

**METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS Y SITUACIONES
OPERACIONALES RIESGOSAS EN EQUIPOS DE BOMBEO ELECTRO-
SUMERGIBLE**

SERGIO GIOVANY CABRERA SIABATO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS Y SITUACIONES
OPERACIONALES RIESGOSAS EN EQUIPOS DE BOMBEO ELECTRO-
SUMERGIBLE**

SERGIO GIOVANY CABRERA SIABATO

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Director:
EDISON ODILIO GARCIA NAVAS
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE.....	14
1.1 GENERALIDADES.....	14
1.2 BOMBA	19
1.3 INTAKE	21
1.4 MOTOR.....	22
1.5 PROTECTOR	23
1.6 CABLE DE POTENCIA	24
2. CARTAS AMPERIMÉTRICAS	26
2.1 GENERALIDADES.....	26
2.2 OBTENCIÓN.....	27
2.3 USO E INTERPRETACIÓN	28
3. PRINCIPALES FALLAS Y SITUACIONES OPERACIONALES DE RIESGO	30
3.1 BLOQUEO DE GAS.....	30
3.2 BAJO APORTE DEL YACIMIENTO.....	32
3.3 CICLOS FRECUENTES DE CORTA DURACIÓN.....	35
3.4 PRESENCIA DE GAS.....	36
3.5 APAGADO INMEDIATO POR BAJA CORRIENTE.....	38
3.6 FALLO DEL APAGADO POR BAJA CARGA.....	39

3.7 TIEMPOS CORTOS DE REINICIO DURANTE CONTROL DE NIVEL EN TANQUES.....	41
3.8 SOBRECARGA (CONDICIONES NORMALES)	42
3.9 BOMBEO DE ESCOMBROS	43
3.10 EXCESIVOS INTENTOS DE REINICIO MANUAL.....	45
3.11 CONDICIONES ERRÁTICAS DE CARGA.....	46
3.12 ROTURA DE EJE	47
3.13 COMUNICACIÓN TUBIN CASING	49
4. METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS Y SITUACIONES OPERACIONALES DE RIESGO	51
4.1 GRAFICA DE VARIABLES REPRESENTATIVAS.....	53
4.2 IDENTIFICACIÓN TENDENCIA ANORMAL.....	53
4.3 DESCRIPCIÓN DE VARIABLES PRINCIPALES.....	56
4.4 COMUNICACIÓN CON CAMPO	58
4.5 COMPARACIÓN CON TABLA DE TENDENCIAS PRINCIPALES	59
4.6 CONSULTA DE HISTORIAL DE POZO.....	62
4.7 COMPARACIÓN GRÁFICA CON TENDENCIAS DERIVADAS	63
4.8 TABLA DE RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS.....	63
4.9 SEGUIMIENTO	69
5. CONCLUSIONES	70
6. RECOMENDACIONES.....	71
BIBLIOGRAFÍA.....	72

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Completamiento equipo BES.....	15
Ilustración 2. Equipo de fondo equipo BES.....	16
Ilustración 3. Etapa de flujo radial	20
Ilustración 4: Etapa de flujo mixto	20
Ilustración 5. Intake estándar (BOI)	21
Ilustración 6. Separador rotativo	22
Ilustración 7. Motor BES	23
Ilustración 8. Tipos de protector.....	24
Ilustración 9. Cable de potencia.....	24
Ilustración 10. Diagrama de flujo para identificación de fallas y problemas operacionales de riesgo.....	52

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Gráfica de características de la Bomba	18
Gráfica 2. Carta amperimétrica (en blanco)	27
Gráfica 3. Condiciones normales de operación	28
Gráfica 4. Bloqueo de gas (Carta amperimétrica).....	31
Gráfica 5. Bloqueo de gas.....	32
Gráfica 6. Bajo aporte del yacimiento (Carta amperimétrica).....	33
Gráfica 7. Bajo aporte del yacimiento y tiempo corto de reinicio automático (carta amperimétrica)	34
Gráfica 8. Bajo aporte del yacimiento	35
Gráfica 9. Ciclos frecuentes de corta duración (Carta amperimétrica).....	36
Gráfica 10. Presencia de gas (Carta amperimétrica)	38
Gráfica 11. Apagado inmediato por baja corriente (carta amperimétrica)	39
Gráfica 12. Fallo del apagado por baja carga (carta amperimétrica)	40
Gráfica 13. Esquema normal durante control de nivel en tanque (carta amperimétrica)	42
Gráfica 14. Condiciones normales de sobrecarga (carta amperimétrica)	43
Gráfica 15. Bombeo de escombros (carta amperimétrica).....	44
Gráfica 16. Bombeo de escombros.....	44
Gráfica 17. Excesivos intentos de reinicio manual.....	45
Gráfica 18. Condiciones erráticas de carga (carta amperimétrica)	47
Gráfica 19. Rotura de eje.....	48
Gráfica 20. Comunicación Tubing-Casing.....	49
Gráfica 21. Identificación de comportamiento anormal	55
Gráfica 22. Ejemplo monitoreo preventivo.	56
Gráfica 23. Ejemplo 1, pozo A	57

Gráfica 24. Ejemplo 2 Pozo B61

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ejemplo monitoreo preventivo básico	54
Tabla 2. Listado de convenciones (tabla Causa Probable)	60
Tabla 3. Causa probable.....	60
Tabla 4. Tabla de resolución de problemas	65

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS Y SITUACIONES OPERACIONALES RIESGOSAS EN EQUIPOS DE BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE*

AUTOR: SERGIO GIOVANY CABRERA SIABATO**

PALABRAS CLAVE: METODOLOGÍA, IDENTIFICACIÓN, FALLAS, RIESGOS, BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE.

DESCRIPCIÓN:

La definición de una metodología para identificar de forma oportuna fallas y situaciones operacionales de riesgo, tiene como objetivo brindar al usuario una herramienta que permita diagnosticar algunos escenarios en los que se ven implicadas las bombas electro sumergibles con el fin de evitar tiempos no productivos, incrementar su tiempo de vida y disminuir la producción diferida.

Este trabajo tiene como punto de partida una breve descripción del sistema de bombeo electro sumergible, la revisión de las fallas y situaciones operacionales de riesgo más comunes en la industria de los hidrocarburos, así como su incidencia en las principales variables del sistema y su correlación con la carta amperimétrica correspondiente.

La metodología es definida a partir de tres tipos de revisión, el primero, identificación de tendencias en las variables del sistema, el segundo, comparación gráfica y el tercero, revisión básica de parámetros en campo. También se abordan temas como el monitoreo preventivo, con el fin de identificar fácilmente comportamientos anormales sin comprometer la integridad del equipo.

El resultado es un diagrama de flujo que explica brevemente el procedimiento a seguir para la identificación de fallas y situaciones operacionales de riesgo; su uso abarca gran parte de los problemas más comunes del sistema de bombeo electro sumergible y permite al usuario brindar un primer diagnóstico.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison Odílio García Navas, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE IDENTIFICATION OF FAILURES AND RISKING OPERATIONAL SITUATIONS IN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPING EQUIPMENT*

AUTHOR: SERGIO GIOVANY CABRERA SIABATO**

KEYWORDS: METHODOLOGY, IDENTIFICATION, FAILURES, RISKS, ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP

DESCRIPTION: The definition of a methodology to identify failures and operational risk situations in a timely manner, aims to provide the user with a tool to diagnose some scenarios in which electrical submersible pumps are involved, in order to avoid non-productive times, to increase the run life and to decrease deferred production.

This work has as its starting point a brief description of the electrical submersible pumping system, the review of the faults and operational risk situations more common in the hydrocarbon industry, as well as its incidence in the main variables of the system and its correlation with the corresponding amperometric chart.

The methodology is defined from three types of review, the first, identification of trends in the main system variables, the second, graphic comparison and the third, basic review of parameters in the field. It also addresses issues such as preventive monitoring, in order to easily identify abnormal behavior without compromising the integrity of the team.

The result is a flow diagram that briefly explains the procedure to be followed for the identification of faults and operational risk situations; Its use covers many of the most common problems of the electrical submersible pumping system and allows the user to provide a first diagnosis.

* Bachelor thesis

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Edison Odílio García Navas, Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

Mantener una producción sostenida en la industria de los hidrocarburos es una tarea que puede llevarse a cabo por mayores lapsos si además se tiene un control adecuado sobre los equipos de levantamiento artificial, identificando problemas potenciales y situaciones de operación peligrosas que puedan derivar en tiempos no productivos o pongan en riesgo la integridad de los equipos.

El objetivo de este proyecto es extender la vida útil de los equipos, disminuir la producción diferida y los tiempos no productivos del sistema BES (Bombeo Electro-Sumergible), mediante el desarrollo de una metodología que permita identificar de forma oportuna fallas en los equipos o su posible operación en condiciones riesgosas.

El primer capítulo tendrá como punto de partida una revisión de los componentes del sistema de bombeo electro-sumergible, resaltando sus secciones más importantes y la forma en que operan.

En el segundo capítulo se explicará brevemente qué es una carta amperimétrica, así como su obtención e interpretación puesto que será elemento de apoyo para la representación gráfica de algunos de los problemas operacionales.

En el tercer capítulo se realiza el análisis de las fallas más comunes del sistema, así como su repercusión sobre variables eléctricas y de control.

En el último capítulo se expondrá la metodología planteada para la identificación de fallas y situaciones operacionales riesgosas, además de la explicación de algunos de los procesos involucrados.

