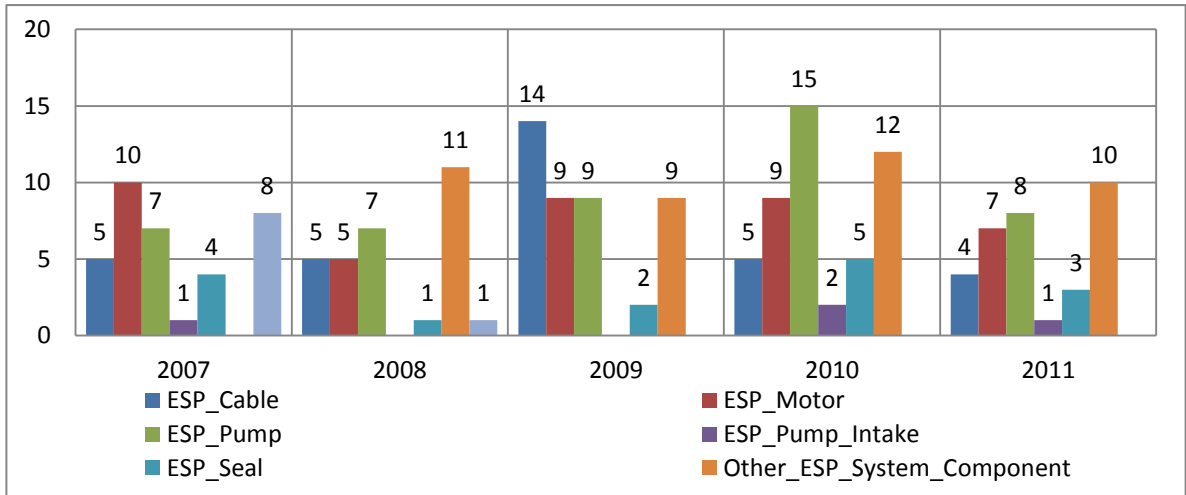
En los resultados obtenidos para la razón por la extracción específica se observa que existen 4 años (2007,2009,2010 y 2011) en los cuales el mayor número de razón para la extracción: específica fueron por bajo flujo a superficie por diferentes razones como: las etapas se encontraban con bastante incrustación de una sustancia roja, aparentemente corrosión, depositación severa de scale en las etapas de la bomba, desgaste de bomba por incrustación de carbonatos y se encuentra depositación de sólidos en las etapas que causan además vibración severa del equipo BES, debido a que el problema de escala o parafina es uno de los más comunes en la producción de petróleo, ya que el crudo que se produce tiene un alto contenido de estos elementos que lo que hacen es depositarse en la tubería y por ende en la bomba; causando una restricción en el flujo de fluidos y provocando un trabajo anormal de la bomba (fuera de rango – down thrust)..

En todos los años hubo cambio de levantamiento artificial o rediseño del sistema bes, presentándose el mayor pico en el año 2008 con un total de 7 pozos, en estos casos el equipo bes no fallo, se sacó para cambiar de método de levantamiento artificial por bajo flujo, en los otros casos la menor causa de falla específica fue por cortocircuito presentándose 2 en el año 2009 y de a 1 falla en los años 2010 y 2011 respectivamente, en el 2009 se presentan 3 abandonos temporales del pozo ya sea por problemas de pesca y en un caso de estos el equipo se pedio en el fondo del pozo.

Tabla 9. Componente primario fallado; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.

Cuenta de Primary Failure Item	Etiquetas de columna							
Etiquetas de fila	ESP_Cable	ESP_Motor	ESP_Pump	ESP_Pump_Intake	ESP_Seal	Other_ESP_System_Component	Unknown_	Total general
2007	5	10	7	1	4		8	35
2008	5	5	7		1	11	1	30
2009	14	9	9		2	9		43
2010	5	9	15	2	5	12		48
2011	4	7	8	1	3	10		33
Total general	33	40	46	4	15	42	9	189

Gráfica 5. Componente primario fallado; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.



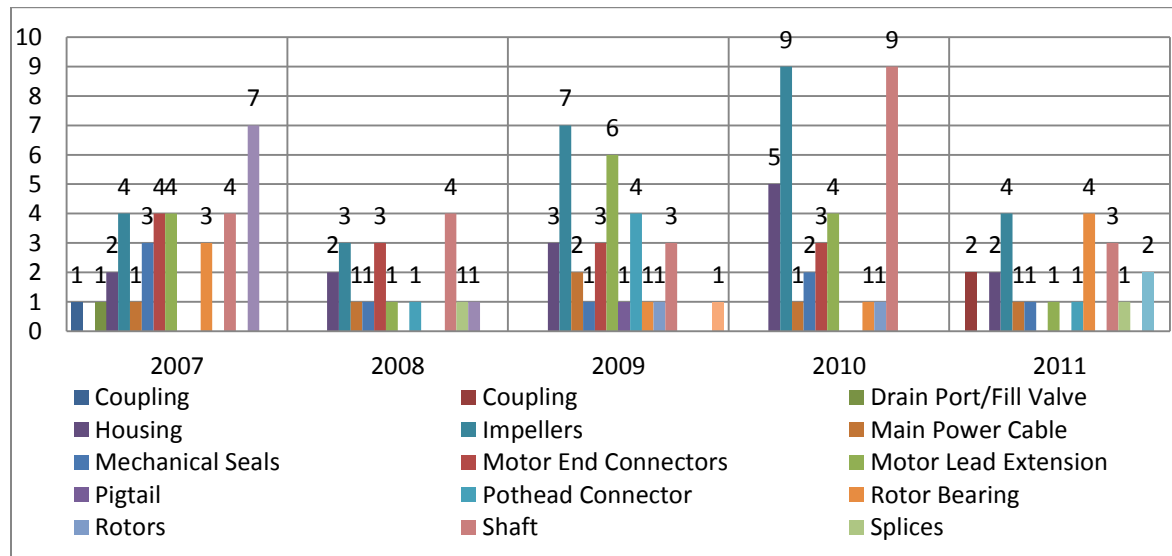
En los resultados obtenidos para el componente primario fallado se observa que los picos más altos fueron motor de la BES en el 2007 con una incidencia de 10 pozos, el cable de la BES en el 2009 con una incidencia en 14 pozos y en el 2010 el pico más alto fue para la bomba de la BES con una incidencia en 15 pozos.

El componente primario fallado en la bomba y el sello fueron los de menor incidencia durante los 4 años, presentándose el mayor pico para sello de la BES en el 2010 con una incidencia en 5 pozos.

Tabla 10. Subcomponente; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.

Etiquetas de fila	Coupling	Coupling	Drain Port/Fill Valve	Housing	Impellers	Main Power Cable	Mechanical Seals	Motor End Connectors	Motor Lead Extension	Pigtail	Pothead Connector	Rotor Bearing	Rotors	Shaft	Splices	Unknown	known Subcompon	Wellhead Penetrator	Total general
2007	1		1	2	4	1	3	4	4			3		4		7			34
2008				2	3	1	1	3	1		1			4	1	1			18
2009				3	7	2	1	3	6	1	4	1	1	3				1	33
2010				5	9	1	2	3	4			1	1	9					35
2011		2		2	4	1	1		1		1	4		3	1		2		22
Total general	1	2	1	14	27	6	8	13	16	1	6	9	2	23	2	8	2	1	142

Gráfica 6. Subcomponente; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.



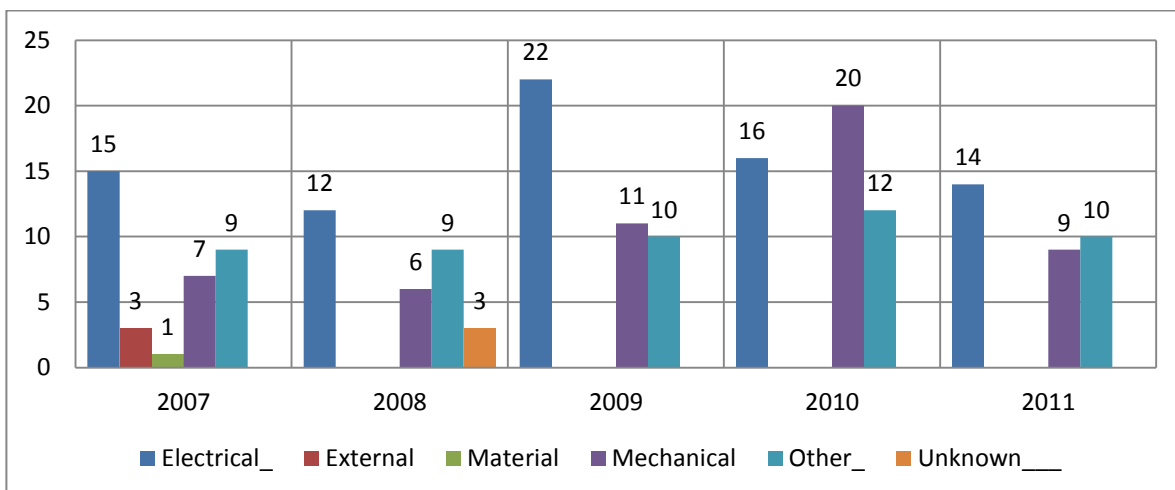
En los resultados obtenidos se observa que en el año 2010 se obtuvieron el mayor número de subcomponentes fallados, es decir en 9 pozos fallaron los impulsores y los ejes. En el año 2009 se presentaron 7 fallas en pozos por subcomponente impulsores, seguido por 6 fallas en cable de extensión del motor.

Durante todos los años desde el 2007-2011 el mayor número de fallas fue en los impulsores con una sumaria de 27 fallas, seguido por una sumatoria de 23 fallas en los ejes, debido a la sobrecarga en los ejes cuando se arrancan bruscamente los equipos BES después de estar detenido por una intervención al pozo. El subcomponente cable de extensión del motor también tiene una incidencia de falla alta con una sumatoria total de fallas de 16 durante el intervalo de 5 años.

Tabla 11. Categoría primaria de falla; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.

Cuenta de Año Falla	Etiquetas de columna						
Etiquetas de fila	Electrical	External	Material	Mechanical	Other	Unknown	Total general
2007	15	3	1	7	9		35
2008	12			6	9	3	30
2009	22			11	10		43
2010	16			20	12		48
2011	14			9	10		33
Total general	79	3	1	53	50	3	189

Gráfica 7. Categoría primaria de falla; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.



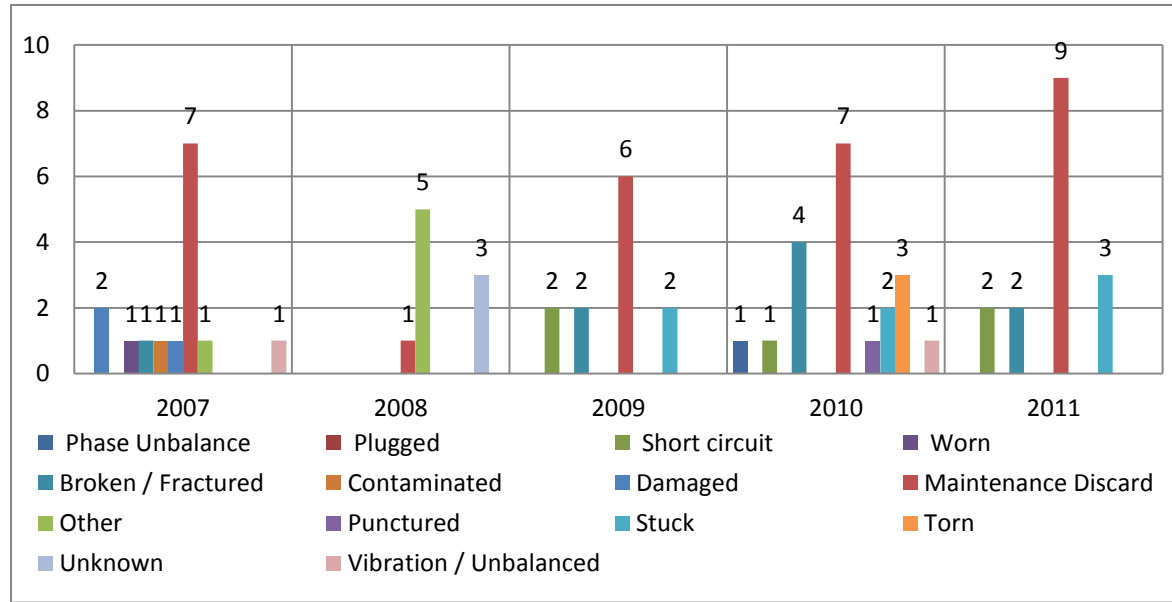
Para categoría primaria de falla en los resultados obtenidos se observa que existen 4 años (2007, 2008,2009 y 2011) en los cuales la mayor numero para categoría primaria de falla fueron eléctricas ya sea por corto circuito o fase desbalanceada.

En los años 2007, 2008,2009 y 2011 el segundo puesto para categoría primaria de falla fue mecánicas ya sea por vibraciones desbalanceadas por presencia de sólidos, carcasa del motor cortada o eje roto etc.

Tabla 12. Descriptor primario de falla; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.

Cuenta de Primary Failure Descriptors	Etiquetas de columna														
Etiquetas de fila	Phase Unbalance	Plugged	Short circuit	Worn	Broken / Fractured	Contaminated	Damaged	Maintenance Discard	Other	Punctured	Stuck	Tom	Unknown	Vibration / Unbalanced	Total general
2007		2		1	1	1	1	7	1					1	15
2008								1	5				3		9
2009			2		2			6			2				12
2010	1		1		4			7		1	2	3		1	20
2011			2		2			9			3				16
Total general	1	2	5	1	9	1	1	30	6	1	7	3	3	2	72

Gráfica 8. Descriptor primario de falla; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.



En los resultados obtenidos se observa que en el año 2007, 2009, 2010 y 2011 se obtuvieron el mayor número de falla por descriptor primario de falla: Atascado, es decir que todo el sistema BES se paró y en superficie el caudal de petróleo es nulo.

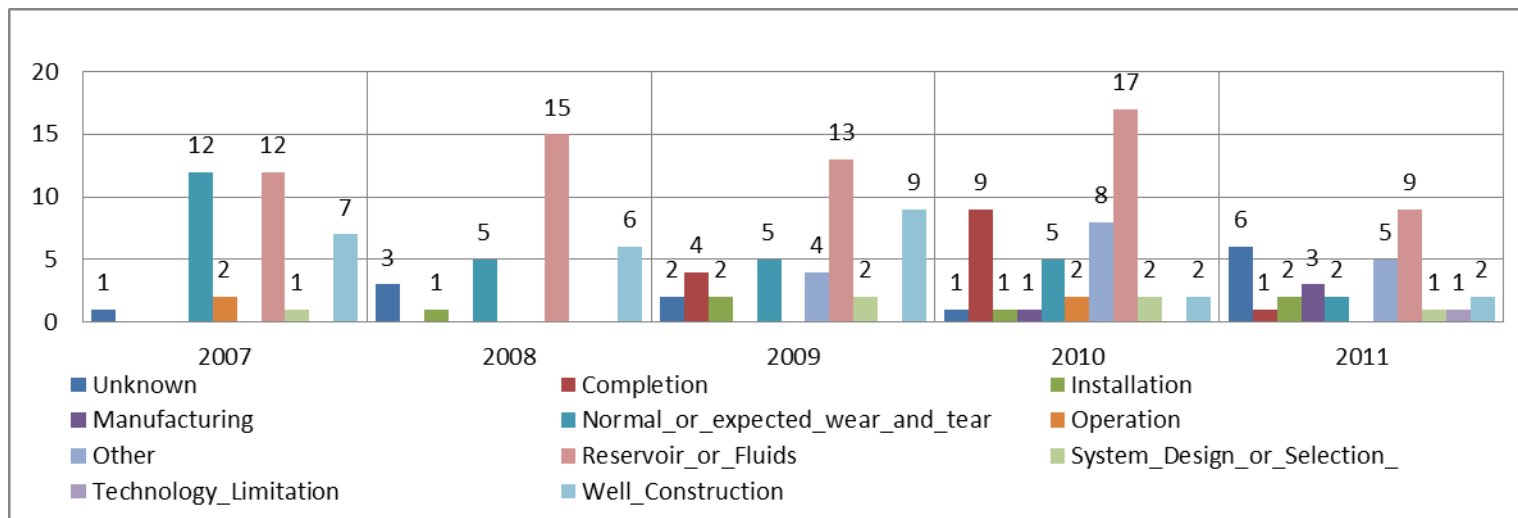
Durante todos los años desde el 2007-2011 el mayor número de fallas en la categoría de descriptor primario de falla fue por componente roto o fracturado con una sumatoria de 9 fallas, seguido por una sumatoria de 7 fallas por atascamiento y por último una sumatoria de 5 fallas por cortocircuito ya sea por las fases desbalanceadas o por sobrecarga eléctrica, los componentes roto o fracturado por lo general son los ejes debido a la sobrecarga cuando

se arrancan bruscamente los equipos BES. Cuando hablamos de componente tapado es por la depositacion excesiva de solidos arena, carbonatos o escale dentro de la etapas de la bomba.