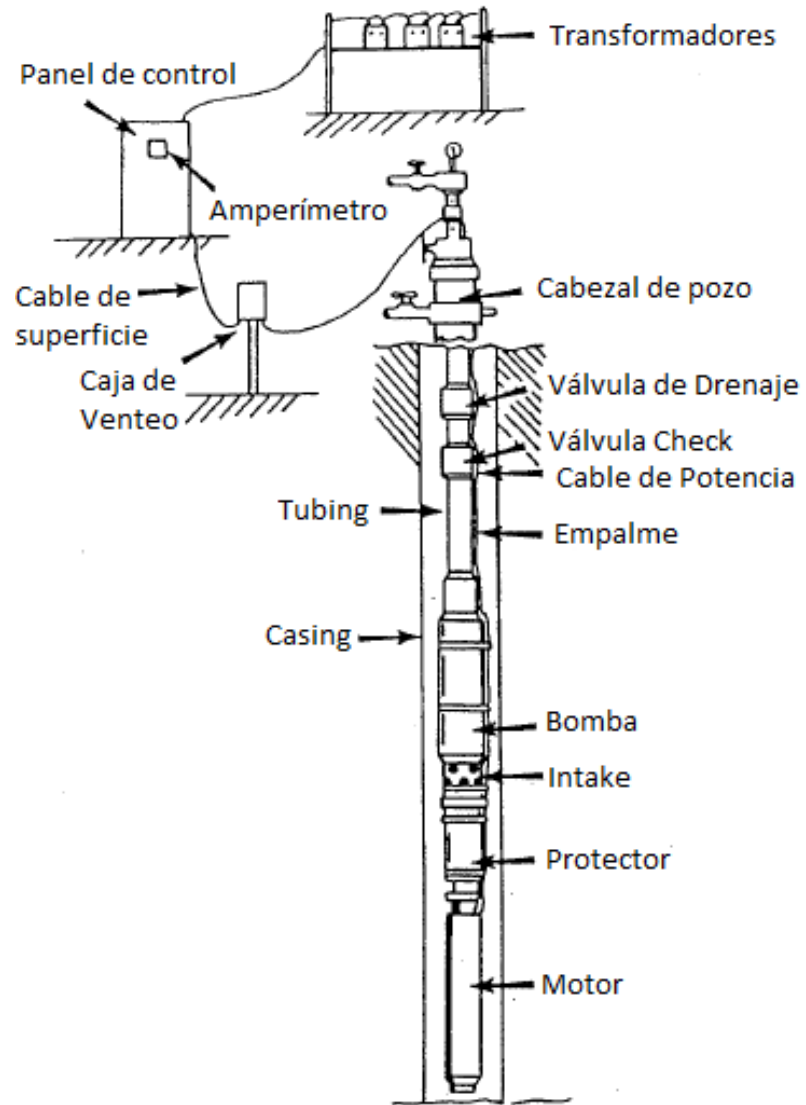
1. BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE

En la actualidad los equipos de bombeo electro sumergible representan una de las alternativas más comunes al momento de seleccionar el sistema de levantamiento adecuado para determinado tipo de fluido. Gracias a su amplio rango de aplicación y a las configuraciones que se pueden lograr, es posible ajustar el sistema a muchos escenarios de producción, por lo tanto, el entendimiento de su funcionamiento y su entorno de operación lo es todo cuando se trata de optimizar la producción y mantener al mínimo los tiempos no productivos.

1.1 GENERALIDADES

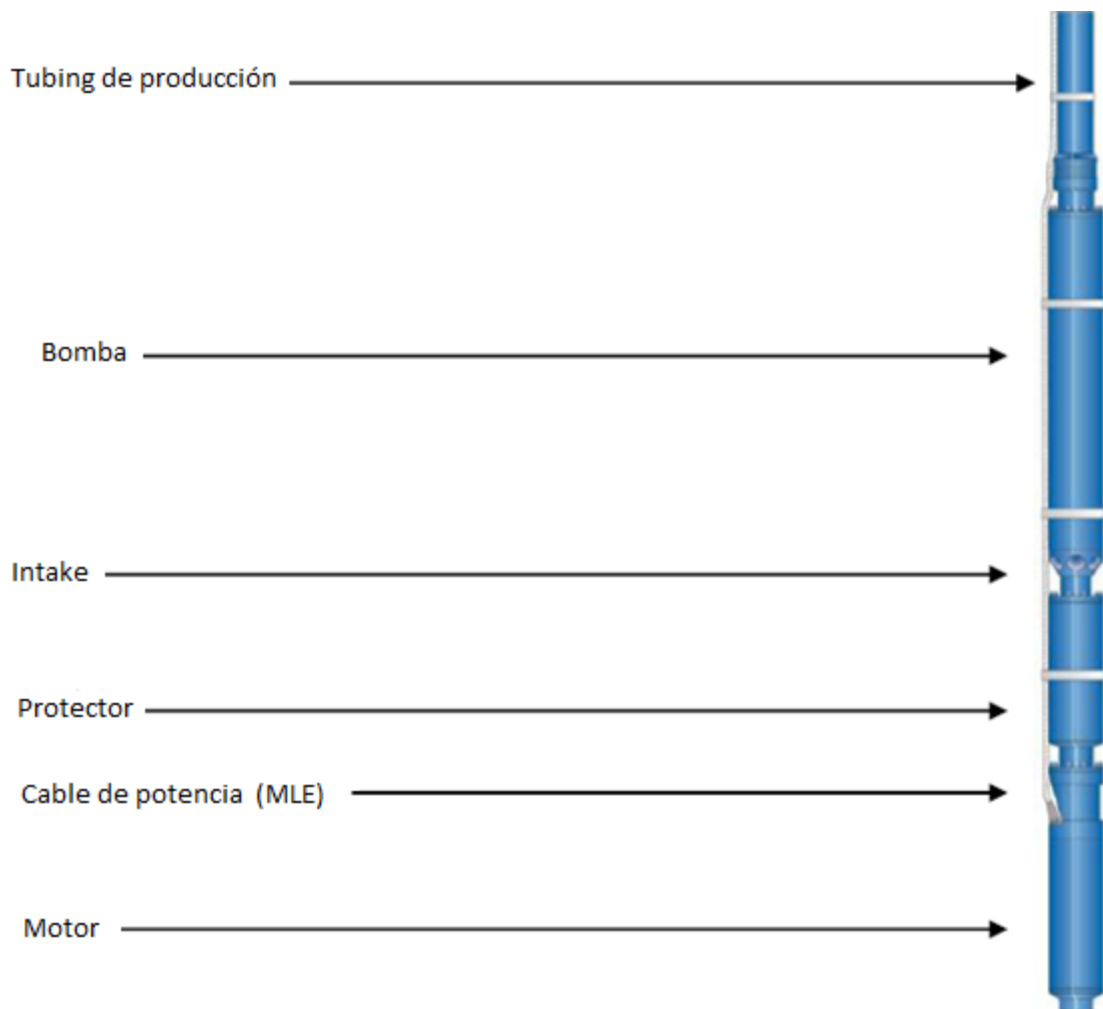
Una bomba electro-sumergible (BES) es una bomba centrífuga de múltiples etapas, que ofrece un amplio rango de aplicación. Es capaz de producir grandes volúmenes de fluido, puede ser usada eficientemente en pozos profundos y manejar pequeñas cantidades de gas libre. Dos esquemas de completamiento típico para un equipo BES son mostrados a continuación.

Ilustración 1. Completamiento equipo BES



Fuente: ECONOMIDES, Michael; HILL, Daniel; EHLIG-ECONOMIDES, Christine. Petroleum Production Systems. Prentice Hall PTR. 1994.

Ilustración 2. Equipo de fondo equipo BES



Fuente: BREMER C., HARRIS G., KOSMALA A., NICHOLSON B., OLLRE A., PEARCY M., C, SALMAS. S, SOLANKI. "Evolving Technologies, Electrical Submersible Pumps". Oilfield Review. Winter 2006/2007.

La bomba opera por medio de un motor eléctrico conectado a través de cables a una fuente de potencia trifásica en superficie. En Estados Unidos, estos equipos de bombeo generalmente operan a 3500 rpm conducido por medio de un suministro eléctrico de corriente alterna (AC) de 60 Hz (configuración adoptada en Colombia),

mientras en Europa operan a 2915 rpm con un suministro de eléctrico AC de 50Hz.¹ El motor está situado de tal forma que los fluidos producidos fluyan alrededor de éste, permitiendo su refrigeración, ya sea posicionando la bomba sobre el intervalo productor, o equipando la bomba con una cubierta que dirija los fluidos al motor antes de pasar a la entrada de la bomba.

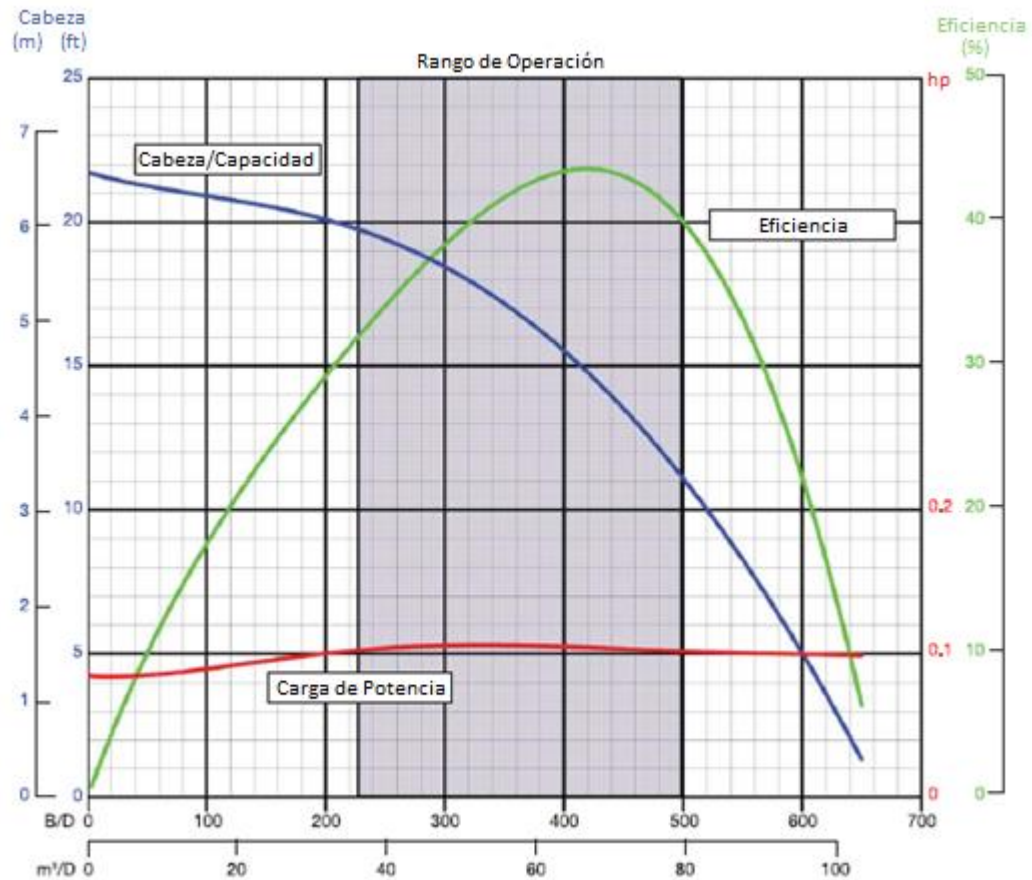
Las bombas centrífugas no desplazan una cantidad fija de fluido, como sí lo hace una bomba de desplazamiento positivo, pero en cambio crean una cantidad de incremento de presión constante en la corriente de flujo (cabeza de bombeo o **cabeza dinámica total TDH**). La tasa de flujo a través de la bomba es entonces variable, dependiendo de la contrapresión que tenga el sistema.

La eficiencia de la bomba, está definida como la relación de la potencia hidráulica transferida al fluido ($q * \Delta p$) y la potencia suministrada a la bomba, su máximo valor depende del equipo. La TDH y la eficiencia de una bomba centrífuga dependen del diseño particular de la bomba y debe ser medido.² Estas características son proveídas por el fabricante en un gráfico de características de la bomba como el mostrado en el **Gráfico 1**.

¹ ECONOMIDES, Michael; HILL, Daniel; EHLIG-ECONOMIDES, Christine. Petroleum Production Systems. Prentice Hall PTR. 1994

² BREMER C., HARRIS G., KOSMALA A., NICHOLSON B., OLLRE A., PEARCY M., C, SALMAS. S, SOLANKI. "Evolving Technologies, Electrical Submersible Pumps". Oilfield Review. Winter 2006/2007.

Gráfica 1. Gráfica de características de la Bomba



Fuente: Electrical Submersible Pump Catalog. Halliburton. Artificial Lift Technology. 2014.

Las características de la bomba son medidas con agua fresca o algún otro fluido de la misma viscosidad, entonces la TDH será la misma pero los requerimientos de potencia variarán con la gravedad específica.

El gráfico de características de un equipo BES es usualmente para una bomba de 100 etapas. Para diseñar la instalación de un equipo BES el ΔP (TDH) necesaria para producir la tasa volumétrica deseada debe ser determinada a partir del IPR del pozo y las caídas de presión que puedan ocurrir desde la bomba hasta la superficie.³

³ ECONOMIDES, Michael; HILL, Daniel; EHLIG-ECONOMIDES, Christine. Petroleum Production Systems. Prentice Hall PTR. 1994

Para flujos viscosos la curva característica de comportamiento cambia, por lo tanto valores como tasas de flujo y eficiencia de la bomba son estimados a partir de gráficos de ajuste. En ocasiones estas gráficas de aproximación como las provistas por el Instituto Hidráulico de Estados Unidos de América, HI-USA por sus siglas en inglés, no proporcionan factores de corrección por viscosidad confiables para los diferentes tipos de bombas, estas gráficas no tienen en cuenta las condiciones de operación de la bomba y el efecto de la viscosidad sobre las interacciones fuertes del fluido entre el impulsor y el difusor. De hecho, las comparaciones entre datos medidos y los gráficos HI-USA mostraron desviaciones de la tasa de flujo tan altas como 25% y desviaciones de eficiencia de hasta 35% para cambios de viscosidad en el rango de 1 a 1020 cp, como se consideró en pruebas realizadas en un equipo BES GN-7000.⁴

En general, la viscosidad de un fluido afecta negativamente el funcionamiento de la bomba bajo una relación inversa no lineal, lo que significa que a cuanto mayor sea la viscosidad de un fluido menor será el rendimiento del equipo BES y por ende su consumo energético es mayor.⁵

1.2 BOMBA

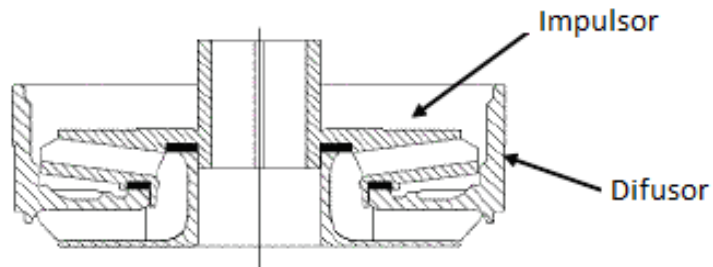
La sección de bombeo en un sistema de bombeo electro-sumergible (BES) convierte la potencia del eje del motor en energía hidráulica. Consiste en un arreglo de impulsores y difusores relacionados por un eje de transmisión y ejercen trabajo sobre el fluido mediante acción centrífuga para flujo radial o centrífuga-axial en el caso de las etapas de flujo mixto. El trabajo ejercido por la rotación de los impulsores incrementa la energía cinética del fluido, mientras el difusor convierte una parte de

⁴ AMARAL G., ESTEVAM V., FRANCA F., "On the influence of viscosity on ESP performance". SPE Petrobras & SPE University of Campinas. 2009.

⁵ LÓPEZ J., CHAUSTRE A., AYALA C., "Producing extra heavy oil from Llanos basin, Colombia, through progressive cavity pumps and electric submersible pumps: Case study in the Chichimene field". Ecopetrol. 2014.

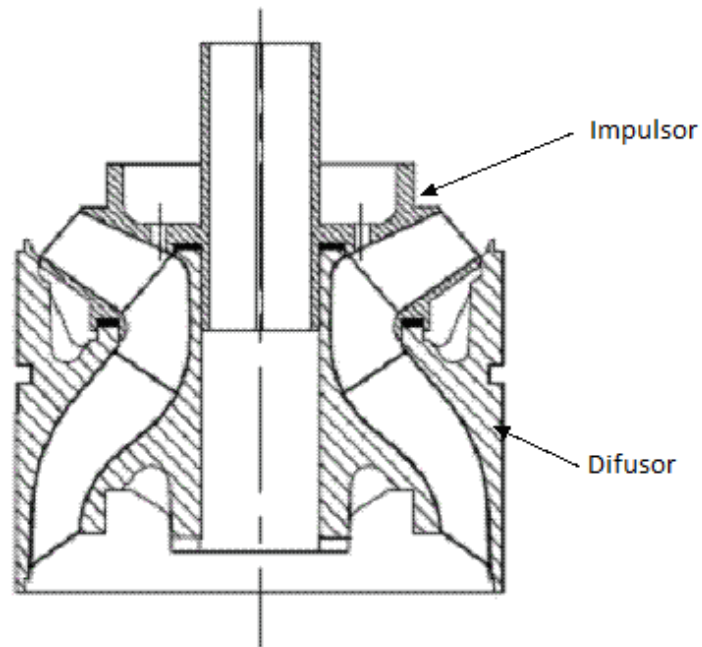
esa energía para incrementar la presión (energía potencial) y redirige el fluido al impulsor de la siguiente etapa.

Ilustración 3. Etapa de flujo radial



Fuente: MOHAMED, Banaga. Electrical Submersible Pump. Schlumberger. 2009.

Ilustración 4: Etapa de flujo mixto



Fuente: MOHAMED, Banaga. Electrical Submersible Pump. Schlumberger. 2009.

El proceso de selección de una bomba tiene que ser acorde a las necesidades del cliente y el pozo, luego de determinar el OD de la bomba se procede a identificar el tipo de etapa requerida por el fluido y el número de etapas.

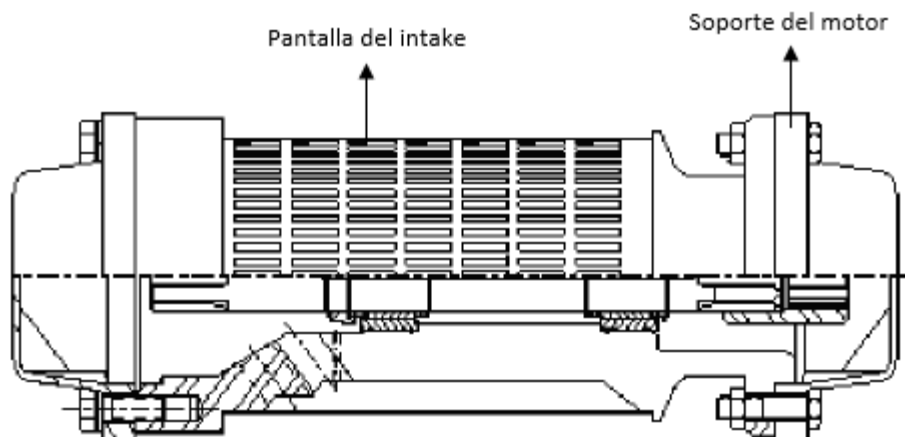
$$\# \text{ Etapas} = \frac{TDH \text{ requerida}}{\text{Cabeza por etapa}}$$

Ecuación 1.

1.3 INTAKE

El *intake* es el punto de entrada de fluido a la bomba. Existen muchos tipos de *intakes* que se ajustan a los requerimientos del fluido, pueden incluir separadores de gas y de esta forma permitir la entrada de líquido mientras se separa una fracción del gas.

Ilustración 5. Intake estándar (BOI)



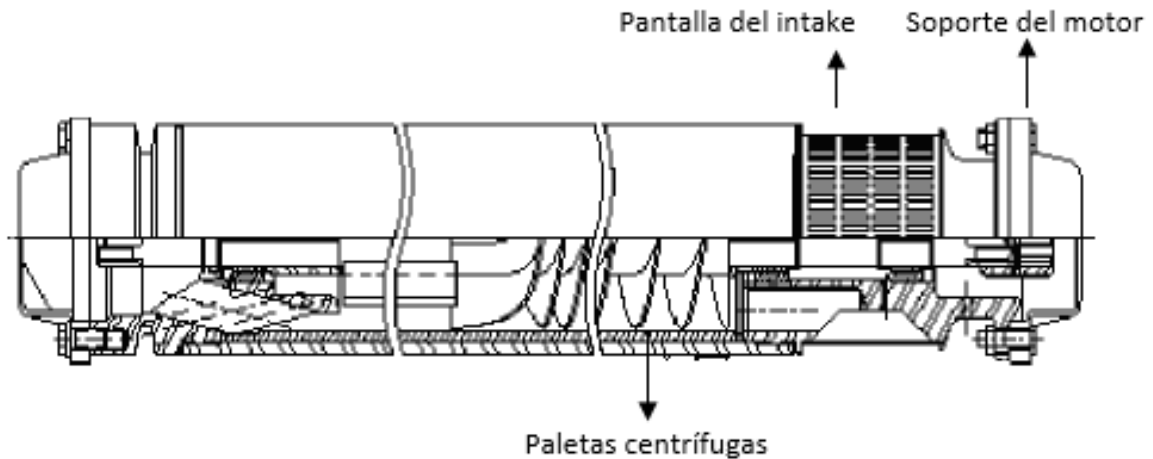
Fuente: MOHAMED, Banaga. Electrical Submersible Pump. Schlumberger. 2009.