Tabla 13. Causa de falla :General; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.

Cuenta de Failure Cause: General	Etiquetas de columna											
Etiquetas de fila	Unknown	Completion	Installation	Manufacturing	Normal_or_expected_wear_and_tear	Operation	Other	Reservoir_or_Fluids	System_Design_or_Selection_	Technology_Limitation	Well_Construction	Total general
2007	1				12	2		12	1		7	35
2008	3		1		5			15			6	30
2009	2	4	2		5		4	13	2		9	41
2010	1	9	1	1	5	2	8	17	2		2	48
2011	6	1	2	3	2		5	9	1	1	2	32
Total general	13	14	6	4	29	4	17	66	6	1	26	186

Gráfica 9. Causa de falla :General; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.



En los resultados obtenidos se observa que existen 4 años (2008, 2009, 2010 y 2011) en los cuales la mayor numero de causa de falla: General fueron por el reservorio y los fluidos ya que la la causa raíz de la falla se genera por la precipitación de asfaltenos, parafinas y arena o por bajo flujo a superficie, estas fallas en el reservo solo se pueden manejar porque el reservorio no se le pueden cambiar las propiedades físicas.

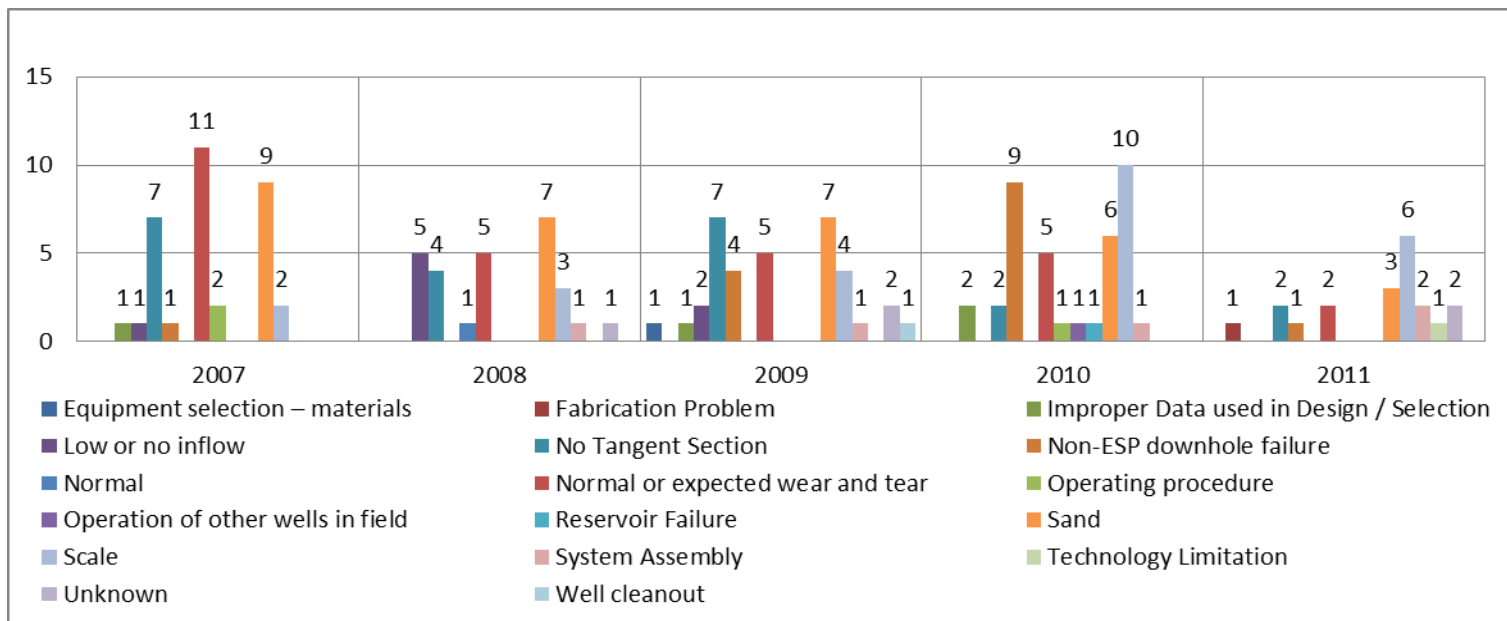
En los años 2008 y 2009 en segundo lugar para la causa de falla: General por construcción del pozo con un total de fallas de 6 y 9 respectivamente. En el año 2007 se presentaron 12 fallas por desgaste normal o esperado es decir los pozos ya llevaban mucho tiempo en operación sin fallar y ya habían cumplido su tiempo de vida esperado. En el 2010 el segundo pico más alto por fallas fue por Completacion ocasionado por errores en el momento de preparar el pozo antes de ponerlo en producción.

Tabla 10. Causa de falla : Especifica; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.

Cuenta de Failure Cause: Specific	Etiquetas de columna								
Etiquetas de fila	Equipment selection – materials	Fabrication Problem	Improper Data used in Design / Selection	Low or no inflow	No Tangent Section	Non-ESP downhole failure	Normal	Normal or expected wear and tear	Operating procedure
2007			1	1	7	1		11	2
2008				5	4		1	5	
2009	1		1	2	7	4		5	
2010			2		2	9		5	1
2011		1			2	1		2	
Total general	1	1	4	8	22	15	1	28	3

Operation of other wells in field	Reservoir Failure	Sand	Scale	System Assembly	Technology Limitation	Unknown	Well cleanout	Total general
		9	2					34
		7	3	1		1		27
		7	4	1		2	1	35
1	1	6	10	1				38
		3	6	2	1	2		20
1	1	32	25	5	1	5	1	154

Gráfica 10. Causa de falla : Específica; número de fallas por tipo Vs años en que ocurrieron las fallas.



En los resultados obtenidos para la Causa de falla : Especifica en el primer año 2007 en el cual el mayor número de fallas fue por problemas de fabricación las cuales hicieron que el equipo fallara prematuramente y no cumpliera el tiempo de vida esperado en operación. En el 2008 y 2009 el mayor número de fallas fue por arena ya que esta causa erosión en los impulsores y los difusores y si se deposita dentro de la etapa la puede atascar.

También se observa que en los años 2010 y 2011 hubo un numero de fallas de 10 y 6 respectivamente por presencia de scale ya que esta se precipita dentro de las etapas disminuyendo el área de flujo de la bomba restringen el flujo de petróleo a la superficie esto hace que la bomba pierda eficiencia y ya no sea económicamente viable operar el pozo con BES, lo más recomendable es sacar el equipo BES para repararlo y cambiar las piezas que no se pueden reutilizar e instalar la BES con cable capilar para realizar tratamiento químico con inhibidores de scale.

6 CONCLUSIONES

- Se determinó en base a los datos obtenidos, que algunas fallas en los equipos BES se ocasionan por errores humanos ya sea en la instalación, transporte u operación; en la instalación puede ocurrir que en un día lluvioso mientras se está instalando la parte eléctrica de la BES o realizando un empalme en el cable con una simple gota de lluvia o de sudor del operador que está instalando que caiga en la unión del empalme puede incurrir en falla prematura del equipo BES por corto circuito quemando el cable o el motor, otra falla común en la instalación es cuando se baja la BES en un pozo estrecho el rozamiento excesivo del cable puede adelgazar la chaqueta de aislamiento o cortar totalmente el cable; en el transporte el equipo BES puede sufrir golpes o abolladuras que debilitarían la carcasa del motor, sello o bomba acortando la vida útil en operación del equipo; durante la operación el inadecuado monitoreo de control de sólidos del equipo BES puede ocasionar desgaste severo de los impulsores y los difusores, también cuando hay depositación excesiva de sólidos dentro de las etapas estas se pueden atascar o tapar totalmente esto se ve reflejado en la superficie por disminución o ausencia total de flujo de petróleo.
- Con los avances tecnológicos que se vienen presentando en la industria petrolera, con el propósito de reducir costos y obtener mayores utilidades, se busca la manera de permitir que la vida útil de un equipo (en este caso las bombas BES) incremente su vida útil cada vez más. Con el uso de esta nueva codificación permitiría conocer cuál de todas las fallas presentes en los equipos de BES se presentaron con más frecuencia durante el periodo (2007 - 2011) con el propósito de buscar los inmediatos correctivos, que permitan en un futuro poder tener equipos más eficientes y con vida más duradera.
- Se determinó que la mayor razón para la extracción: General fueron eléctricas ya que la causa raíz de la falla se genera por presentar una fase a tierra durante su tiempo de operación. Este evento implica operaciones erróneas en el motor ya que el punto estrella del motor lower se desplaza de su punto original a una fase cualquiera donde se induce un voltaje que por periodos continuos de trabajo sobrecarga una fase, originando un shutdown al equipo.
- El sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, es un medio muy efectivo y económico de levantar altos volúmenes de fluido de grandes profundidades bajo una variedad de condiciones de pozo.

- Se concluyó que una adecuada operación del VSD para el control del motor, es una parte fundamental, ya que por medio de este, se puede tener control sobre los niveles de producción, y un control total al momento del arranque, con el fin de evitar torques excesivas, que puedan afectar al motor o partir los ejes.
- Las condiciones de pozo que más afectan a la vida útil de operación de los equipos electrosumergibles en los pozos, son: la alta temperatura, altas relaciones gas – petróleo, los fluidos de pozo que contienen materiales abrasivos, los fluidos corrosivos y la formación de escala.
- Se observó que es fundamental realizar lecturas eléctricas a los equipos de superficie, así como de fondo, que proporcionan un diagnóstico de las condiciones en las que se encuentra funcionando el motor, facilitando de esta manera la toma de decisiones, para dar soluciones a los problemas.
- Los valores del MTBF nos permiten detectar más fácilmente como ha sido el comportamiento de vida de las BES y poder determinar si la aplicación de los correctivos están funcionando debidamente.

7 RECOMENDACIONES

- Para poder optimizar un sistema de bombeo electrosomergible, se ha realizado el análisis nodal de los pozos seleccionados con este sistema. El resultado de este análisis permite saber cómo está trabajando cada pozo con su respectiva bomba y, los problemas que se presentan en los equipos y el yacimiento (Ver tabla 3.5), de modo que se pueda hallar una solución adecuada, cuyo objetivo es, ayudar a incrementar el tiempo de vida útil del equipo e incrementar la producción.
- Realizar análisis físico – químico de las aguas como del gas provenientes de los pozos **Arrayan, Cebu, Dina Cretaceo, Monserrate, Palo Grande, Pijao, Quimbaya, Santa clara, Tello, Tempranillo, Tenay y Toldado**, de tal manera que permitan controlar la corrosión y escala, sobre todo en aquellos pozos que poseen altos cortes de agua.
- Para evitar problemas de corrosión y escala en los pozos que tiene este problema se recomienda bajar equipo BES con cable capilar para diseñar lo más pronto posibles programas de inyección de químicos.
- La duración de los equipos depende en gran parte de los arranques aplicados, por lo que hay que procurar que estos sean suaves y en el menor número posible y solo cuando sea estrictamente necesario parar la BES para reparación, por tal motivo, se recomienda una mejor operación y monitoreo de los pozos mediante variadores de frecuencia los cuales permiten controlar la velocidad del equipo BES y la producción de petróleo.

8 BIBLIOGRAFIA

- ◆ DONG, Liu. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo de Grado. Sartenejas. Universidad Simón Bolívar. Ingeniería Geofísica, 2007. p. 42
- ◆ HIRSCHFELDT, Marcelo. Diseño, Selección y Optimización Del Sistema De Bombeo Electrosumergible (ESP). Oil Production Consulting and Training. 2011. p.100
- ◆ ARAYA CÁCERES, Andrés Daniel. Análisis técnico-económico para el cambio de levantamiento artificial en cuatro pozos del campo shushufindi. Trabajo de Grado. Quito. Escuela Politécnica Nacional. facultad de ingeniería en geología y petróleos, 2009. p. 94-96
- ◆ RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Taller Internacional. Venezuela. ESP Oil Consultants. 2004. p. 55-74
- ◆ CENTRANKS. Análisis de Falla, Manual de servicio de campo. BAKER HUGHES. Revisión 7. p. 1
- ◆ TROFFÉ, Mario. Análisis ISO 14224 /OREDA. Relación con RCM-FMEA. p. 1-9
- ◆ MUHAMMAD RASHID, Electrónica de potencia circuitos, dispositivos y aplicaciones. p. 542
- ◆ SCHLUMBERGER, Bombas electro-sumergibles aplicaciones convencionales. p.19
- ◆ Descripción técnica del equipo de bombeo electrosumergible. p. 4
- ◆ API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 1-40
- ◆ MONTOYA FALLA, Alejandra. Producción petrolera en el Huila decrece 7%: Ecopetrol. Disponible en internet.URL: <http://www.lanacion.com.co/2012/02/23/produccion-petrolera-en-el-huila-decrece-7-ecopetrol/>
- ◆ C-FER Technologies. ESP Failure Nomenclature. 1999. Versión 4.3. p. 1-35. Disponible en internet.URL: <http://www.esprifts.com>

ANEXOS

ANEXO A.

REPORTES DE DESENSAMBLE DEL EQUIPO BES SEGÚN LA API 11S1.

Figura 5.1: Reporte de inspección del motor.