La separación natural del gas causada por cambios en la dirección y la presión del fluido, generalmente es de 20 a 30% en pozos verticales y pueden exceder el 40% en pozos desviados.

Los primeros diseños para los separadores estáticos incrementaban la separación de gas forzando el fluido a fluir en reversa en el pozo, actualmente se consideran obsoletos y están fuera de uso. En cambio, los Separadores dinámicos imparten energía al fluido en orden de obtener el vapor del líquido y separarles. El primer

modelo tenía "paletas" centrífugas girando a 3500 rpm y hacía que los fluidos más pesados fueran forzados hacia el exterior y hacia arriba en la bomba, mientras que el fluido más ligero (vapor) permanece hacia el centro y sale a través de los puertos de cruce y descarga en el pozo.⁶

Ilustración 6. Separador rotativo



Fuente: MOHAMED, Banaga. Electrical Submersible Pump. Schlumberger. 2009.

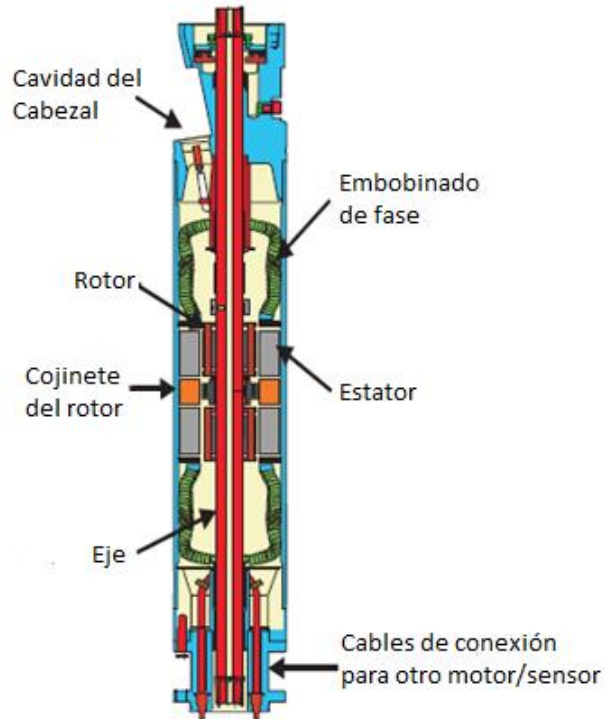
1.4 MOTOR

Un motor de BES es un motor bipolar de inducción de jaula de ardilla con tres-fases AC, la función del motor es convertir la potencia eléctrica que reciben las tres fases a través del cable de potencia en potencia mecánica al eje.

Un motor BES típico consta de un subconjunto de *estator-housing*, cabeza y base y eje-rotor. La alimentación trifásica se alimenta a través del cabezal del cable en la cabeza del motor, al embobinado del estator haciendo que el subconjunto eje-rotor gire, entregando torque a la bomba.

⁶ MOHAMED, Banaga. Electrical Submersible Pump. Schlumberger. 2009

Ilustración 7. Motor BES



Fuente: MOHAMED, Banaga. Electrical Submersible Pump. Schlumberger. 2009.

1.5 PROTECTOR

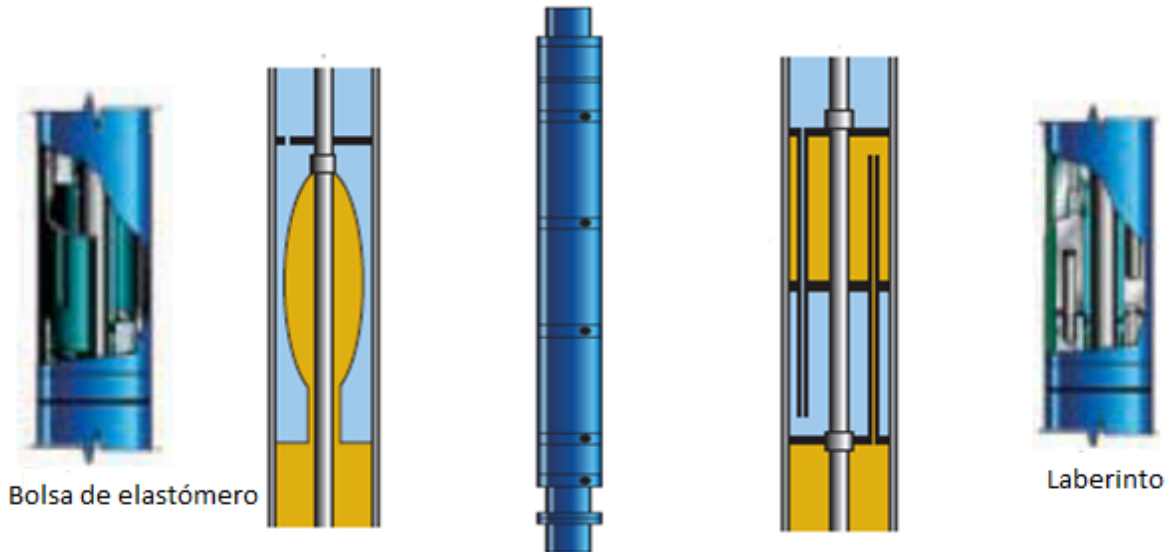
El protector es un dispositivo que cumple con múltiples funciones:

- Previene la entrada de fluido del pozo al motor
- Permite la ecualización de presión
- Acopla el torque desarrollado en el motor con la bomba por medio del protector de eje.
- Alberga los cojinetes que soportan el empuje desarrollado por la bomba.

Existen dos tipos de protectores, de sello positivo (tipo bolsa) y tipo laberinto que se disponen en diferentes configuraciones dependiendo de los requerimientos del pozo. El primero tiene una bolsa de elastómero que se deforma para permitir el

balance de presión y el segundo permite el balance de presiones mediante su diseño de tipo tubo en U.

Ilustración 8. Tipos de protector



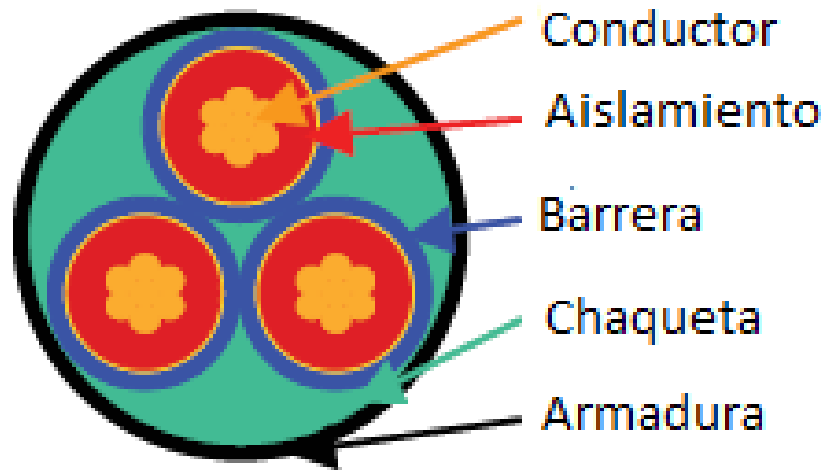
Fuente: C, BREMER. G, HARRIS. A, KOSMALA. B, NICHOLSON. A, OLLRE. M, PEARCY. C, SALMAS. S, SOLANKI. "Evolving Technologies, Electrical Submersible Pumps". Oilfield Review. Winter 2006/2007.

1.6 CABLE DE POTENCIA

Transmite la potencia eléctrica desde la superficie hasta el motor, además permite el retorno de señales desde el sensor a superficie con información como presión, temperatura, vibraciones etc.

Está diseñado y fabricado a partir de cinco componentes primarios, conductores, aislamiento, barrera, Chaqueta y armadura. En aplicaciones especiales, dos componentes adicionales, capilar de acero inoxidable y una funda externa de PVC.

Ilustración 9. Cable de potencia



Fuente: MOHAMED, Banaga. Electrical Submersible Pump. Schlumberger. 2009.

En superficie de cada uno de los conductores tienen un fino revestimiento de aleación de plomo. Este proporciona una capa de protección para el sustrato de cobre contra el ataque químico debido a la exposición al sulfuro de hidrógeno (H₂S).

Cada fase está aislada individualmente con un material dieléctrico y está unido físicamente al conductor con un adhesivo. La clasificación de voltaje para el cable está dictada por el espesor de pared de esta capa aislante.⁷

⁷ MOHAMED, Banaga. Electrical Submersible Pump. Schlumberger. 2009

2. CARTAS AMPERIMÉTRICAS

Las cartas amperimétricas son una de las herramientas de mayor aplicación durante el acople de las bombas electro sumergibles en la industria de los hidrocarburos. Permite entender de forma general el comportamiento del sistema en determinado momento, mediante el registro de valores de consumo de corriente durante este periodo. Su lectura puede ayudar a correlacionar los datos de superficie con situaciones puntuales en fondo y poder así intervenir en pro de extender la vida útil del equipo.

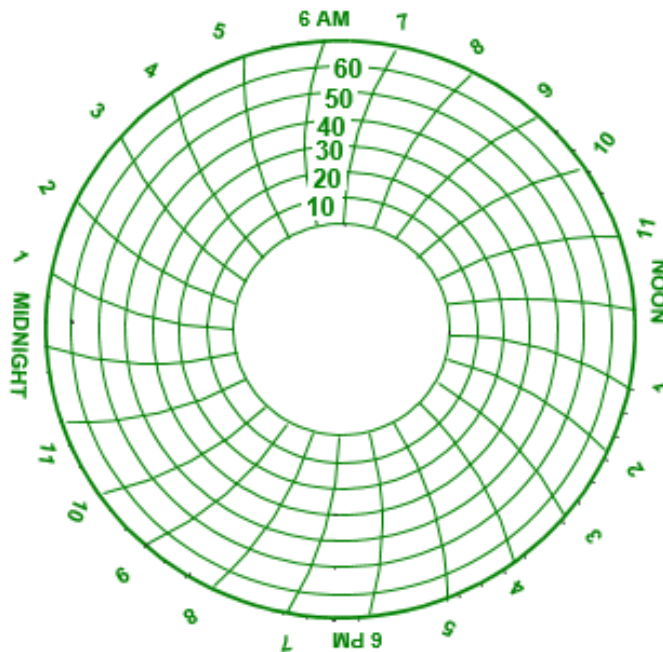
2.1 GENERALIDADES

Una carta amperimétrica es una gráfica polar de corriente del motor que permite el registro valores por lapsos de hasta un día. Ésta gráfica posee una escala de amperaje en orden creciente desde el centro hacia afuera con subdivisiones cada 10 A, de igual forma, su perímetro esta subdividido en horas las cuales aumentan en sentido horario.

La frecuencia de registro de datos en las centrales de monitoreo dependen de la configuración del equipo y usualmente es de media o una hora y de uno a cinco minutos cuando se encuentra en observación, sin embargo, el hecho de obtener este registro directamente del cable del motor, es posible registrar todos los datos durante la generación de la carta amperimétrica.

El esquema de una carta amperimétrica es mostrado a continuación:

Gráfica 2. Carta amperimétrica (en blanco)



2.2 OBTENCIÓN

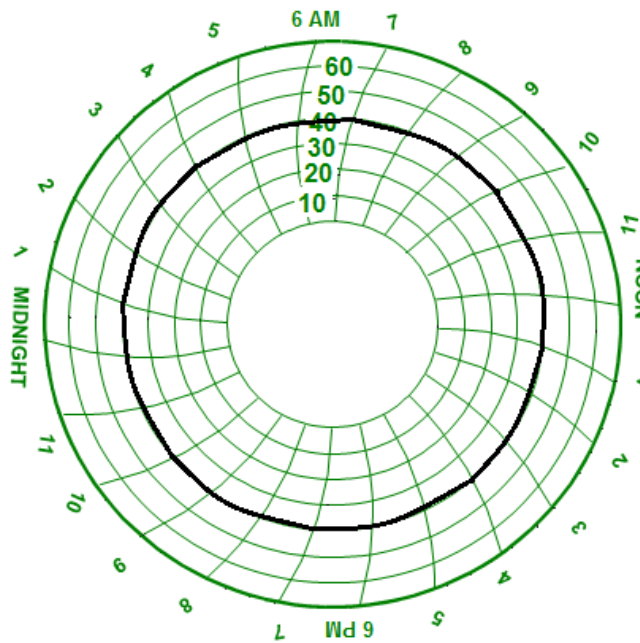
Para la obtención de una carta amperimétrica mediante medición directa es necesario utilizar un transformador de medida de corriente, el cual es conectado al cable del motor. El medidor amperimétrico desplaza una aguja con un marcador en su extremo. Entre más potencia eléctrica pase por el cable, mayor será la deflexión de la aguja. Paralelamente mientras se grafica el amperaje, la hoja circular sobre la que se toma registro, gira de forma controlada para la obtención de un registro de 24 horas en ella.

Para la obtención indirecta de una carta amperimétrica es común el uso de software, el cual usa la corriente a la salida de variador y genera una gráfica circular. Sin embargo, la confiabilidad de la gráfica está en función de la frecuencia de toma de data en el variador, mientras la medición indirecta no pierde ningún dato.

2.3 USO E INTERPRETACIÓN

Una carta amperimétrica correctamente interpretada permitirá la visualización de comportamientos anormales en las condiciones de operación del equipo, reflejados en picos o tendencias. Bajo condiciones normales de operación y con una tasa de producción que no varíe más de un 5% del diseño actual y con un uso dentro del 10% de la potencia nominal de la placa, se debe generar una curva suave muy cercana a la región que representa el amperaje nominal de la placa.⁸

Gráfica 3. Condiciones normales de operación



Mediante el uso de las cartas amperimétricas podemos identificar diversas anomalías y fenómenos que pueden impactar de forma negativa el funcionamiento de la bomba, dentro de los más destacados se encuentran:

- Problemas de generación o suministro eléctrico en general.

⁸ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

- Identificación y medición de periodos de gasificación.
- Pérdida de eficiencia del equipo de fondo.
- Periodicidad de apagado.
- Producción y deposición de sólidos.
- Incremento del corte de agua.

Es importante entender que muchos de los problemas que pueden ser encontrados en campo no pueden ser caracterizados con el uso exclusivo de cartas amperimétricas, en cambio necesitamos como apoyo la mayor cantidad de información disponible, de esta forma, las probabilidades de solucionar de forma eficiente un problema aumentan.

3. PRINCIPALES FALLAS Y SITUACIONES OPERACIONALES DE RIESGO

Los tiempos no productivos causados por apagados no programados y por intervenciones remediales, representan pérdidas significativas de producción, por lo tanto, la capacidad de identificar las principales fallas y situaciones operacionales de riesgo de manera oportuna, es la única forma de mantener estos tiempos en mínimos justificables.

La Identificación de las fallas y situaciones de riesgo por medio de cartas amperimétricas y/o variables de operación más representativas del sistema, requieren del entendimiento de lo que sucede en fondo y de cómo esto impacta cada una de las variables que podemos medir en superficie.

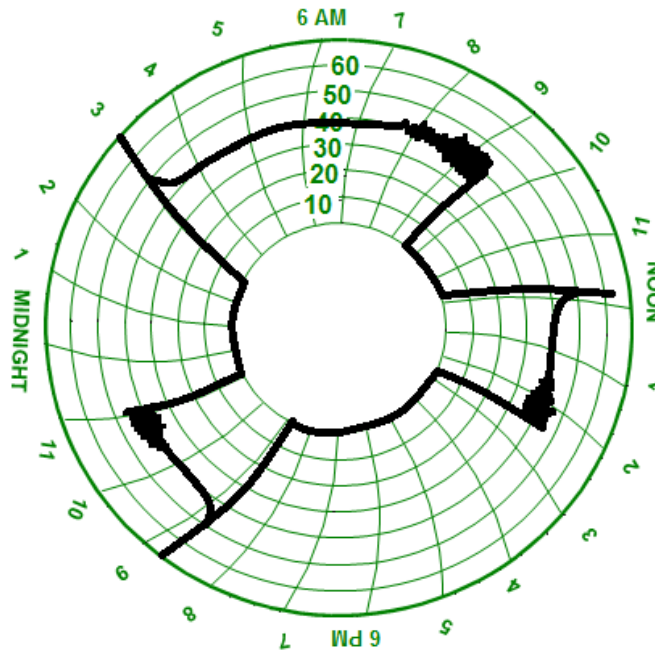
Llegado el punto en que se encuentra un equipo en estado de apagado, es indispensable identificar su causa mediante el análisis de la data disponible antes de intentar cualquier maniobra de reinicio. Un intento de reinicio del sistema bajo condiciones no favorables o no controladas, pueden resultar en daño eléctrico y mecánico del mismo.

3.1 BLOQUEO DE GAS

Los eventos en los cuales se dan bloqueos por gas están caracterizados por un incremento en la PIP (*Pump Intake Pressure*) y el decremento del consumo de amperaje y fluctuaciones del mismo, debido a la reducción del TDH (*total dynamic head*) por debajo de los niveles de diseño y rompimiento del gas cerca a la entrada de la bomba, que eventualmente concluirá en el apagado del equipo al alcanzar el *setpoint* de baja corriente. Lo ideal en estos casos es disminuir el caudal de la

bomba, de tal forma que la cantidad de gas producido sea lo suficientemente pequeña para permitir el funcionamiento normal.⁹

Gráfica 4. Bloqueo de gas (Carta amperimétrica)

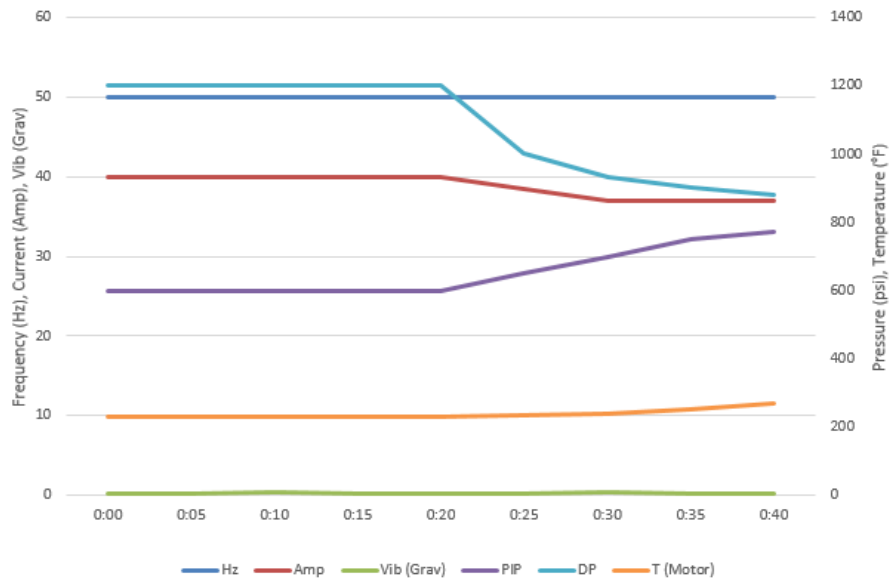


Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

Cuando podemos contar con la visualización de más variables como por ejemplo en centrales de monitoreo, donde se puede graficar en tiempo real el comportamiento del equipo podemos relacionar más variables, las cuales nos permitirán identificar con menor grado de incertidumbre el tipo de situación que se está analizando.