2 API RECOMMENDED PRACTICE 11S1

Form 1—Motor Inspection Report

Operator: _____ E.S.P. Manufacturer: _____
 Lease: _____ Well: _____
 S/N: _____ HP: _____ Voltage: _____ AMPS: _____ Model: _____
 Date Installed: _____ Date Pulled: _____ Run Time: _____

<p>1. HEAD: Terminal cavity: OK _____ Burned _____ Cavity corroded: Yes _____ No _____ Evidence of water track: Yes _____ No _____ Head corroded: Yes _____ No _____</p> <p>2. BASE: Corroded: Yes _____ No _____ Base blushing: OK _____ Worn _____ Filter (if applicable): OK _____ Plugged _____ Dirty _____</p> <p>3. HOUSING CONDITION: OK: _____ Corroded: Yes _____ No _____ Pressure test: Passed: _____ Failed _____ Scaled on OD: Yes _____ No _____ Thickness: _____ Acid soluble: Yes _____ No _____ Coating: OK _____ Bad _____ (REM)</p> <p>4. SHAFT CONDITION: Turns OK: Yes _____ No _____ Broken: Yes _____ No _____ Shaft high strength: Yes _____ No _____ <u>Spline Condition:</u> Twisted: Yes _____ No _____ Corroded: Yes _____ No _____ Extension: OK _____ Out of Spec. _____ Burned: Yes _____ No _____</p> <p>5. COUPLING: OK _____ Worn _____ Broken _____ Missing _____</p> <p>6. THRUST BEARING ASSEMBLY: Thrust bearing: OK _____ Down thrust: Negligible _____ Moderate _____ Severe _____ Hi-load bearing: Yes _____ No _____ Bearing collapsed: Yes _____ No _____ <u>Thrust Runner:</u> Thrust runner: OK _____ Negligible _____ Moderate _____ Severe _____</p>	<p>7. ROTOR BEARING ASSEMBLY: OK _____ Heat noted: Yes _____ No _____ Spun: Yes _____ No _____ <u>Thrust Washers:</u> OK _____ Brittle _____ Cut _____ Impressioned _____ Rotor bearing sleeve: OK _____ Worn _____ Discolored: Yes _____ No _____</p> <p>8. STATOR: <u>Electrical:</u> (A - B) (A - C) (B - C) Phase to phase _____ Phase to ground _____ Megohm reading: _____ Hypot test: OK _____ Failed _____ Burned top end turn: _____ Burned bottom end turn: _____ Burned leads: _____ <u>Laminations:</u> Burned: Yes _____ No _____ Location: _____ ID: OK _____ Worn _____</p> <p>9. POTHEAD CONNECTOR ASSEMBLY: Plug IN: _____ Tape IN: _____ OK _____ Burned _____ Damaged _____ <u>Pothead:</u> OK _____ Damaged _____ Heat noted _____ "O" Ring: OK _____ Hard _____ Seized _____ Cut _____ Melted _____ Terminal block: OK _____ Stained _____ Burned _____ Damaged _____</p> <p>10. ROTORS: Corroded: Yes _____ No _____ Worn on OD: Yes _____ No _____ Location of wear: _____ Burned on OD: Yes _____ No _____ Location of burn: _____</p> <p>11. OIL CONDITION: Clear: _____ Free water: _____ Dark: _____ Emulsion _____ Solids: _____</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Notes: 1. For any item not covered, use comment section or back of this page, if necessary, to document condition.
 2. REM means remanufacture.

Comments & Summary: _____

Inspected by: _____ Date: _____ Location: _____

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 245

Figura 5.2: Sección típica del motor.

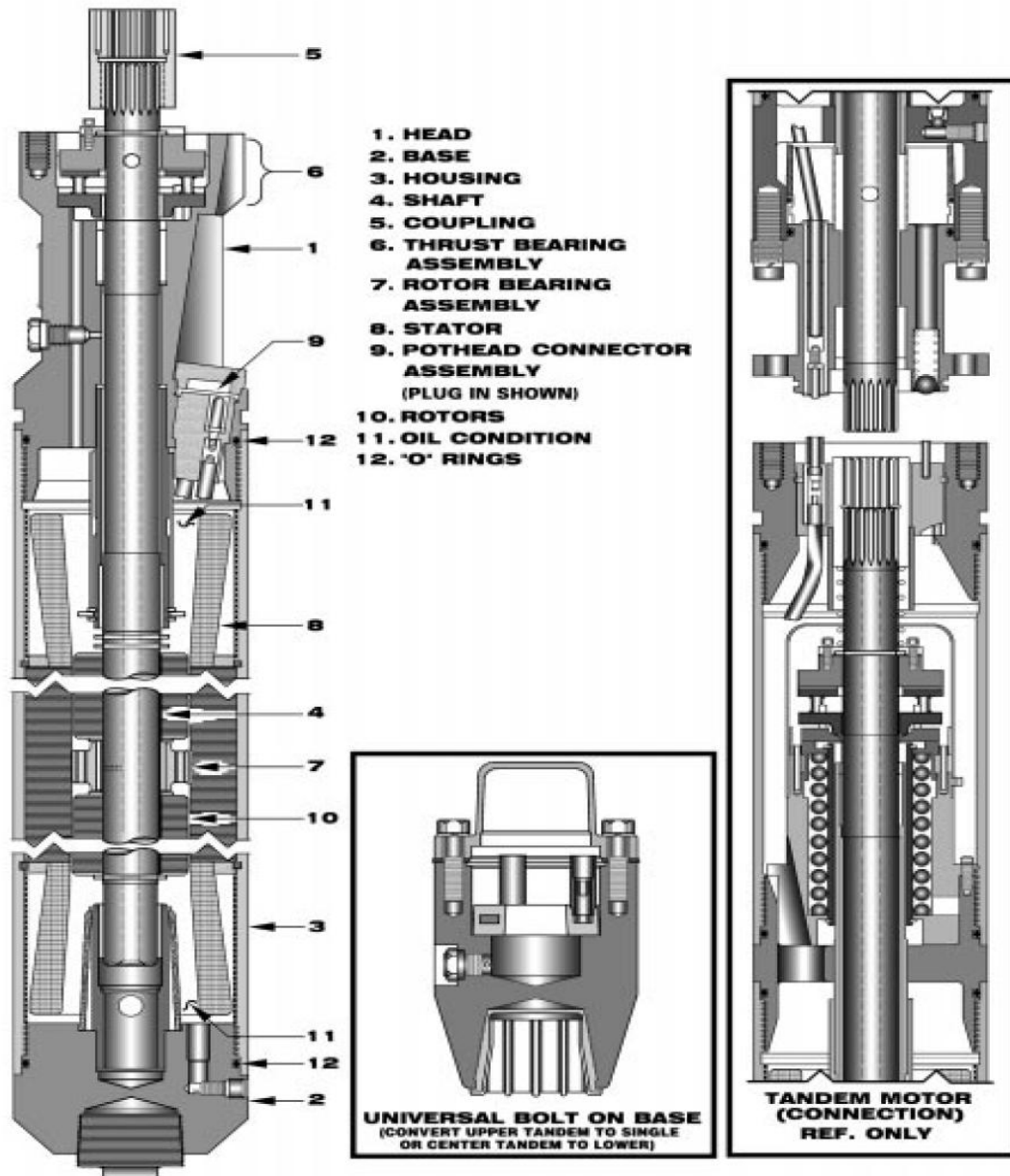


Figure 1—Typical Motor Section

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 246

Figura 5.3: Reporte de inspección de la cámara sello.

Form 2—Seal Chamber Inspection Report

Operator: _____ E.S.P. Manufacturer: _____
 Lease: _____ Well: _____
 S/N: _____ Model: _____
 Date Installed: _____ Date Pulled: _____ Run Time: _____

<p>1. HEAD: Check valves: OK _____ Stuck open _____ Communication ports open: Yes _____ No _____ Plugged: Yes _____ No _____ Plugged with: _____ Acid soluble: Yes _____ No _____ Corrosion: Yes _____ No _____</p> <p>2. BASE: OK: _____ Corroded: Yes _____ No _____ Anti-rotation pins: OK _____ Bushing: OK _____ Worn _____ Filter: OK _____ Plugged _____</p> <p>3. HOUSING CONDITION: OK: _____ Corroded: Yes _____ No _____ Scaled on OD: Yes _____ No _____ Thickness: _____ Acid soluble: Yes _____ No _____ Vibration marks: Yes _____ No _____ Pressure test: Pass _____ Fail _____</p> <p>4. SHAFT CONDITION: Turns OK: Yes _____ No _____ Broken: Yes _____ (REM) No _____ Shaft high strength: Yes _____ No _____ <u>Spline Condition:</u> Twisted: Yes _____ No _____ Corroded: Yes _____ No _____ Extension: OK _____ Out of Spec. _____</p> <p>5. COUPLING: OK _____ Worn _____ Broken _____ Missing _____</p> <p>6. THRUST BEARING ASSEMBLY: Thrust bearing: OK _____ Up thrust: Negligible wear _____ Moderate _____ Severe _____ Down thrust: Negligible wear _____ Moderate _____ Severe _____ Hi-Load bearing: Yes _____ No _____ Bearing collapsed: Yes _____ No _____ <u>Thrust Runner:</u> Thrust runner: OK _____ Up thrust: Negligible wear _____ Moderate _____ Severe _____ Down thrust: Negligible wear _____ Moderate _____ Severe _____</p>	<p>7. BAG CHAMBER ASSEMBLY: Pressure test: OK _____ Failed _____ Bag collapsed: Yes _____ No _____ Punctured: Yes _____ No _____ Blown/ruptured: Yes _____ No _____ Deposition on OD: None _____ Type _____ Fasteners: OK _____ No _____</p> <p>8. MECHANICAL SEALS: <u>Condition:</u> Specify Type—Circle One: Rotating element: Carbon _____ Silicone _____ Tungsten _____ Stationary element: Ceramic _____ Silicone _____ Tungsten _____ Plugged: Top _____ Middle _____ Bottom _____ OK _____ Displaced _____ Ran displaced _____ Shaft grooved _____ Spring broken _____ Seal bellows OK _____ Rotating element OK _____ Rotating element worn _____ Rotating element broken _____ Stationary element OK _____ Pressure test: pass/fail _____</p> <p>9. RELIEF VALVES: OK _____ Failed _____</p> <p>10. LABYRINTH CHAMBER ASSEMBLY: Breather tube: OK _____ Broken _____ Corroded _____ Communicator ports: OK _____ Plugged _____</p> <p>11. CONDITION OF ALL "O" RINGS: Top _____ Middle _____ Bottom _____ Set/pliable _____ Hard _____ Seized _____ Melted _____ Cut/damaged _____</p> <p>12. OIL CONDITION: Clear _____ Water _____ Dark _____ Emulsion _____ Solids _____ Top bag _____ Bottom bag _____ Chamber _____ Base _____</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Notes: 1. For any item not covered, use comment section or back of this page, if necessary, to document condition.
 2. For piggy-back equalizers use a second form. When seal types are mixed, use comments to identify.
 3. REM means remanufacture.

Comments & Summary: _____

Inspected by: _____ Date: _____

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 247

Figura 5.4: Sección típica de la cámara sello.

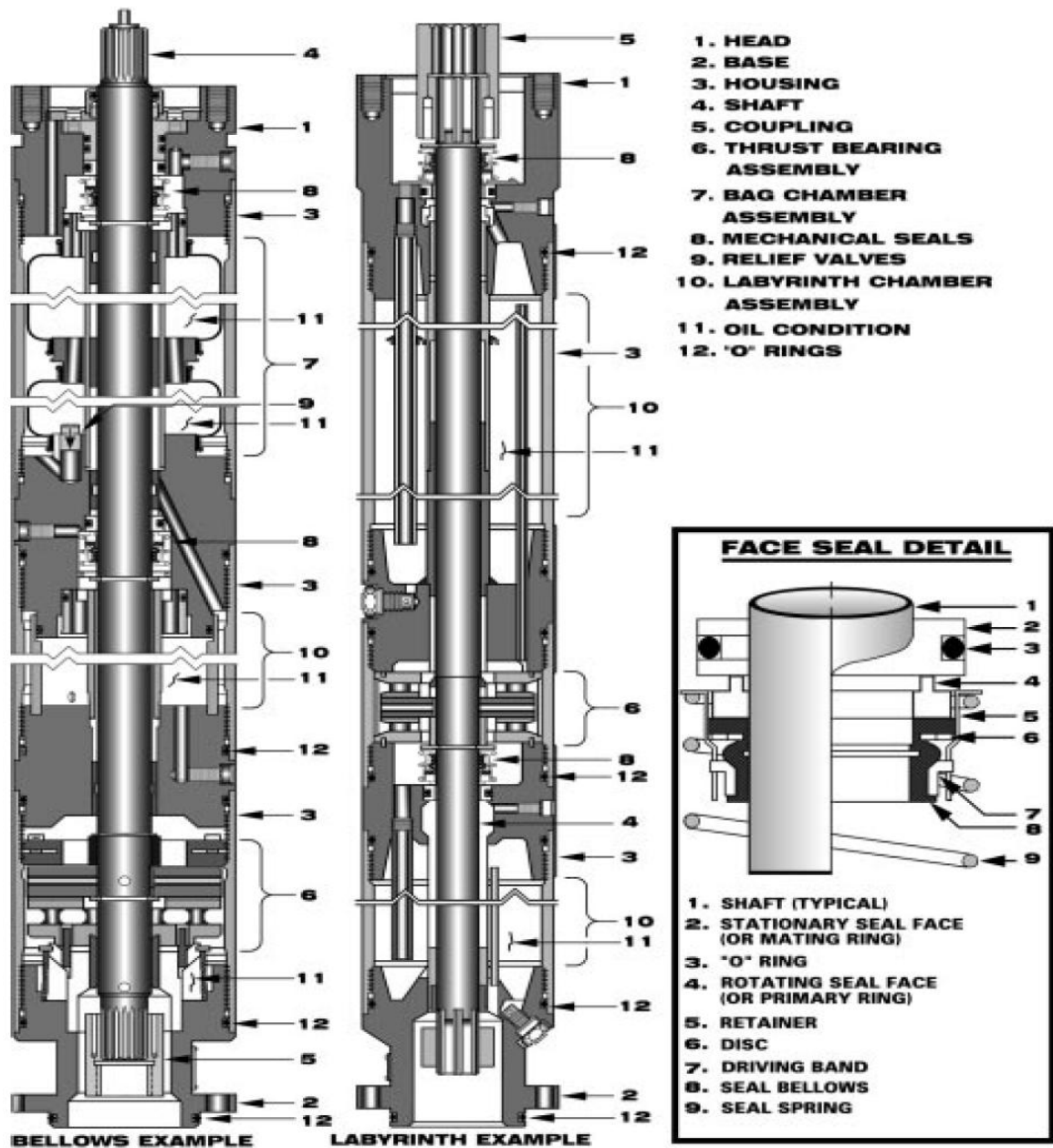


Figure 2—Typical Seal Chamber Section Types

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 248

Figura 5.5: Reporte de inspección de la bomba.