⁹ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

Gráfica 5. Bloqueo de gas



En el gráfico podemos identificar los comportamientos de las demás variables, las cuales apoyan en este caso un bloqueo de gas. Tenemos una caída de presión de descarga (1200 @ 880 psi) acompañada de un incremento en la presión de entrada a la bomba (600 @ 770 psi) a partir de las 0:20, lo cual puede ser identificado como una obstrucción en el *intake* si también tenemos en cuenta el decremento de la corriente del motor (40 @ 37 Amp) y un aumento de su temperatura (230 @ 270 °F) debido a que no hay circulación de fluido. En este caso el *intake* se tapona de forma inmediata, por lo tanto, no se presentan fluctuaciones en el amperaje.

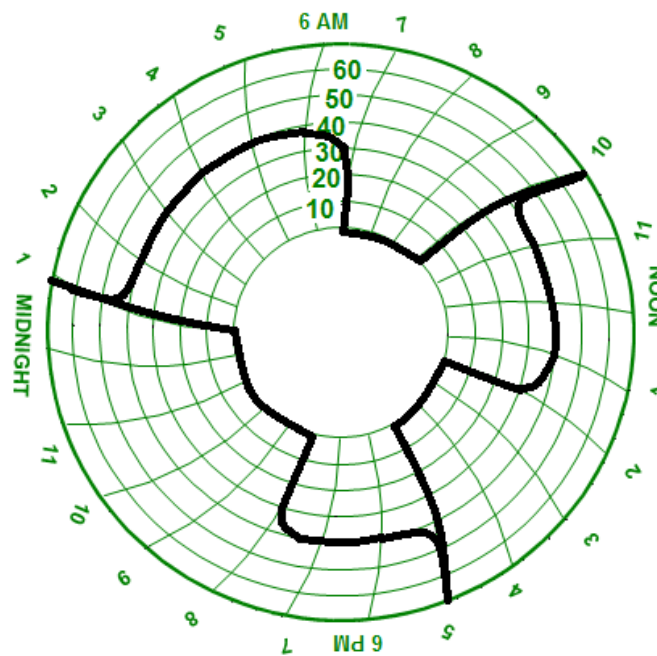
3.2 BAJO APOORTE DEL YACIMIENTO

El comportamiento de estos equipos antes de darse su apagado es similar al de un bloqueo por gas, se genera una disminución en el amperaje, sin embargo, no están presentes las fluctuaciones propias de un bloqueo por gas.

Su comportamiento es generalmente identificable debido a que en el encendido del equipo la presión de entrada a la bomba no se recupera de la forma esperada y además decrece rápidamente conforme la bomba desaloja el fluido del pozo, por otra parte, el consumo de amperaje nuevamente decrece hasta que se da el apagado al alcanzarse el *setpoint* por baja carga.

Para este caso podemos hablar de que la bomba está sobredimensionada para las condiciones actuales y necesita de cambio o la implementación de procesos de estimulación que puedan suplir la bomba.¹⁰

Gráfica 6. Bajo aporte del yacimiento (Carta amperimétrica)

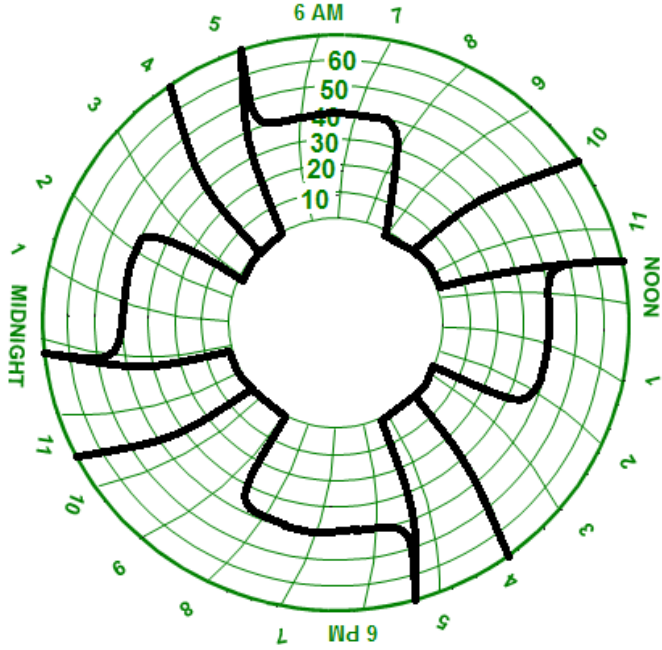


Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

Un error común para estos casos es definir tiempos automáticos de reinicio cortos, estos no van a permitir el *build up* necesario del anular para el correcto funcionamiento de la bomba.

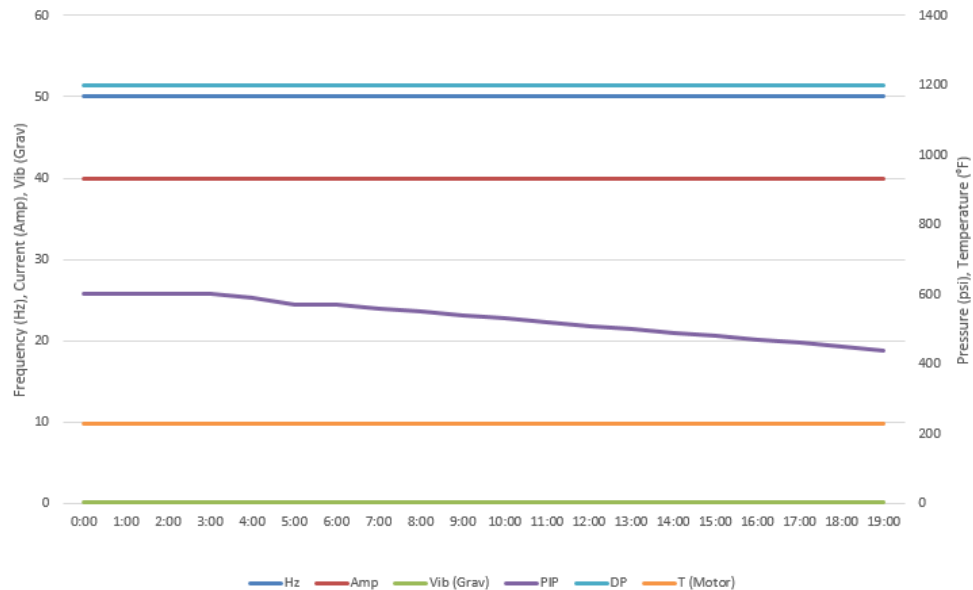
¹⁰ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

Gráfica 7. Bajo aporte del yacimiento y tiempo corto de reinicio automático (carta amperimétrica)



Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

Gráfica 8. Bajo aporte del yacimiento



En la gráfica podemos observar un caso menos extremo de bajo aporte del yacimiento en el cual podemos observar una disminución sostenida en la presión de entrada a la bomba de 10 psi/hora. No representará inmediatamente un apagado del equipo, pero eventualmente el nivel de fluido descenderá hasta el punto de comprometer la integridad del sistema.

Lo ideal es mantener la PIP en niveles estables para garantizar un buen nivel de sumergencia de la bomba, evitando así su trabajo en vacío y causar daño alguno de los componentes.

3.3 CICLOS FRECUENTES DE CORTA DURACIÓN

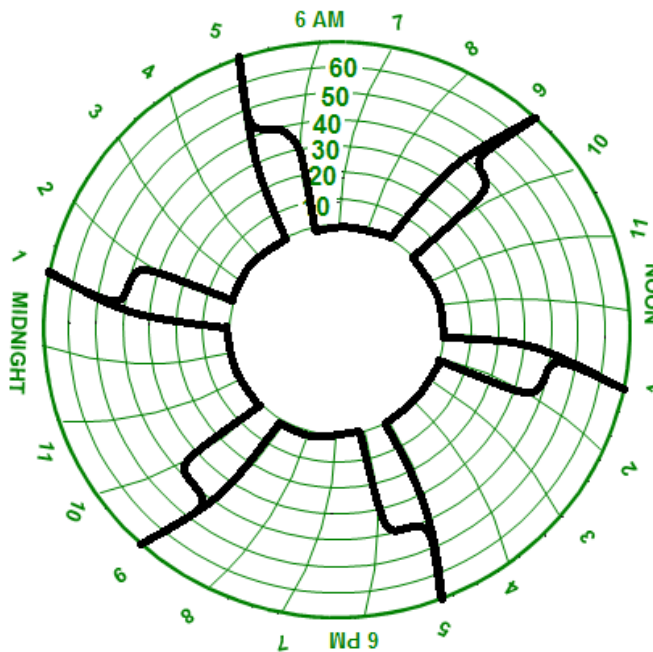
En comparación con el caso anterior presenta un comportamiento similar, a excepción de que los tiempos de duración de corrida son bastante cortos y frecuentes. Por lo general estos casos se encuentran asociados a equipos con motores sobredimensionados, aunque si la productividad del pozo es compatible

con el sistema deben analizarse otros factores que permitan identificar la razón del perfil de amperaje.

Cuando la productividad del pozo es compatible con el sistema debe revisarse entonces el nivel de fluido en el momento que se da el apagado del equipo, de igual forma revisar cualquier restricción de flujo como altas presiones en el *tubing*, descargas taponadas o el estado de las válvulas. Incluso en algunos casos bajas producciones pueden estar asociadas a daños en el *tubing*.¹¹

Esta situación es bastante dañina para los motores y debe ser corregida inmediatamente.