Form 3—Pump Inspection Report

Operator: _____ E.S.P. Manufacturer: _____
 Lease: _____ Well: _____
 S/N: _____ Stage Type: _____ No. Stages: _____ Model: _____
 Date Installed: _____ Date Pulled: _____ Run Time: _____

1. **HEAD:**
 OK: _____ Yes _____ No _____
 Bolt on: _____ Screw in: _____
 Bolts: OK _____ Corroded _____
 Head corroded: Yes _____ No _____
 Plugged: Yes _____ No _____ % _____
 Plugged with: _____
2. **BASE:**
 OK: _____ Yes _____ No _____
 Bolt on: _____ Screw in: _____
 Bolts: OK _____ Corroded _____
 Base corroded: Yes _____ No _____
 Plugged: Yes _____ No _____ % _____
 Plugged with: _____
3. **HOUSING CONDITION:**
 Scaled on OD: Yes _____ No _____
 Thickness: _____
 Acid soluble: Yes _____ No _____
 Scarred axially: Yes _____ No _____
 Depth: _____
 Vibration marks: Yes _____ No _____
 Coating: OK _____ Bad _____ (REM)
4. **SHAFT CONDITION:**
 (If broken, describe below in detail)
 Turns OK: Yes _____ No _____
 Broken: Yes _____ No _____
 Shaft high strength: Yes _____ No _____
Spline Condition:
 Twisted: Yes _____ No _____
 Corroded: Yes _____ No _____
 Extension: OK _____ Out of Spec. _____
 Radial wear: Yes _____ No _____
5. **COUPLING:**
 OK _____ Broken _____
 Scale: Yes _____ No _____
 Acid soluble: Yes _____ No _____
6. **SCREEN CONDITION:**
 Plugged: Yes _____ No _____
 Plugged with: _____
 Collapsed: Yes _____ No _____
 Corroded: Yes _____ No _____
 Scale: Yes _____ No _____
 Acid soluble: Yes _____ No _____

7. **SHAFT SUPPORT BEARING:**
 Upper: OK _____ Worn _____ Worn out of spec. _____
 Bushing: OK _____ Worn _____
 Lower: OK _____ Worn _____ Worn out of spec. _____
 Bushing: OK _____ Worn _____

8. **“O” RING CONDITION:**

	Diffuser			Housing
	Top	Middle	Bottom	
OK	_____	_____	_____	_____
Hard	_____	_____	_____	_____
Seized	_____	_____	_____	_____
Swollen	_____	_____	_____	_____
Melted	_____	_____	_____	_____

9. **CONDITION OF ALL THRUST WASHERS:**

	Down Thrust Washers		Up Thrust Washers
		_____	_____
OK	_____	_____	_____
Slight wear	_____	_____	_____
Moderate wear	_____	_____	_____
Severe wear	_____	_____	_____
Brittle	_____	_____	_____
Missing	_____	_____	_____

10. **DIFFUSERS:**
 OK _____ Percentage Plugged _____ %
 Plugged with: _____
 Thrust wear: Slight _____ Moderate _____ Severe _____
 Radial wear: Slight _____ Moderate _____ Severe _____
 Spinning diffuser: Yes _____ No _____
 Location: _____
 Eccentric wear: Yes _____ No _____

11. **IMPELLERS:**
 OK _____ Percentage Plugged _____ %
 Plugged with: _____
 Thrust wear: Slight _____ Moderate _____ Severe _____
 Radial wear: Slight _____ Moderate _____ Severe _____

12. **SNAP RINGS:**
 OK _____ Corroded _____ Missing _____

Notes: 1. For any item not covered, use comment section or back of this page, if necessary, to document condition.
 2. REM means remanufacture.

Comments & Summary: _____

Inspected by: _____ Date: _____

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 249

Figura 5.6: Sección típica de la bomba.

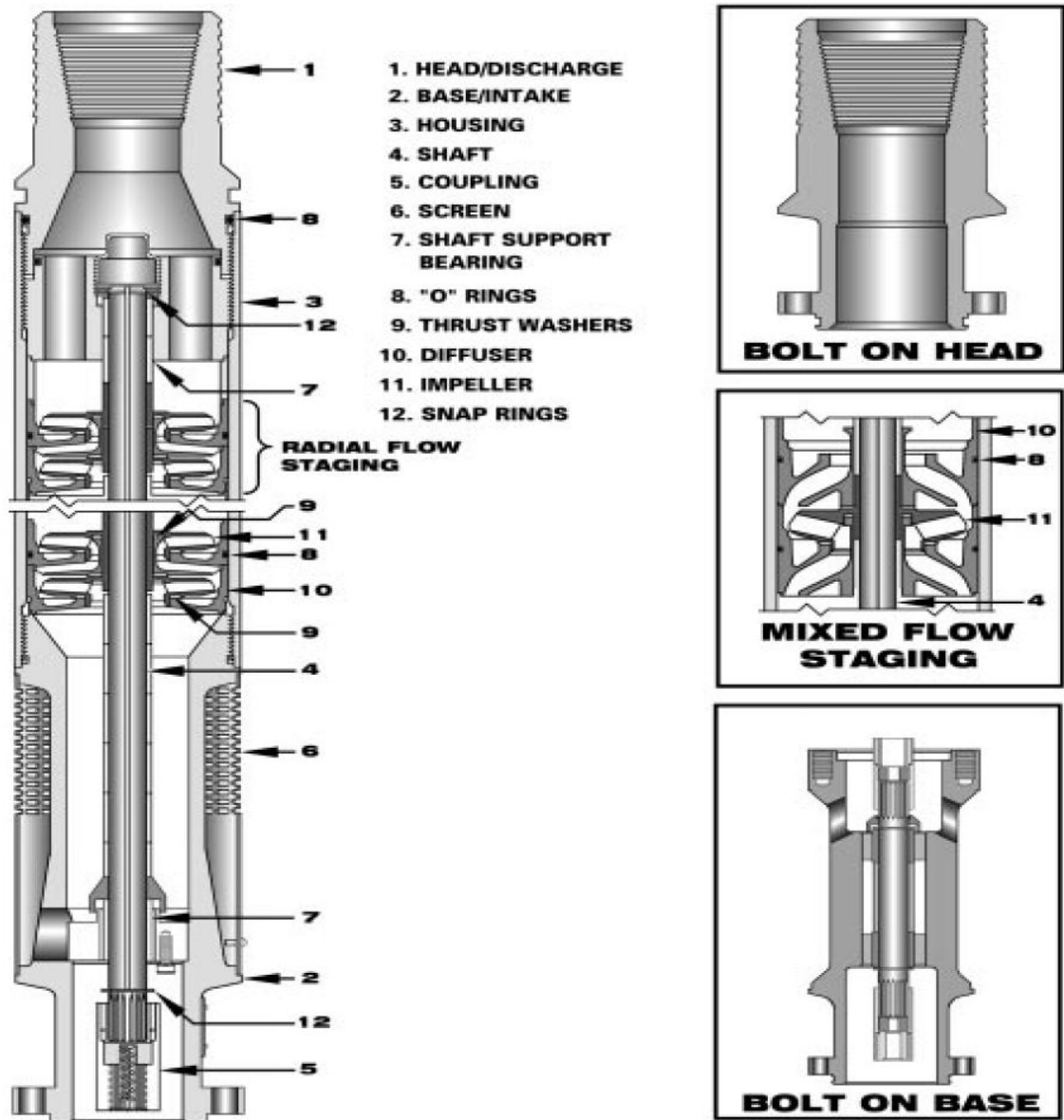


Figure 3—Typical Pump Section

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 250

Figura 5.7: Reporte de inspección del separador de gas.

Form 4—Gas Separator Inspection Report

Operator: _____ E.S.P. Manufacturer: _____
 Lease: _____ Well: _____
 S/N: _____ Model: _____
 Date Installed: _____ Date Pulled: _____ Run Time: _____

<p>1. HEAD: OK: _____ Ports plugged: Yes _____ No _____ Plugged with: _____ Corroded: Yes _____ No _____</p> <p>2. BASE/INLET: Intake clear: Yes _____ No _____ Plugged: Yes _____ No _____ % _____ Plugged with: _____ Intake screen: Yes _____ No _____ Screen OK: Yes _____ No _____ Screen plugged: Yes _____ No _____ Plugged with: _____ Base corroded: Yes _____ No _____ Scaled on OD: Yes _____ No _____ Scale acid soluble: Yes _____ No _____ Erosion: Yes _____ No _____</p> <p>3. HOUSING: OK: _____ Scaled: Yes _____ No _____ Thickness: _____ Acid soluble: Yes _____ No _____ Corroded: Yes _____ No _____ Scarred axially: Yes _____ No _____ Coating: Yes _____ No _____ Coating damaged: Yes _____ No _____</p> <p>4. SHAFT: (If broken, describe in detail below) Turns OK: Yes _____ No _____ Broken: Yes _____ No _____ Shaft high strength: Yes _____ No _____ Spline Condition: Twisted: Yes _____ No _____ Corroded: Yes _____ No _____ Extension: OK _____ Out of Spec. _____ Radial wear: Yes _____ No _____</p>	<p>5. COUPLING: OK _____ Worn _____ Broken _____ Missing _____ Scale: Yes _____ No _____ Acid soluble: Yes _____ No _____</p> <p>6. RADIAL BEARINGS:</p> <table border="0"> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">Top</td> <td style="text-align: center;">Middle</td> <td style="text-align: center;">Bottom</td> </tr> <tr> <td>OK:</td> <td style="text-align: center;">_____</td> <td style="text-align: center;">_____</td> <td style="text-align: center;">_____</td> </tr> <tr> <td>Worn out of Spec:</td> <td style="text-align: center;">_____</td> <td style="text-align: center;">_____</td> <td style="text-align: center;">_____</td> </tr> </table> <p>7. INDUCER SECTION: OK: _____ Plugged: Yes _____ No _____ Plugged with: _____ Percentage plugged: _____% Erosion: Yes _____ No _____ Down thrust washer: OK _____ Worn _____ Brittle _____ Missing _____</p> <p>8. SEPARATION SECTION/ROTOR: OK: _____ Plugged: Yes _____ No _____ Plugged with: _____ Acid soluble: Yes _____ No _____ Percentage plugged: _____% Erosion: Yes _____ No _____</p> <p>9. SNAP RINGS: OK _____ Worn _____ Broken _____ Missing _____</p>		Top	Middle	Bottom	OK:	_____	_____	_____	Worn out of Spec:	_____	_____	_____
	Top	Middle	Bottom										
OK:	_____	_____	_____										
Worn out of Spec:	_____	_____	_____										

Notes: For any item not covered, use comment section or back of this page, if necessary, to document condition.

Comments & Summary: _____

Inspected by: _____ Date: _____

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 251

Figura 5.8: Sección típica del separador de gas.

RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP TEARDOWN REPORT

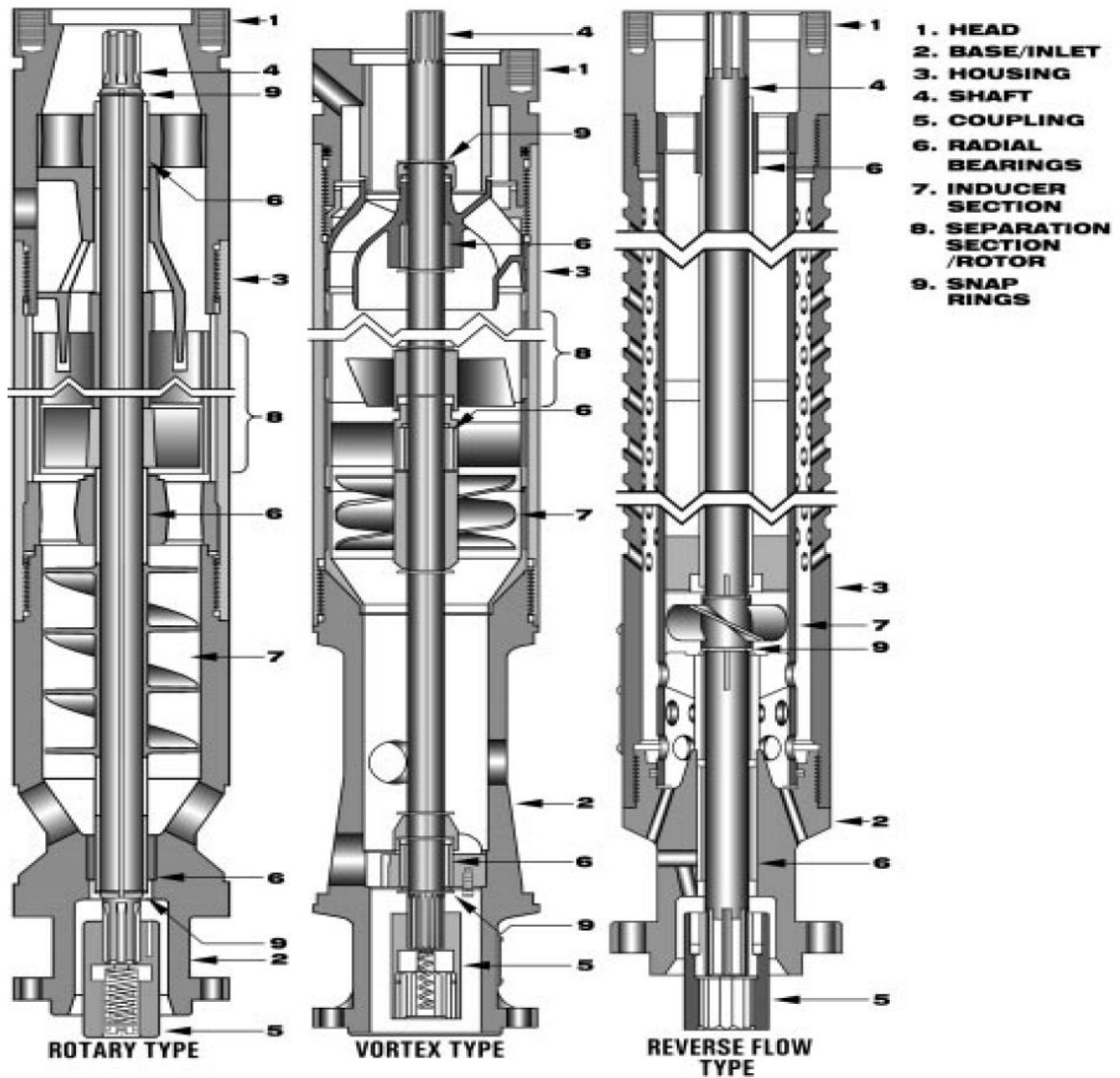


Figure 4—Typical Gas Separator Section Types

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 252

Figura 5.8: Ensayo de bombas- API RECOMMENDED PRACTICE 11S1

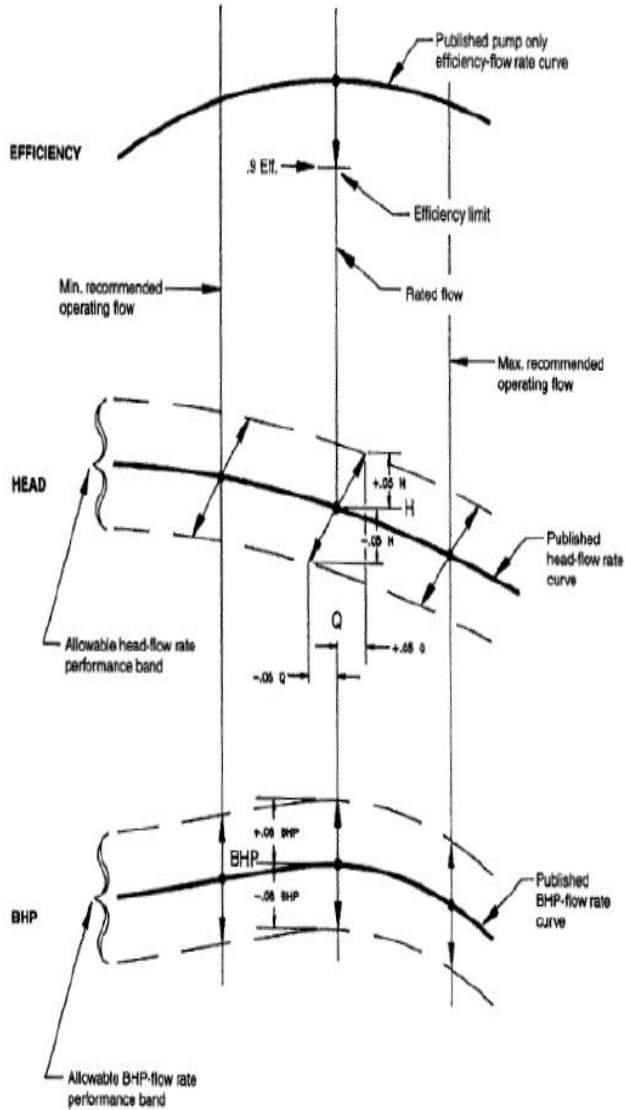
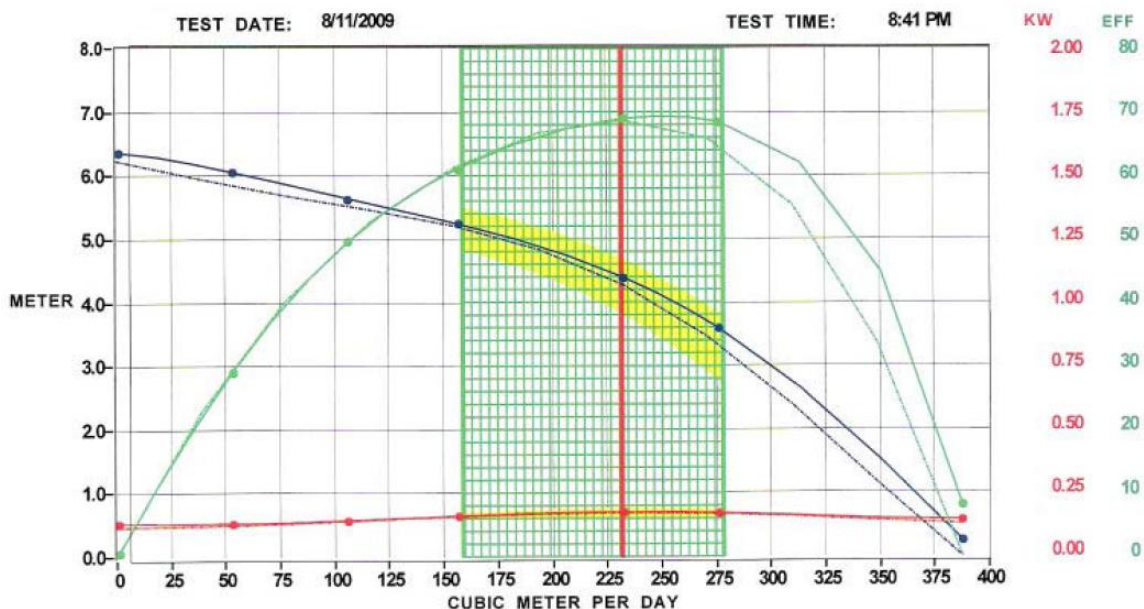