Gráfica 9. Ciclos frecuentes de corta duración (Carta amperimétrica)



Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

3.4 PRESENCIA DE GAS

¹¹ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

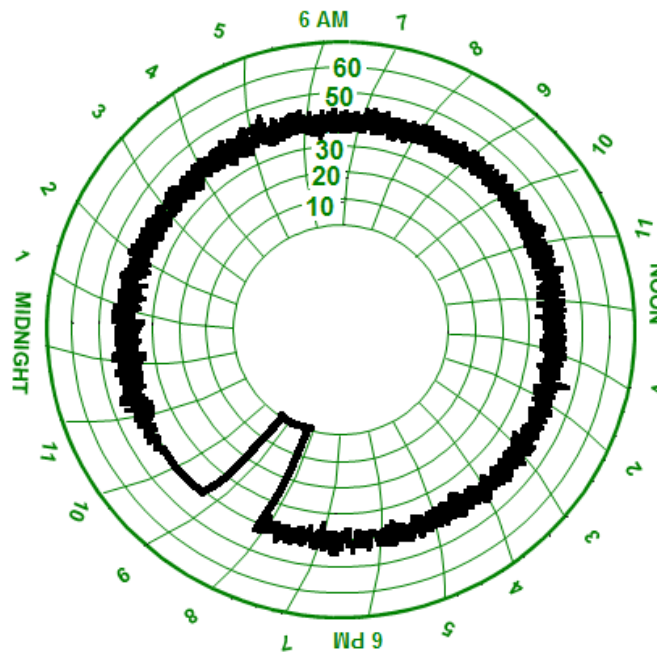
La característica principal para identificar presencia de gas en el fluido son las fluctuaciones del amperaje. Esto se debe a que la bomba intenta succionar todo lo que se encuentre en el *intake*, inclusive el gas, el cual puede alterar el peso de la columna de fluido e incluso bloquear la entrada de fluido como se vio en los bloqueos por gas. Esta condición generalmente resulta en bajas producciones de crudo, debido que al interior de la bomba el gas ocupa grandes volúmenes, pero representa una muy baja contribución *Stock Tank*.

Un *gas handler* debe ser considerado para las siguientes labores de *workover*.

Cuando la presencia de gas es descartada, pero se dan fluctuaciones por debajo de la línea normal de amperaje puede estar relacionado con el bombeo de fluido emulsificado, cuando el *intake* ha sido bloqueado momentáneamente por la emulsión. ¹²

¹² Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

Gráfica 10. Presencia de gas (Carta amperimétrica)



Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

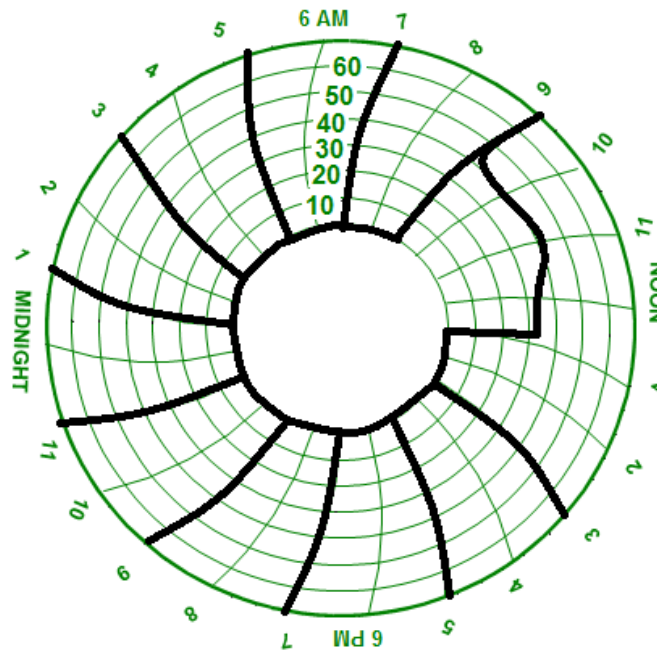
3.5 APAGADO INMEDIATO POR BAJA CORRIENTE

Este tipo de comportamiento está caracterizado porque el equipo presenta un tiempo de operación muy corto y luego se apaga por baja corriente. El ciclo es repetido por la secuencia automática de reinicio.

Generalmente es causado porque la densidad o el volumen de fluido son insuficientes para cargar el motor en un amperaje por encima del *setting* de baja corriente. Cuando los test de productividad del pozo indican que el fluido es compatible con el *intake* de la bomba se debe rectificar el problema disminuyendo el *setting*.

Otra de las posibles causas es un fallo en la sincronización del relevador usado para bloquear el relevador de baja corriente desde el circuito de control durante la secuencia de reinicio automático.¹³

Gráfica 11. Apagado inmediato por baja corriente (carta amperimétrica)



Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

3.6 FALLO DEL APAGADO POR BAJA CARGA

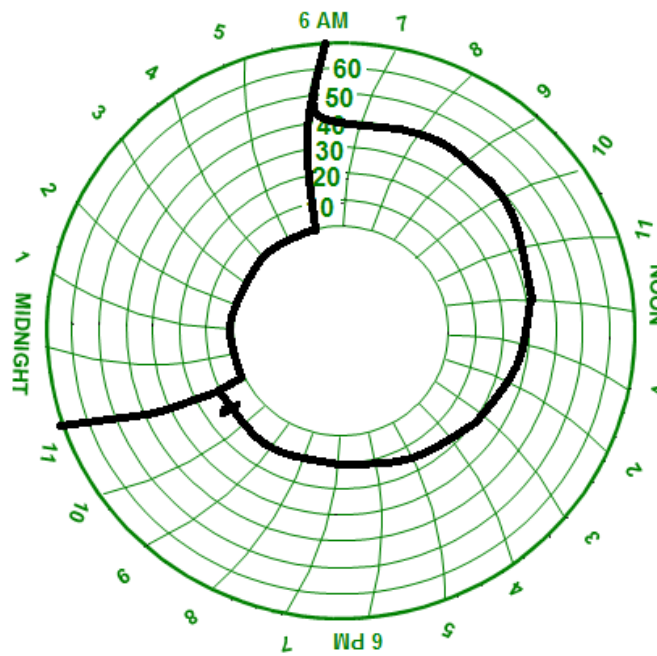
Este tipo de situación está caracterizado por un arranque y breve tiempo de operación normal, posteriormente el amperaje presenta una declinación suave hasta niveles muy inferiores a los valores de la placa del motor sin que se dé un apagado por baja carga. Después de un periodo de operación sin carga, la unidad falla y se apaga por sobrecarga.

¹³ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

Este comportamiento es típico de unidades sobredimensionadas para su aplicación y pobre protección por baja carga del equipo. También puede haber daño en el relevador de baja carga.

Con la producción retardada de fluido, el motor funciona hasta que el calentamiento quema el motor o el cable.¹⁴

Gráfica 12. Fallo del apagado por baja carga (carta amperimétrica)



Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

¹⁴ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

3.7 TIEMPOS CORTOS DE REINICIO DURANTE CONTROL DE NIVEL EN TANQUES

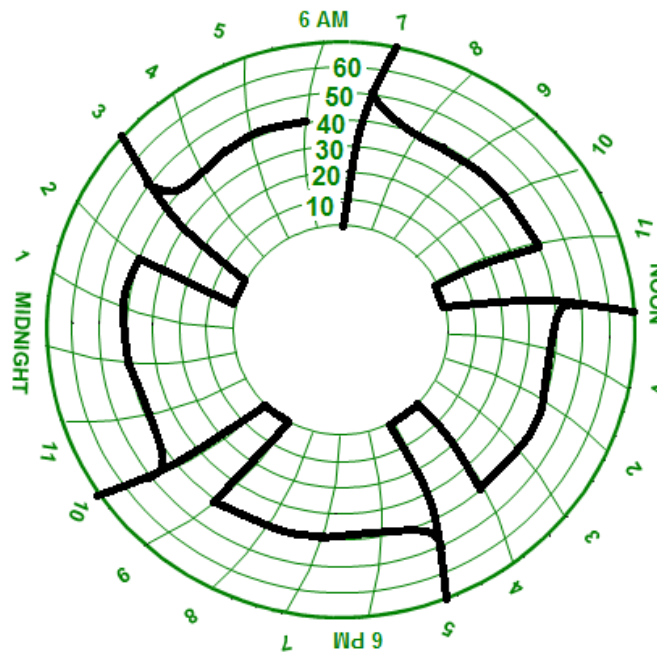
Los controles en el nivel de fluido en los tanques son operaciones normales y rutinarias. Durante este proceso puede darse el apagado del equipo sin embargo el verdadero problema se presenta cuando se dejan tiempos de reinicio automático del sistema muy cortos. En casi todos los casos cuando una unidad es apagada, el fluido cae a través de la bomba, girando la unidad en reversa.

Los intentos de arranque cuando se tiene la unidad girando en reversa pueden resultar en daños graves en el eje llegando incluso a su ruptura. Se requiere un mínimo de 30 minutos para permitir la estabilización del fluido, pero puede variar en función del tipo de fluido. El *downtime* mínimo puede determinarse por medio del voltaje generado por el giro en reversa y determinando qué tanto tiempo le toma al fluido estabilizarse.

A continuación, se puede observar un esquema normal del perfil de amperaje durante los controles de nivel en tanque, se puede observar que le toma alrededor de 4 horas llegar al nivel de fluido definido y el sistema tiene definido como tiempo de reinicio automático 1 hora.¹⁵

¹⁵ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

Gráfica 13. Esquema normal durante control de nivel en tanque (carta amperimétrica)



Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

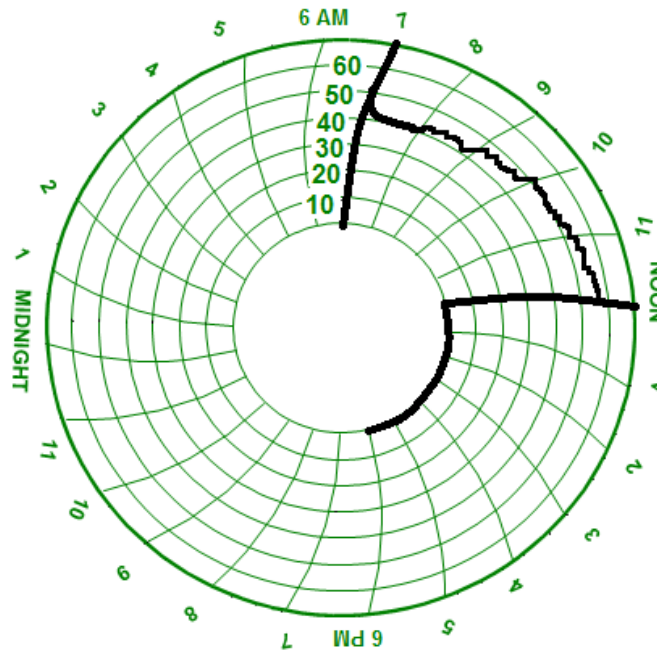
3.8 SOBRECARGA (CONDICIONES NORMALES)

Un comportamiento típico de sobrecarga está caracterizado inicialmente por una pequeña fluctuación sobre el nivel normal que será acompañada posteriormente por un incremento gradual pero suave con respecto al comportamiento normal, dicho comportamiento se mantendrá hasta alcanzar el *setpoint* de sobrecarga y tendrá lugar el apagado del sistema.