Table 2—Pump Test Acceptance Limits From Published Curve

Curve	Limits	Where Applicable
Head—flow rate	$\pm 5\%$ Head $\pm 5\%$ Flow rate	Over recommended operating range ^a
BHP—flow rate	$\pm 8\%$ BHP	Over recommended operating range ^a
Pump efficiency—flow rate	90% of efficiency	At rated flow

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 253



DASHED LINES = CATALOG CURVES

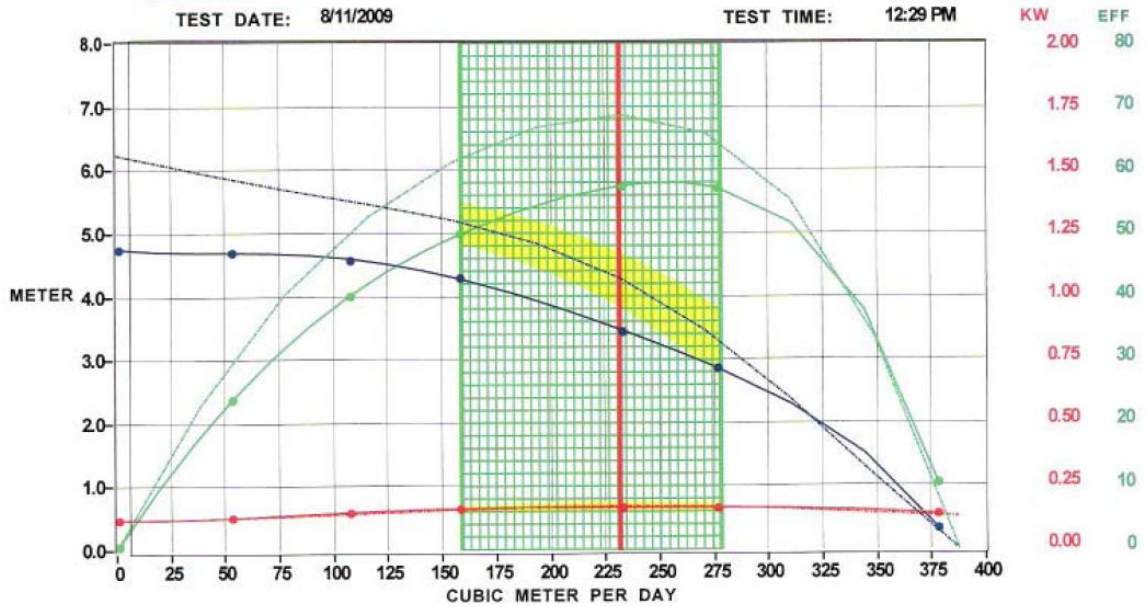
SOLID LINES = TEST CURVES

API POINTS:	MIN RANGE	BEP	MAX RANGE
API DELTA HEAD RATE:	0.70 %	1.58 %	2.82 %
API DELTA BHP:	1.86 %	2.29 %	2.45 %
API EFF:		100.52 %	

CUSTOMER:	ESP	PUMP MFG:	ESP
LOCATION:	COM.RIV	PUMP SIZE:	ESP TD1750
PART NO:	192439	SERIAL #:	2F9H10362A
WELL NO:	NUEVA	DAYS RUN:	0
WORK ORDER:	JP05474	HOUSING:	11
OPERATOR:	BARrientos	STAGES:	92

BHP AND HEAD ARE CORRECTED TO SPGR = 1.00 >>>TEST SPGR = 1.0000
 RATE, HEAD AND CMPD ARE ALL CORRECTED TO 2915 RPM.
 PUMP WAS TESTED HORIZONTALLY.

TEST	CMPD	M/STG	KW/STG	EFF	RPM	M LIFT	KW
1	388	0.26	0.138	0.08	2920	23.5	12.71
2	276	3.59	0.164	0.68	2913	330.5	15.08
3	232	4.39	0.167	0.69	2913	403.5	15.34
4	157	5.25	0.153	0.61	2916	482.7	14.05
5	106	5.63	0.136	0.50	2915	518.0	12.49
6	53	6.07	0.126	0.29	2917	558.0	11.56
7	1	6.36	0.125	0.01	2918	585.2	11.47



DASHED LINES = CATALOG CURVES

SOLID LINES = TEST CURVES

API POINTS:	MIN RANGE	BEP	MAX RANGE
API DELTA HEAD RATE:	-14.19 %	-11.46 %	-6.04 %
API DELTA BHP:	2.23 %	-3.03 %	-1.74 %
API EFF:		83.64 %	

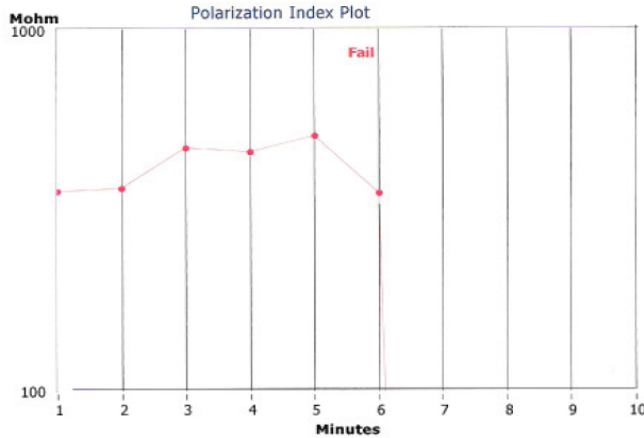
CUSTOMER:	REPSOL	PUMP MFG:	ESP
LOCATION:	VENTANA	PUMP SIZE:	ESP TD1750
PART NO:	170266	SERIAL #:	2F6A05195A
WELL NO:	B-413	DAYS RUN:	0
WORK ORDER:	1229 DIAS	HOUSING:	8
OPERATOR:	MARINCOVICH	STAGES:	67

BHP AND HEAD ARE CORRECTED TO SPGR = 1.00 >>>TEST SPGR = 1.0000
 RATE, HEAD AND CMPD ARE ALL CORRECTED TO 2915 RPM.
 PUMP WAS TESTED HORIZONTALLY.

TEST	CMPD	M/STG	KW/STG	EFF	RPM	M LIFT	KW
1	378	0.33	0.134	0.10	2917	22.0	8.95
2	277	2.87	0.157	0.57	2916	192.1	10.52
3	233	3.44	0.158	0.57	2916	230.7	10.58
4	158	4.29	0.154	0.50	2916	287.5	10.31
5	108	4.57	0.139	0.40	2917	306.5	9.31
6	53	4.69	0.119	0.24	2917	314.5	7.98
7	1	4.74	0.112	0.01	2917	317.7	7.47

Figura 5.8: Ensayo de motores.

Ensayo de motores					
Motor Test ID		Motor SN		Test Date	7/17/2009 1:58 AM
Work Order		MFG		Initial	Ohms Meg
Customer		Motor Type	TR3 CT HTI	A	0.35 2000
Location		Motor Size	3.75 THD 17RTR	B	0.35 2000
Lease		HP	33.3	C	0.35 2000
Well		Volts	366	Init. Shaft Rot.	LIBRE
Part No		Ampere	62	Init. Oil KV	
Stator/Lot No		Oil Color	NEGRO	Final	Ohms Meg
Stator housing		Oil Smell	Good	A	
Days Run	391	Water in Oil	No	B	
PSI/PHD	None	Oil Varnish	No	C	
Fill Valve	No	Oil Shaving	No	Fin. Shaft Rot.	
Rub Button	No	Thrust Bearing	Good	Fin. Oil KV	
Coupling	Yes	Thrust Bearing Type	Hi-Load	Pass/Fail	Fail
Head	Good				
PotHead	No				



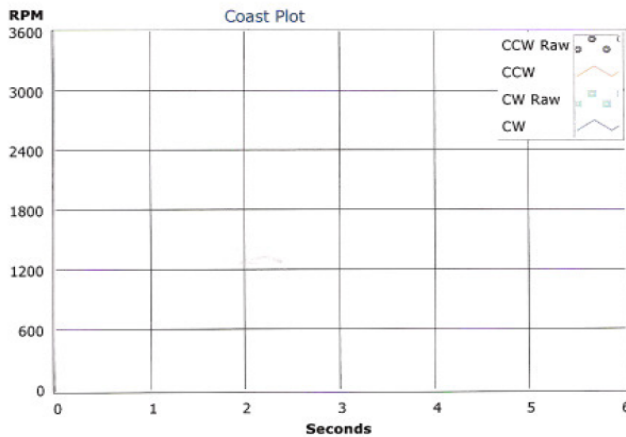
One minute Hipot Test Data
 0 V 0.00 uA NaN Mohms

10 Minutes P.I. Test Data

PI Value NaN

Test Result

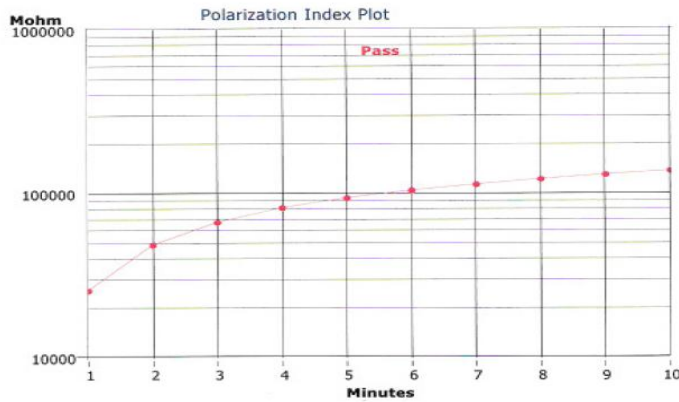
Mins	Volts	uA	Mohms
1	2712	7.6342	355
2	2712	7.4897	362
3	2712	5.7774	469
4	2712	5.9230	458
5	2712	5.3415	508
6	2712	7.6939	352
7	0	0.0000	NaN
8	0	0.0000	NaN
9	0	0.0000	NaN
10	0	0.0000	NaN



	Sec	Temp	
CCW	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
CW	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
	Volts	Amperes	Kw
A	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
B	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
C	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 257

Motor Test ID		Motor SN		Test Date	8/11/2009	6:30 PM
Work Order		MFG		Initial	Ohms	Meg
Customer		Motor Type	TR3 UT HTI	A	0.35	2000
Location		Motor Size	3.75 THD 17RTR	B	0.35	2000
Lease		HP	33.3	C	0.35	2000
Well		Volts	366	Init. Shaft Rot.		LIBRE
Part No		Ampere	62	Init. Oil KV		40KV-L
Stator/Lot No		Oil Color	CLARO	Final	Ohms	Meg
Stator housing		Oil Smell	Good	A	0.43	+2000
Days Run	0	Water in Oil	No	B	0.43	+2000
PSI/PHD	None	Oil Varnish	No	C	0.43	+2000
Fill Valve	Yes	Oil Shaving	No	Fin. Shaft Rot.		LIBRE
Rub Button	No	Thrust Bearing	Good	Fin. Oil KV		26KV-L
Coupling	Yes	Thrust Bearing Type	Hi-Load	Pass/Fail	Pass	
Head	Good					
PotHead	Yes					

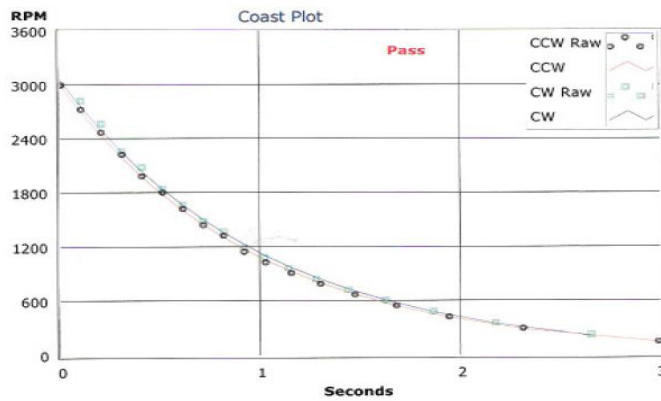


One minute Hipot Test Data
9052 V 0.51 uA 17842.75 Mohms

10 Minutes P.I. Test Data
PI Value 5.39

Test Result

Mins	Volts	uA	Mohms
1	2634	0.1030	25570
2	2635	0.0544	48400
3	2634	0.0396	66591
4	2634	0.0323	81666
5	2634	0.0281	93628
6	2634	0.0252	104425
7	2634	0.0232	113436
8	2634	0.0215	122351
9	2634	0.0202	130169
10	2634	0.0191	137806



	Sec	Temp
CCW	3.67	150.0
CW	3.44	150.0

	Volts	Amperes	Kw
A	366	62	26KV-L
B	366	62	
C	366	62	

13

Fuente: API (American Petroleum Institute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 258

¹³ API(American Petreum Istitute). API Recommended Practice 11S1. Third edition, September 1997. December 15, 1997. P. 1-40

ANEXO B.

MATERIALES RESISTENTES A LA ABRASION EN EQUIPOS BES.

Bomba impulsor hecho de líquido cristalino



Bomba difusora



Abrazadera resistente al calor



ANEXO C.

PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCIÓN Y PRUEBAS DE CABLES.

La inspección de cables. Todo Cable Usado despachado al Taller de reparación, serán física y eléctricamente inspeccionados. La inspección será documentada y archivada apropiadamente siguiendo los métodos estándares de reparación y ensayo.

Inspección

Llene todos los datos necesarios usando el informe de inspección estándar. (Ver ejemplo Reporte -1).

La superficie exterior debe inspeccionarse, muchas veces esto dará una buena idea del estado del cable. Determine si puede ser eliminado el daño cuando este se ve en la capa superior. Muchas veces solamente el daño está en la superficie exterior del cable.

Antes de devanar el cable para inspeccionarlo, prepare al cable usando el método estándar IEEE y control de Resistencia de los conductores.

Toda información e informe de Pulling recibida junto con el cable deberá ser revisada, buscando probables causas de fallas. Identifique cualquier área que necesite especial atención durante la operación de devanado.

El cable debe ser devanado de un reel a otro lentamente, inspeccionándolo visualmente por áreas donde podría haber causas de falla. Algunos cables pueden necesitar ser pasados por una operación de limpieza mediante cepillos de alambre rotante.

La armadura del cable va a ser el punto primario de la inspección a menos que las áreas por debajo estén expuestas. Una vez que la falla sea localizada o comenzado el reemplazo de la armadura a causa del desgaste o daño, la próxima capa visible debe estar minuciosamente inspeccionada. La condición de los componentes debe ser anotada en el reporte de inspección.

Si el cable tiene que ser empalmado, luego de cada componente del cable debe estar minuciosamente inspeccionado, la condición del mismo anotada en el reporte de reparación.

El primer componente que contiene el cable es la armadura. La causa número uno de fallas del cable es el daño mecánico de la armadura. Normalmente cuando

sucede una falla por descompresión, la camisa y la aislación tienen un reventón y obviamente un agujero en el conductor.

Uno debe ver más allá de la obviedad y buscar el origen de la causa, muchas veces la falla comenzó con la armadura dañada o corroída. Otras causas probables de falla del cable se listan en un orden general para ser revisadas cuando se está inspeccionando desde la armadura al conductor de un cable.

Si la muestra va a ser enviado al Centro de Desarrollo de cables (CDC) en Claremore Okla. Para analizar, el cable debe ser enviado sin desarmar las evidencias. La muestra debe ser de por lo menos unos 6 pies (1.82 mtr.) de longitud para que el cable pueda evaluarse eléctricamente.

Wire Size: OL	KV Rating: 5 kV	Armor Type: GALVANIZED
------------------	--------------------	---------------------------

Bottom	Footage from Bottom of Reel	Visual Inspection and Remarks	Repair Comments
		100 FEET F/B	DING IN ARMOR
500 FEET F/B		ARMOR SEPERATED	SOLDERED ARMOR
5625 FEET F/B		SPLICE IN CABLE	INSPECTED, CUTOUT AND RESPLICED
5953 FEET F/B		ARMOR CORRODED	REPAIRED WITH SOLDER
7000 TO TOP SCRAPPED			PHYSICAL DAMAGE TO CABLE
8000 FEET TOTAL FTG			
Top			

Prueba de cable- API recommended practice 11S6 7

Inspección visual

◆ PRUEBA DE CONTINUIDAD

La continuidad de cada conductor será chequeada con un Ohmetro Digital. La resistencia de cada fase debe estar bien balanceada con las otras fases y no debe exceder los siguientes valores en más del 2%.

◆ HYPOT TEST

El cable debe ser sometido al alto voltaje para chequear cada fase mientras que las otras dos y el blindaje son puestos a tierra.

- ◆ Máximo voltaje aplicado a cada tipo acorde con las especificaciones de IEEE :
 - Cable nuevo de 5kV debe ser probado a 28kV
 - Cable nuevo de 3kV debe ser probado a 22kV
 - Cable usado de 5kV debe ser probado a 14kV
 - Cable usado de 3kV debe ser probado a 11kV
- ◆ Los intervalos de tiempo entre los diferentes voltajes aplicados no deben ser menores de 1 minuto, ni mayores a 5 minutos.

INSPECCIÓN Y PRUEBA DEL VARIADOR

Los variadores deben ser sometido al menos a las siguientes pruebas a fin de garantizar la continuidad de la Operación del sistema:

- ◆ Formación de capacitores
- ◆ Prueba en vacío
- ◆ Prueba en corto circuito
- ◆ Incremento de temperatura
- ◆ Pruebas de funcionalidad de las protecciones.

ANEXO D

REPORTE ANÁLISIS DE FALLA

Durante la operación de un equipo de levantamiento artificial se pueden presentar diferentes dificultades que impidan el buen desempeño de la herramienta utilizada con este propósito, al presentarse este tipo de inconveniente se debe realizar su debido desmonte del pozo y posteriormente llevar el equipo al taller para realizarle las pruebas pertinentes con el objetivo de detectar la falla que esta impidiendo que la herramienta operacionalmente funcione.

A continuación podemos observar un ejemplo claro de un reporte de falla realizado a un pozo ubicado en el departamento del Huila:

Análisis de falla

Cliente: Ecopetrol SOH
Corrida: 1

Campo: Dina

Pozo: DK-24

Fecha de desamble: 21-jul-11

Fecha del reporte: 19 –ago-11

Fecha de arranque: 9-sep-04

Fecha de parada: 25-oct-10

Días de operación: 2237

Fecha del pulling: 31-oct-10

Razón general del pulling: instalación a tierra.

Razón específica del pulling: motor aterrizado.

Las condiciones de operación

GRAVEDADA API	
BSW (%)	
GOR (SCF/STB)	
PB	
N2 (%)	
H2S (%)	
CO2 (%)	
PERFORACIONES	
Ps (PSI)	

P.I. (BPD/PSI)	
PROMEDIO CAUDAL MES (BPD)	
BHT (°F)	
THP (PSI _g)	
VELOCIDAD DEL FLUIDO (Ft/S)	
PROFUNDIDAD BOMBA (Ft)	
PIP (PSI)	
FRECUENCIA (HZ)	
DESVIACION (°)	

OBSERVACIONES DURANTE EL PILLING

Se extrajo el equipo del pozo debido a instalación a tierra. Se presento giro libre del conjunto, ambos cuerpos de sello presentaron contaminación de fluido del pozo, eléctricamente se encontró un desbalance en las secciones A-B: 0.8 Ω , A-C: 0,8 Ω , B-C: 1,1 Ω y con bajo aislamiento en 10 K Ω . A-B: 0.8 Ω , A-C: 0,8 Ω , B-C: 1,1 Ω . La coraza del cable de potencia presentaba signos de corrosión. Se recuperaron todas las superbandas y 9 guarda cables.

DESCRIPCION DEL EQUIPO

EQUIPO	NUMERO DE SERIAL	DESCRIPCION
BOMBA SUPERIOR	01F-08533	Model: FPMT - Type: FC-1600 - 78 Stg. - Series: 400 - Hsg: 5
BOMBA INFERIOR	01F-06655	Model: FPMT - Type: FC-1600 - 203 Stg. - Series: 400 - Hsg: 13
INTAKE	41F-19141	Model: FPARCINT - Series: 400
SELLO SUPERIOR	31F-94428	Model: FSC3HLPFS - Series: 400
SELLO INFERIOR	31F-94429	Model: FSB3GLT - Series: 400
MOTOR	21F-79751	Model: FMHG - 132 HP - 1370 Volt. - Series: 450 - 64 AMP

OBSERVACIONES DURANTE EL TEAR DOWN

BOMBAS 01F-08533 y 01F-06655: Se encontraron con giro libre, sin desplazamiento axial del eje, con única extensión en rango (1 3/32" y 1"respectivamente). Leves desgastes en zonas de down-thrust y faldón de impulsores. Pads de down-thrust de difusores con desgastes moderados. Álabes y zonas de up-thrust de impulsores y difusores en buen estado. Los ejes no presentaron desgastes a considerar.

SELLO SUPERIOR 31F-94428: El sello se halló con giro libre y extensión del eje en rango. Todas las cámaras se encontraron contaminadas con fluidos de pozo. Los tubos guías, sellos mecánicos y filtro de bearing support se hallaron con depositación de sólidos de pozo, posiblemente orgánicos. Anillo de soporte axial ascendente libre de desgastes. El rodete sólido en cara descendente y la zapata de alta carga descendente presentaron desgastes severos. Desgaste radial moderado en zonas de estabilización del eje.

SELLO INFERIOR 31F-94429: El sello se encontró con giro libre y la totalidad de sus cámaras con aceite contaminado. La bolsa AFLAS se halló en buen estado mecánico, sin cortes ni rupturas, pero con sólidos de pozo adheridos al exterior e interior. Sólidos de pozo encontrados adheridos a las guías superior y central. Conjunto de soporte axial ascendente en buen estado. Leves ralladuras en conjunto de soporte axial descendente.

MOTOR 21F-79751: El motor presentó giro forzado, extensión del eje en rango, y aceite contaminado al interior. Se halló eléctricamente desbalanceado entre fases en A-B: 0.8 Ω , A-C: 0,8 Ω , B-C: 1 Ω y aterrizado. El conjunto de soporte axial con desgastes leves. Cinta kapton de leads de cabezal sin sobre-temperatura. Los bushings de bronce del cabezal y de la base presentaron desgaste moderado. Magneto de base con limaduras metálicas y fluidos de pozo. Punto de conexión estrella sin daño físico. Los rotores se hallaron manchados con fluidos de pozo. Desgaste moderado por rozamiento en algunos rotores. Signo de cortocircuito por arco eléctrico sobre el terminal inferior del rotor #4.

Área Primaria:

Equipo ESP

Causa Raíz:

Tiempo de operación

Particularización de la Causa:

Desgaste normal de operación

Componente fallado:

Sellos

Clasificación Final:

N/A

Subcomponente Fallado:

Indirecta

ANÁLISIS DE FALLA

El equipo BES de fondo fue sacado debido a instalación a tierra, se halló el motor desbalanceado y aterrizado. En el desensamble se evidenció que las bombas salieron con desgaste leve en las etapas únicamente en zona de down-thrust. Todas las cámaras de los sellos y al interior del motor se encontraron contaminadas con fluido y sólidos de pozo. Debido a la larga vida de operación del equipo con 2237 días (más de 6 años), el fluido de pozo hizo el recorrido normal a través de las cámaras de los sellos hasta el motor causando contaminación del aceite, afectando drásticamente sus propiedades de rigidez dieléctrica y lubricación, para desencadenar vibración en el conjunto de rotores y un aterrizaje interno del estator del motor hacia el terminal inferior del rotor #4.

RECOMENDACIONES

A pesar de su alto tiempo de vida, las bombas evidenciaron desgastes leves, indicando que estuvo operando en rango y sin someterse a condiciones adversas, por lo tanto se recomienda para la siguiente corrida un equipo con nueva tecnología de similares características, por ejemplo usar bombas Centurion P18.

REPORTE ANÁLISIS DE FALLA

A continuación se muestra las evidencias fotográficas de los componentes fallados que provocaron que el equipo BES se detuviera.

La bomba superior e inferior

BOMBA SUPERIOR



Zonas de up-thrust de impulsores en buenas condiciones

BOMBA INFERIOR



Álabes y zonas de up-thrust de impulsores en buen estado



Desgastes moderados en pads de down-thrust de difusores



Desgaste leve en faldón y zonas de down-thrust de impulsores

De igual manera se presentaron fallas en el sello superior e inferior:

SELLO SUPERIOR

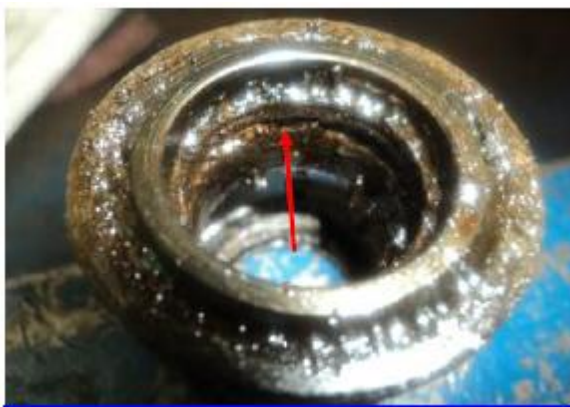


Todas las cámaras contaminadas con fluidos de pozo

SELLO INFERIOR



Bolsa Aflas en buen estado mecánico, sin rupturas, pero con sólidos adheridos al exterior e interior



Sellos mecánicos saturados de sólidos de pozo



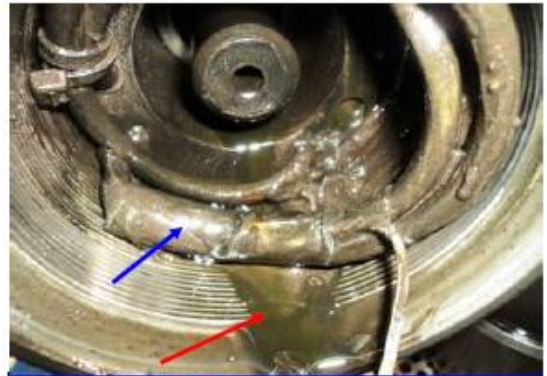
Sólidos de pozo adheridos a guías superior y central

Y por ultimo se presentaron fallas en el motor:

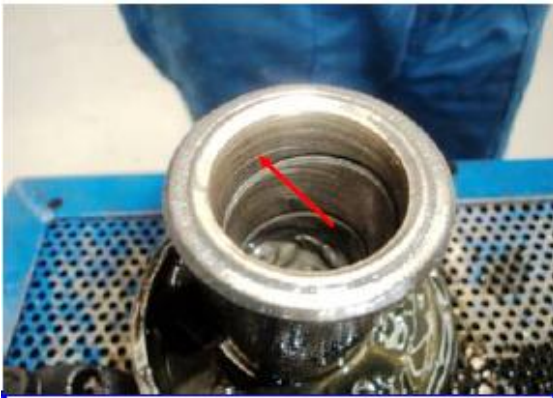
MOTOR



Aceite contaminado al interior del motor



Punto de conexión estrella sin daño físico. Aceite contaminado y con limaduras en zona de la base



Desgastes moderados en bushing de bronce de base



Bushing de bronce de cabezal con desgastes moderados

ANEXO E

EQUIPOS ESPECIALES Y NUEVAS TECNOLOGÍAS EN BES

BOMBAS PARA MANEJO DE GAS (SPE-148660)

Este artículo examina la conjetura de que una bomba centrífuga bien diseñada no tendrá ningún problema con el gas libre. La bomba centrífuga es un dispositivo dinámico de bombeo. Una de las limitaciones tradicionales ha sido su incapacidad para manejar grandes cantidades de gas. Esto no significa que no pueda manejar gas, pero hay un costo. El usuario debe reconocer los límites de operación que dependen de la situación y el equipo seleccionado.

¿De dónde viene el gas de fondo de pozo?

Una respuesta simple es que se desarrolla a partir del líquido. El gas se encuentra atrapado en el crudo por la presión de formación. Con una capa de gas presente en una formación, el crudo está en su punto de burbuja, e intenta permanecer en equilibrio con la capa de gas. Como el petróleo es producido a partir de la formación, la capa de gas se expande a medida que disminuye la presión de formación. Este "empuje por gas en solución" se basa en la evolución de la capa de gas para proporcionar la presión para forzar el petróleo dentro de la cara del pozo.

¿Cómo el Gas causa bloqueo en la Bomba? El gas puede afectar el rendimiento de una bomba centrífuga en una variedad de maneras.

- El gas disminuye la densidad del fluido.
- El gas incrementa el volumen total de fluido que la bomba requiere para manejar.
- El flujo de gas causa anomalías en el impulsor.

El problema es la incapacidad para mantener un flujo homogéneo cuando la gravedad o la fuerza centrífuga separa las fases más rápidamente de la que la turbulencia pueda mezclar de nuevo las dos fases en Cabeza creada por la velocidad impartida y la presión es una función de la cabeza y el densidad. La fase de gas separada puede tener una velocidad casi equivalente al líquido pero no se puede desarrollar una presión suficiente para moverse con el líquido en el difusor, y por lo tanto, se reunirán en el impulsor y los bloques de la bomba.

Futuras bombas. Hay varios tipos de sistemas de bombeo que pueden resultar adecuados para manejar dos fases, las bombas de "mojado" fase etapa de la

turbina que ofrece una separación centrífuga reducida, pero tiene que sufrir una gran carga de empuje axial y se basa en un cierre de alta potencia.

Bombas de cavidad progresiva han logrado algunos avances mediante el control de la hoja de fluido entre las etapas para compensar la compresión del volumen de fluido como el fluido avanza a través de la bomba. Las bombas de tornillo se están considerando, sin embargo al igual que el Moyneau cavidad progresiva, lo hará o bien tener que depender de deslizamiento fluido o perfeccionar un tornillo de paso cónico.

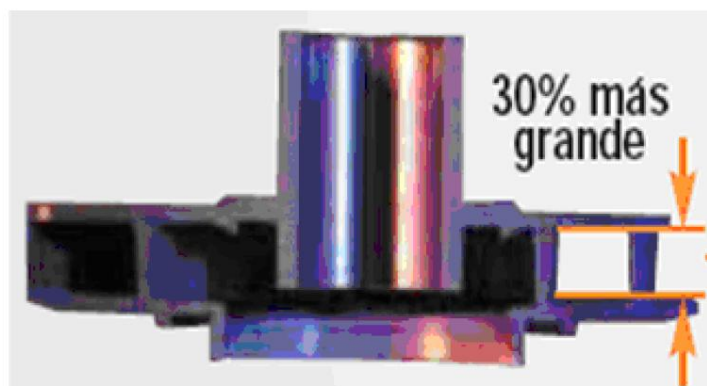
TECNOLOGÍAS BES PARA EL CONTROL DE ARENA

Hoy en día la producción de arena en los pozos del área Libertador se ha convertido en un problema que afecta a la eficiencia del sistema de levantamiento artificial electro-sumergible, por tal razón algunos fabricantes han desarrollado tecnologías para lograr optimizar el run life (vida útil) de éste tipo de sistema de levantamiento, entre los cuales podemos describir los siguientes:

Bomba estabilizada para trabajos pesados. Este tipo de bombas ofrece una tecnología para aplicaciones de servicio severo de bombeo, suministrando un menor costo total de posesión y mantenimiento mediante la extensión de la vida útil del sistema de bombeo electro-sumergible.

Las aperturas más anchas en las etapas de flujo radial ayudan a prevenir obstrucciones de arena así como disminuyen las velocidades erosionales de fluidos abrasivos. Las pestañas de supresión de partículas giratorias en los difusores reducen el daño del corte de arena en las etapas y reducen el potencial para perforaciones de carcasa y pérdida del sistema ESP en el fondo del pozo.

Etapas con apertura 30% más ancha.



Fuente: Centrilifte

Característica beneficio, Bomba Estabilizada Para Trabajos Extremos.

CARACTERÍSTICA	BENEFICIO
Aspas de apertura ensanchada.	Reduce la obstrucción de las bombas y el desgaste abrasivo para optimizar la vida útil de la bomba, extendiendo la aplicación del rango BES en fluidos viscosos
Mayor carga por etapa.	Máximo abatimiento de fluidos en pozos con alto contenido de gas, incrementando productividad y ganancias por pozo
Diseño de cojinetes robustecidos, pestañas de supresión de partículas giratoria.	El mejor manejo de abrasivos en su clase, extiende la vida útil de la bomba, minimizando los costos totales por mantenimiento, mejorando el rango operacional para flujos de entradas de características variables
Diseño de más alta presión.	Expande las capacidades de emplazamiento profundo lo cual extiende el rango de aplicación BES
Rango extendido de operación.	Incrementa la vida útil en condiciones variables en el pozo, minimizando los posibles reemplazos de sistema

Fuente: Petroproducción

Características de la bomba estabilizada para trabajos pesados. El diseño de ésta bomba es ideal para pozos con condiciones moderadas de abrasión en el fondo del pozo donde se requiere el soporte radial adicional.

Éste diseño incorpora cojinetes de Carburo de Tungsteno resistentes a la abrasión tanto en la entrada como en la salida así como a lo largo del eje de la bomba (basado en una proporción calculada de largo sobre diámetro (L/D)).

La base de la bomba también tiene una extensión larga del eje sin soporte y los sólidos tienden a acumularse en esta área de entrada. Los cojinetes adicionales de Carburo de Tungsteno en las partes superior e inferior y a lo largo del eje proveen una estabilización radial mejorada, reduciendo la tendencia a vibración.

Aplicación de materiales nuevos y partes para unidades de BES que corren en pozos con condiciones de operación anormales (SPE- 103627)

Las principales fallas son por corrosión en las unidades BES. Es por eso que la calidad de los materiales utilizados en las piezas de funcionamiento debes ser de alta prioridad en los equipos BES.

Depósitos de sal y causas de corrosión. Cuando hay alto nivel de corte de agua (superior al 80%) se intensifica significativamente el impacto del medio ambiente agresivo y en el proceso de corrosión.

Después de haber analizado la composición de las sales y los procesos de formación y depositación se puede especificar 3 causas fundamentales de los depósitos de sal en las partes de la BES.

- Las propiedades del fluido del yacimiento.
- Carácter operativo.
- El diseño de la BES.

Aplicación de los impulsores de la bomba hecho con líquido de polímero cristalino.

La mayoría de los problemas antes mencionados pueden resolverse mediante el uso de las etapas BES ayudando a disminuir la formación de sal. La idea principal es que el impulsor de la bomba ver anexos fig. 7.3.1 y los canales que fluyen del difusor de la bomba ver anexos fig. 7.3.2 están hechos de materiales poliméricos. Los impulsores de la bomba con materiales poliméricos tienen las siguientes ventajas frente a los hechos de hierro:

- Mayor resistencia a la corrosión.
- Las propiedades baja adherencia del material permiten mantener los canales que fluyen limpios.
- El bajo peso.
- Los bajos depósitos de sal.
- Limpieza de los canales que fluyen
- Bajo costo.

termo-resistentes sujetadores para el cable

La función de los soportes, como aislantes térmicos para el cable de la BES. Ver anexos (Fig. 7.3.3).

El cable se coloca con correas de sujeción o sunchos y entre ellos se han mejorado con soportes que están representados por abrazaderas que tiene una superficie acanalada en el exterior y está hecho con material de aislamiento de calor de calor, ellos deben ser fijados al cable.

Durante el trabajo de la bomba la circulación mixta de fluido gas y líquido de gas líquido en el anular del pozo. Esta mezcla de gas líquido pasa a través del claro o el espacio formada por el sujetador o abrazaderas, entre el cable y los componentes de la bomba y extrae el calor fuera del cable. El material de aislantes de calor de la abrazadera evita que el cable entre en contacto directo con los componentes calientes de la bomba y así evita la transferencia de calor.

IDENTIFICACIÓN Y TRATAMIENTO DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN FONDO DE POZO (SPE -18894)

Problema que se trato. La precipitación de parafina o asfáltenos en el fondo del pozo o en la tubería de producción está asociada con la producción de crudo del tipo parafínico o asfáltico. Su efecto adverso es que termina afectando los niveles de producción de los pozos.

Como se resolvió el problema.

El uso de aditivos y agua caliente a 200 °F generalmente es más eficiente, ya que elimina todos o casi todos los depósitos en un tratamiento de temperatura ambiente son más adecuados para los programas de mantenimiento, donde los depósitos no se les permite reconstruirse mucho entre los tiempo de tratamientos. Igualmente la inclusión de la parafina en los químicos aditivos que hacen que se derrita durante el contacto directo con el agua para que no se adhiera a las superficies y sí mismo, sino para ser partículas recubiertas de agua, que pueden desplazarse libremente a través del sistema.

Para determinar si el problema de depositacion de ceras está presente en el pozo cuya producción ha disminuido se puede establecer mediante un perfil preciso de la temperatura de un pozo esto proporcionará un identificador para el examen del pozo. La formación y la temperatura del fondo del agujero se comparan con el punto de nube del crudo. Si el BHT es menor que el punto de nube, la deposición es probable que ocurra.

Resultados principales y discusión de resultados. La causa de la depositación de parafinas es la disminución de la temperatura del crudo desde el yacimiento hasta el pozo causando desprendimiento de partículas de parafina que se depositan en el hoyo.

En general para los dos tipos de depósitos parafinas o asfáltenos se obtuvieron los siguientes 5 resultados:

1. La rápida disminución de la producción son a menudo debido a la depositación orgánica, ya sea en la zona cercana al pozo o en la cara de formación.
2. El engrasado caliente con frecuencia es la causa de la depositación de parafinas.
3. Los Trabajos de acidificación puede causar problemas de producción, causando depósitos de asfáltenos.
4. La Identificación del tipo de los depósitos orgánicos es el primer paso crucial en el tratamiento del problema debido a que las parafinas y los asfáltenos son de composición diferente y así mismo se deben de tratar.
5. Programas específicos de química puede tratar cualquier problema de manera rentable.

AVANCES RECIENTES EN COILED TUBING DESPLEGADO EN BES

Juan J. Tovar D. and Craig McK Webster, Innovative Engineering Systems Ltd. Jeff Dwiggins and Steve Conner, Wood Group ESP Inc.

Unidad de coiled tubing. Es una unidad autónoma de reparación workover, fácilmente transportable e hidráulica, que inyecta y recupera una tubería flexible y continua dentro de una línea más grande de tubing o casing. Este sistema no requiere de un equipo adicional de workover. La unidad puede ser utilizada en pozos vivos y permite la continua inyección de fluidos o nitrógeno mientras se continúa moviendo la tubería flexible.

Las más difundidas son:

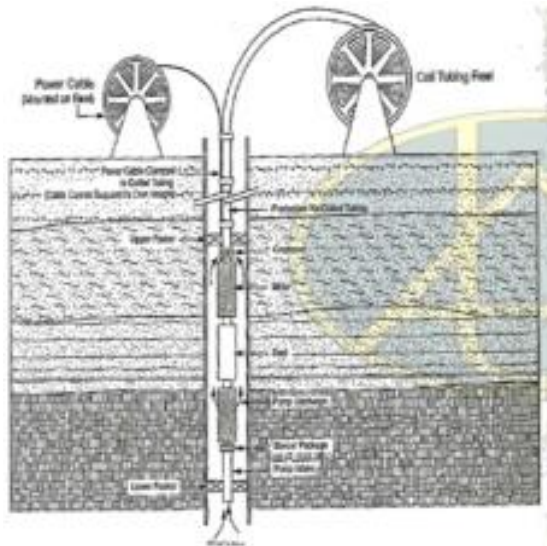
- Tijeras y aceleradores (*mecánicos e hidráulicos*)
- Martillos de impacto
- Pescadores fijos (*terrajás*)
- Pescadores desprendibles (*mecánicos e hidráulicos*)
- Herramientas lavadoras giratorias (*jets*)

- Herramientas lavadoras fijas (*jets*)
- Desconexiones de seguridad (*mecánicas e hidráulicas*)
- Motores de fondo
- Cortadores de cañería
- Underreamers

Coiled tubing desplegado para bombeo electrosumergible. El diseño de completamiento de Bombeo Electrosumergible convencional es instalado con un cable de poder ligado al exterior del tubing. El proceso de instalación y recuperación puede llegar a ser mucho más rápido y eficiente si se instala el sistema al final del coiled tubing, mientras que los fluidos producidos fluyen hacia la superficie por dentro del coiled tubing. Se requiere un doble arreglo de empaquetamientos.

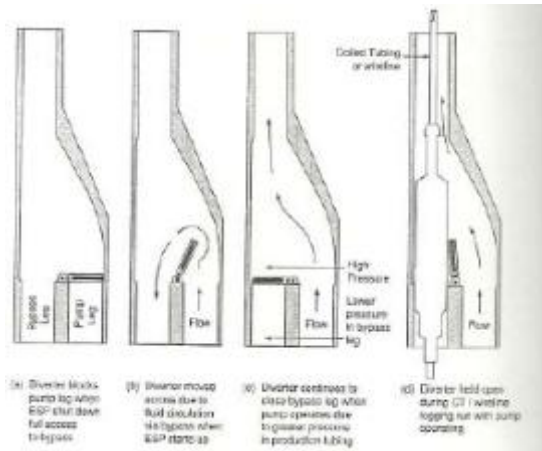
Ventajas de emplear éste tipo de arreglo:

- Reducir las pérdidas de presión por fricción encaminado a altas ratas de producción o reducir los requerimientos de poder.
- Puede alcanzar una corrida rápida con el cable dentro del ambiente protegido del coiled tubing.
- Abre las posibilidades de instalar Bombeo Electrosumergible en pozos vivos.



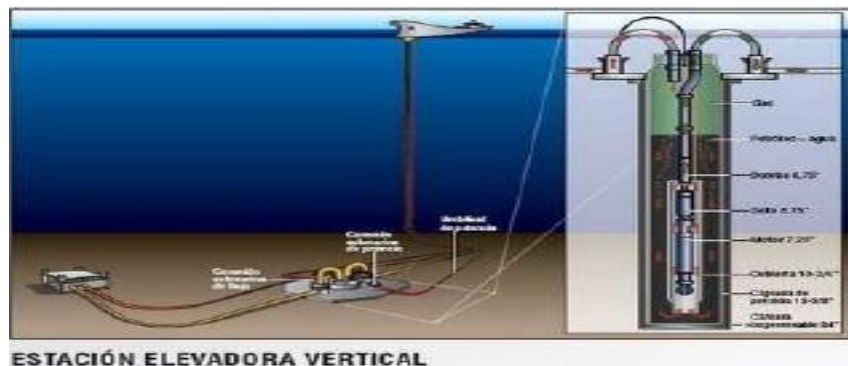
Herramienta auto "Y"

Electrosumergible por wire line /coiled tubing pueden ser evadidos, si se usa una herramienta auto "Y", desarrollada por Phoenix Petroleum Services de Aberdeen. La operación de dicha herramienta es ilustrada en la figura:



Nuevas tecnologías en sistemas de producción en sistemas bajo el mar.

Las soluciones ESP de levantamiento (boosting) de Centrifluid son más eficientes que muchos otros sistemas de bombeo artificial y tienen un desempeño probado de operación en condiciones de altas temperaturas y presiones, lo que las hace ideales para entornos submarinos. La tecnología de ESP puede producir altos volúmenes de fluido (hasta 150.000 bpd), tiene un amplio rango operativo y puede suministrar el empuje necesario (de más de 5000 psi) para elevar el flujo de producción a la plataforma.





Características	Beneficio
Amplio rango de operación	Permite flexibilidad para condiciones inciertas
Tecnología probada en entornos húmedos con presión	No requiere rediseño para aplicación submarina
Altas presiones de empuje (boost)	Minimiza los gastos de capital
Aplicación en pozo o sobre lecho marino	Brinda flexibilidad dependiendo de las condiciones de reservorio
Sistemas en pozos duales o redundantes	Minimiza la intervención y las interrupciones de producción



Aplicación de los motores de imanes permanentes en la producción de petróleo (SPE 117386)

Los motores de imanes permanentes, que ya ha ocupado una posición de liderazgo en una serie de áreas, tienen mejores características de rendimiento que los motores electrosumergibles.

Características del motor de imanes permanentes de rendimiento:

- En comparación con los tradicionales motores asíncronos sumergible eléctrica, los motores de imanes permanentes tienen un número de características que hacen que su aplicación sea económicamente atractiva.
- La introducción de imán permanente en los motores aumentará la vida ESP, y mejorar los indicadores de salud y seguridad.
- Utilizando un motor de imán permanente como una unidad para un sistema ESP hace posible cambiar la velocidad de la bomba en una gama más amplia, y por lo tanto reaccionan a los cambios en el caudal y nivel dinámico tan pronto como sea posible, sin detener la producción.
- La diferencia fundamental entre los permanentes motores de imanes y motores eléctricos asíncronos es que los primeros son capaces de regular la velocidad de revolución variando la intensidad de corriente, mientras que la velocidad de revolución de un motor asíncrono puede ser regulada sólo por cambiar la frecuencia actual con convertidores de frecuencia.
- La eficiencia de los motores de imanes permanentes es mucho mayor - más de 90%-.
- Utilizando un motor de imán permanente como el disco hace que sea posible estabilizar un pozo sin parar para el enfriamiento - debido a su mayor eficiencia.
- Los motores de imán permanente se sobrecalentamiento con menos frecuencia, lo que aumenta la vida útil de los materiales de aislamiento, y hace posible reducir el número de fallos producidos por fusión del cable.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL HIBRIDOS, pcp-esp Gas Lift-ESP, Twin Srew-ESP (Can-K), Hydraulic-ESP

- Incrementa eficiencia volumétrica.
- Aumenta diferencial de presión y la producción.
- Incrementa la profundidad de la instalación de la bomba.
- Reducción de los requerimientos de potencia de la bomba y motor.
- Bajo consumo eléctrico en comparación con la bomba sola.

Bombeo electrosumergible con gas lift. Esta combinación permite mejorar la utilización de las metodologías de levantamiento conocidas. El completamiento requerido para su instalación se realiza instalando una bomba centrífuga cerca de

los intervalos de perforaciones, mientras que los mandriles de gas Lift son instalados por encima de la bomba (1000 a3000 Ft). La BES esta diseñado para levantar los fluidos de baja presión hasta la presión mínima necesitada para un Gas Lift optimo. Durante la vida del proyecto, se pueden variar las tasas de entrega, las cuales, pueden ser optimizadas continuamente, reduciendo el gasto de energía.

Ventajas

- Bajo requerimiento de gas para levantamiento y menor tamaño de unidad de bombeo electro sumergible.
- Largos ciclos de vida, bajo costos de operación.
- Bajas presiones de abandono.
- reduccion en tamaño y volumen de la BES y en requerimientos del Gas Lift.
- optimizacion de la comprension del gas y los requerimientos de electricidad.
- reduccion en la presion de abandono y posibilita recobros mas altos.

Desventajas

- Se requiere comprension del gas eb la facilidad y suministros de energia electrica.
- El ESP es efectivo para levantar fluidos cuando la presion los yacimientos es muy baja pero la productividad es muy buena. El Gas Lift por su parte, es un metodo efectivo para pozos con buen mantenimiento de presion, bajos cortes de agua, y tienen bajos costos de mentenimiento a traves de la vida del pozo.
- El levantamiento artificial combinado puede ayudar a minimizar la energia total requerida en un orden de 15 a 20%.

Bombeo electrosumergible por cavidades progresivas

Este sistemas de bombeo, es similar al metodo de bombeo electro sumergible convencional, con la deiferencia de que en lugar de la bomba centrifuga, se utiliza una bomba de cavidades progresivas. Opera de manera muy similar al bombeo electro sumergible, pero con algunas diferencias, tales como:

- La bomba es de cavidades progresivas no centrífuga.
- Se requiere de una caja de velocidades con reductor para acomodar la velocidad del motor a los requerimientos de menor velocidad de la bomba de cavidad progresiva.
- Una junta o eje flexible es requerida debido a la excentricidad de la bomba de cavidades progresivas.

Bombas Twin-screw

La TDTSP está diseñado de tal manera que la instalación es exactamente la misma que el de la bomba de cavidades progresivas. El sistema puede funcionar a temperaturas de 536 ° F (280 ° C) ambiente y no tiene una velocidad mínima. El líquido de hecho pasa a través de los cojinetes de empuje. Cuando se utiliza con el sistema rotativo patentado, Dass, la carga axial creada por la bomba puede ser eliminada.

Debido a que es una bomba de desplazamiento positivo, las presiones siguen siendo los mismos con velocidad variable. La velocidad es el único parámetro a ser ajustado de esta bomba, y se puede cambiar para alterar la velocidad de la bomba mientras se mantiene una presión constante. Una ventaja adicional en la utilización de la ESTSP es que no hay cargas de empuje ni ascendentes ni descendentes. El diseño también incorpora un sistema de equilibrio de pistones (patente pendiente). A diferencia de una bomba centrífuga, la bomba de doble tornillos gemelos no tiene un mejor punto de la eficiencia, y puede bombear con condiciones de presión de succión igual a 0 psig (condiciones de vacío). A pesar de que la bomba de doble tornillo no es una bomba de arena, puede manejar más arena que otros sistemas de levantamiento artificial.

Referencias

Artículo Original "Twin-screw pumps rival traditional artificial lift systems" By Pradeep Dass, Can-K Group of Companies Inc. <http://www.epmag.com> CAN-K <http://www.can-k.com/> Adaptación al Español: Marcelo Hirschfeldt. OilProduction.net

COMPLETACIONES DUALES Y ESPECIALES. Completamientos con Y-Tool, completamientos con tipo bomba booster, completamientos duales (dos equipos ESP), completamiento de pozo convertido en bomba de inyección.

Completacion dual. Una Completación Dual con bomba electrosumergible es un diseño de doble sarta de tuberías, acoples, accesorios y herramientas que permite producir de dos zonas, individualmente en forma independiente y al mismo tiempo.

Pueden ser:

- Duales Paralelas.

- Duales Concéntricas.

La completación dual concéntrica de nuestro estudio consta de una bomba electrosumergible para producir de una zona, mientras que la otra producirá a flujo natural u otro tipo de levantamiento artificial.

Diseño de una completación dual concéntrica. Un sistema de completación debe facilitar métodos de inyección o producción seguras, eficientes, confiables y económicas. Los criterios de selección y diseño de una completación se basan en los siguientes factores:

1. Consideraciones Mecánicas
2. Ubicación Geográfica
3. Fluidos del Yacimiento
4. Información del Yacimiento
5. Escenarios Operativos

Procedimiento Operacional.

1. Armar la empacadura recuperable con tapón expulsable y niple de asiento.
2. Armar el BHA sobre la empacadura recuperable.
3. Instalar el By pass tubing, ajustándolo con grapas.
4. Iniciar el armado y corrida del equipo de BES superior.
5. Conectar la Y-tool, con la junta receptora de sellos y swivel.

Referencia:

<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/15922/3/Completaci%C3%B3n%20Dual%20Conc%C3%A9ntrica%20con%20Bomba%20Electrosumergible%20y%20Flujo%20Natural%20de%20un%20pozo%20en%20el%20Oriente%20Ecuatoriano.pdf>

Y-tool. Es una herramienta diseñada para la instalación de Bombas Electrosumergibles, con esta herramienta se tiene acceso a la formación sin sacar la completación y de esta manera realizar los trabajos de reconocimiento, pero es mas utilizado para completaciones dobles en B.E.S.

Referencia: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf>

Equipos requeridos y procedimiento de bajada de una completación dual concéntrica bes-bes. A continuación se muestra el respectivo procedimiento de bajada para una completación dual concéntrica BES-BES con tubería de revestimiento (casing) que permite producir simultánea e independientemente de dos arenas diferentes.

1. Armar un ensamblaje con empacadura permanente (Seal bore packer) con los siguientes elementos de acuerdo al siguiente orden:

- ✓ Tapón expulsable (POP)

- ✓ Neplo de asentamiento
 - ✓ Tubo corto
 - ✓ Adaptador
 - ✓ Junta receptora o extensión de sellos
 - ✓ Junta de sellos o sellos de acoplamiento
 - ✓ Empacadura permanente
2. la empacadura (Packer) con sensor GR-CCL en cable eléctrico, correlacionar profundidad y dejarlo asentado a la profundidad deseada, Si la desviación del pozo dificulta la bajada de la empacadura con el cable (ángulo mayor de 40°), se debe bajar con tubería, debiendo tener los equipos necesarios para los dos casos que se pueden presentar.
 3. Armar la primera sección de Completación Dual (Tail Pipe y POD), realizar pruebas de presión de esta sección con 3000 PSI durante 15 minutos, no deberá haber caída de presión de más de 150 PSI, la presión debe estabilizarse, si esta tiene una pendiente de caída constante hay que sacar la completación, buscar el punto de fuga y reparar.
 4. Armar el equipo BES inferior siguiendo los procedimientos y estándares de la compañía que haya diseñado el equipo electrosumergible.
 5. Seguir con el armado del Pump Support (Soporte de la bomba) mas Bypass tubing (Tubería de desvío) mas Flow X-Over Assembly (Herramienta Y). Paralelamente a esto se armara el equipo BES superior. Tanto el bypass como el Flow X-Over Assembly, será probado con una presión de 3000 PSI durante 15 minutos.
 6. Con Slick Line (Cable de acero) armar y bajar a recuperar Standing Valve que está instalada en el No-go (Neplo) arriba del POD Hanger. Sobre el equipo BES Inferior.
 7. Luego de que el BOP haya sido instalado y probado se procederá con el armado y corrida de la tubería interna más el Stinger Seal Assembly (Ensamble del punzón sellante).
 8. Asentar el colgador de tubería, retirar BOP y terminar de armar el cabezal dual, armar y probar las líneas de flujo.
 9. Realizar prueba de integridad de los sellos del Punzón (Stinger) a 3000 PSI de presión por 15 minutos por el anular entre 5-1/2" y 2-7/8".

10. Posterior a esto y por último se realizara el arranque de los Equipo Electrosumergibles, siguiendo los procedimientos y estándares de la compañía que provee los equipos.

Referencia: Completación Dual concéntrica con Bombas eléctricas sumergibles de un pozo en el Oriente Ecuatoriano revestido con Casing de 9-5/8" Repositorio de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, Trabajo de grado.

ACCESORIOS BES. Conectores y penetradores superficie (QCI, P-3000 2DM, P5000 Baker, BWI), protectores de cable (Cannon, Grippy), protectores especiales y centralizados, empalmes rápidos.

El Protector utiliza una "onda de compresión" de diseño y como resultado tiene una estrecho rango de tolerancia en la línea de tubos. Los protectores LP utilizan canales para proteger los cables o líneas en su transición a través del acoplamiento para prevenir daños durante la instalación o la recuperación de las terminaciones. En campo instalación es rápida y sencilla.

Características y Beneficios

- Diseñado para adaptarse a los tamaños de los tubos de las 3.50 "de diámetro exterior de 13,375" de diámetro exterior.
- Compatible con fibra óptica.
- Se utiliza principalmente en un solo canal Configuraciones.
- Los protectores son re-usable.
- Adecuado para pozos de alto ángulo.

Mid Joint Protector

Características y Beneficios

- Diseños intercambiables para adaptarse a la tubería tamaños que van desde 2,375 "de diámetro exterior a 13.375" OD.
- Las configuraciones para todo el plano o cuadrados, paquetes de cables o líneas
- Compatible con fibra óptica.
- Doble o el triple de las configuraciones de canal en la separación de varias líneas.
- Los protectores son re-usable ahorro de los costos.
- Adecuado para pozos de alto ángulo.

Protección de cables y líneas en:

- levantamiento artificial.

- Indicadores Permanentes.
- pozos inteligentes.
- inyección de Productos Químicos.
- fibra óptica.
- Válvulas de seguridad.
- Geo Móviles.

Referencia: <http://www.cannonservicesltd.com/protectors>

MONITOREO Y OPTIMIZACION EN TIEMPO REAL

Aumentando la producción a través de monitoreo automatizado de pozos por Julián Cudmore, gerente de nuevas tecnologías Zenith Oilfield Technology, a Lufkin Company

Alrededor de un 95% de los pozos del mundo ahora dependen de ALS, e información precisa del pozo es vital para permitir a los operadores optimizar la producción y mejorar la vida útil de los equipos.

Los líquidos levantados artificialmente requieren de un monitoreo continuo para asegurar una operación correcta dentro de las limitaciones de presión y temperatura de los equipos de bombeo, y para no superar las limitaciones de reducción de nivel en el pozo mismo. Zenith desarrolló el sistema automatizado de monitoreo de pozos Z-Sight, para mejorar el monitoreo de los pozos con ALS y beneficiar los caudales de producción. El sistema elimina el trabajo difícil del monitoreo de pozos a través de la automatización del análisis de datos y optimización.

Se referencia un modelo comprensivo del pozo y equipo de levantamiento en tiempo real contra puntos de datos medidos de dispositivos de presión y temperatura en la superficie y en el pozo. Ahora los operadores pueden reconocer instantáneamente y priorizar los pozos que requieren atención, reduciendo los tiempos a horas.

A medida que cambian las condiciones del reservorio o la línea de flujo, o que se ajusten los objetivos, el sistema automáticamente compensará los puntos de operación en tiempo real, pozo por pozo, para asegurar el cumplimiento con el método deseado de producción del reservorio.

BOMBA ELECTRO SUMERGIBLES PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL INTELIGENTES

La tecnología de pozos inteligentes se están utilizando cada vez más para mejorar el valor de los activos en procesos de maduración. Los pozos que cuentan con bombas electro sumergibles (BES) son particularmente adecuadas para esta combinación de lo antiguo con lo nuevo. Una vez que se instalan cables eléctricos

y protectores de fondo en los pozos BES, estos son fáciles de quitar con dispositivos de monitoreo y control a un costo incremental relativamente bajo. A través de aplicaciones cada vez más sofisticadas, tales como el Servicio Avanzado de Levantamiento Artificial de Schlumberger y el sistema de supervisión y control de espWatcher para bombas electro sumergibles, los datos sobre el desempeño de las bombas BES y la potencia de fondo y de superficie son captadas en la localización del pozo en tiempo real. Luego se envía a un centro para ser analizado por especialistas que pueden adoptar en forma remota acciones tales como puesta en marcha, paradas y control de velocidad de las bombas BES.

Referencia:

Oilfield review de Schlumberger (composite monitoreo.pdf), John Algeroy – Rosharon, Texas, EUA

LOWIS LIFE OF WELL INFORMATION SOFTWARE (WFT095003 MONITORED. PDF. DE WEATHERFORD)

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN TIEMPO REAL

Weatherford cuenta con soluciones para todo tipo de Producción. Desde pozos en etapa final en tierra hasta pozos offshore o submarinos de alto volumen, Weatherford sabe que los distintos tipos de pozos y reservorios requieren diferentes métodos de optimización. Weatherford ofrece un rango de productos y servicios que permiten que las iniciativas de optimización de producción sean ubicadas a lo largo de toda la empresa. Dichas iniciativas pueden ir desde la instrumentación en fondo de pozo hasta herramientas de planificación de activos que integren gerencia de reservorio y optimización de pozo, reservorio y equipos de superficie dentro de una solución de software única.

Weatherford es el líder mundial en la provisión de soluciones de optimización de producción para pozos fluyentes y todas las formas de levantamiento artificial. Las soluciones aportadas por Weatherford aumentan la producción y reducen los costos de levantamiento. El rol de una compañía de servicios es maximizar la recuperación y rentabilidad en la completación y producción de campos jóvenes y maduros. El software LOWIS ofrece las herramientas de software líderes de la industria para optimizar las operaciones y la gestión de reservorio.

TECNOLOGÍAS EN EVOLUCIÓN: BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES

Mediante el monitoreo del desempeño de los sistemas ESP, los operadores pueden reconocer los problemas a medida que se presentan.

Los sensores Phoenix proveen una diversidad de mediciones de fondo de pozo y opciones de respuesta e incluyen los siguientes dispositivos:

- Sensor de fuga de corriente
- Sensor de presión de descarga
- Sensor de presión de admisión
- Sensor de temperatura de admisión

El variador de velocidad SpeedStar es una unidad de control de superficie que permite que los operadores ajusten en forma remota la potencia eléctrica que se envía hacia el fondo del pozo (arriba). Este variador de velocidad (VSD) es un dispositivo electrónico que sintetiza una fuente de potencia trifásica, de frecuencia y voltaje variables, para los motores de inducción.

Referencia: Oilfield review de Schlumberger primavera 2007