Hasta que la causa de la sobrecarga sea identificada y corregida no debe intentarse el reinicio del sistema.

Las causas más comunes para este tipo de apagado son incrementos en la gravedad específica del fluido o su viscosidad (como salmueras pesadas o lodos), producción de arena, emulsiones o problemas mecánicos como relámpagos, sobrecalentamiento del motor o desgaste del equipo.¹⁶

Gráfica 14. Condiciones normales de sobrecarga (carta amperimétrica)



Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

3.9 BOMBEO DE ESCOMBROS

Esta situación se caracteriza por registros erráticos de amperaje en cortos periodos de tiempo y posteriormente se regresa a las condiciones normales de bombeo. Este tipo de situaciones son esperadas cuando se han llevado a cabo tratamientos para

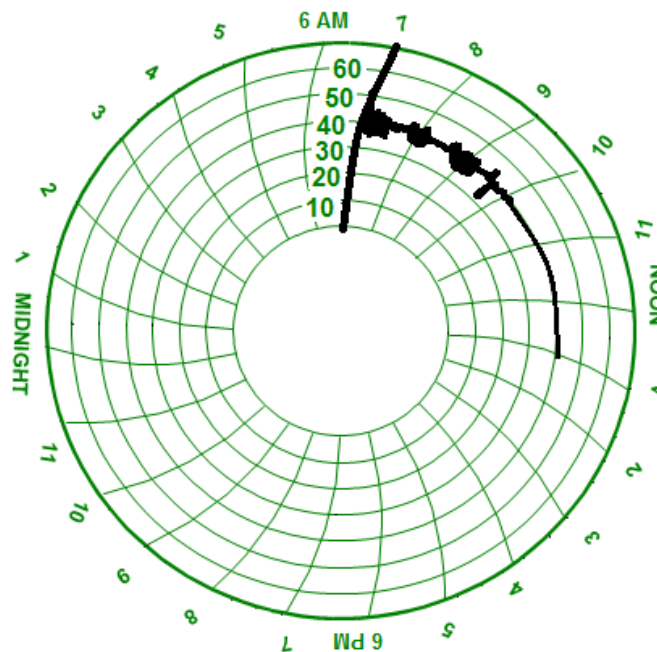
¹⁶ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

la remoción de escombros como *scales*, arena, lodos pesados y salmueras. No es una operación inusual pero no es recomendada.

El caballaje de potencia requerido es proporcional a la gravedad específica del fluido, Si se requiere matar el pozo, se recomienda usar las salmueras más livianas y contactar el ingeniero de aplicaciones para la estimación de la potencia de arranque. El ingeniero de aplicaciones puede determinar si el motor existente puede bombear el fluido de matar.

Bajo ciertas circunstancias puede ser necesario mantener la presión del pozo para evitar un exceso de amperaje. Si el pozo inicialmente produce arena, debe ser producido lentamente para evitar daños en la formación.¹⁷

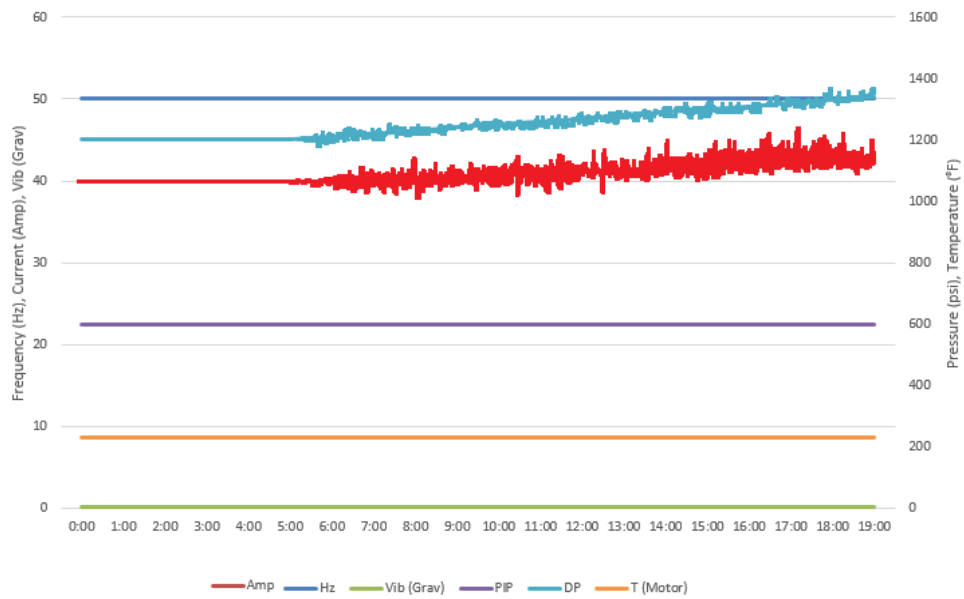
Gráfica 15. Bombeo de escombros (carta amperimétrica)



Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

Gráfica 16. Bombeo de escombros

¹⁷ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.



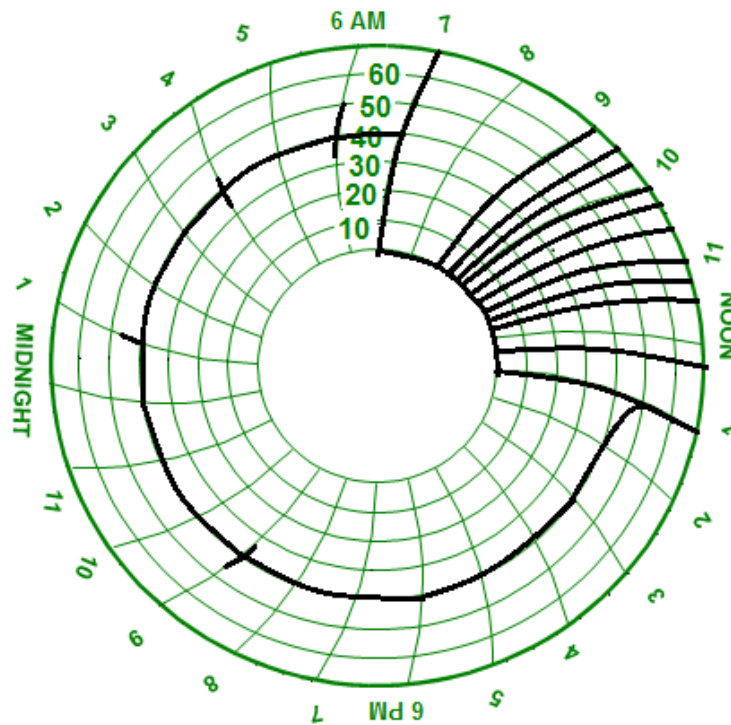
3.10 EXCESIVOS INTENTOS DE REINICIO MANUAL

La figura 14 muestra un equipo con un comportamiento normal hasta que se empiezan a presentar fluctuaciones en el amperaje a las 9pm, finalmente alrededor de las 7am el equipo se apaga por sobrecarga, y se intentan varios reinicios manuales. En cualquiera de los casos no deben efectuarse más de 2 intentos de reinicio manual hasta que la unidad haya sido revisada por un técnico calificado.

Las fluctuaciones de amperaje pueden corresponder a problemas de generación o tormentas eléctricas en la zona por lo general, de lo contrario se debe revisar la integridad de las líneas o cualquier causa probable relacionada. Un intento de arranque cuando el fluido no se encuentra en una sola fase, puede derivar en la destrucción del equipo.¹⁸

Gráfica 17. Excesivos intentos de reinicio manual

¹⁸ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.



Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

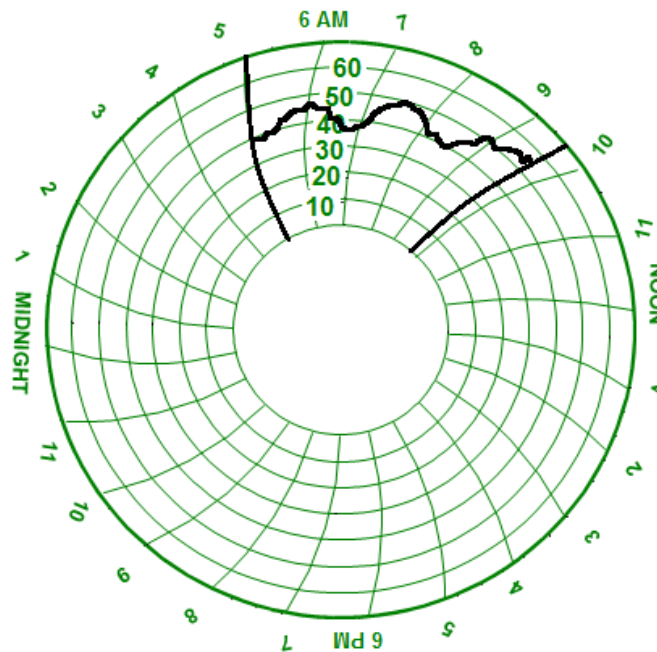
3.11 CONDICIONES ERRÁTICAS DE CARGA

La *figura* presentada a continuación muestra un sistema en el cual el equipo se tiene lecturas erráticas de carga. Este tipo de comportamiento es muchas veces causado por cambios en las propiedades del fluido y cambios en las condiciones de operación en superficie. En este caso se presenta el apagado del equipo a las 9:45 de la mañana y el equipo no reinicia de forma automática.

Sin embargo, no se deben intentar reinicios de sistema de forma manual hasta que hay sido observado por un técnico de servicio y la causa del problema haya sido determinada.¹⁹

¹⁹ Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

Gráfica 18. Condiciones erráticas de carga (carta amperimétrica)



Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

3.12 ROTURA DE EJE

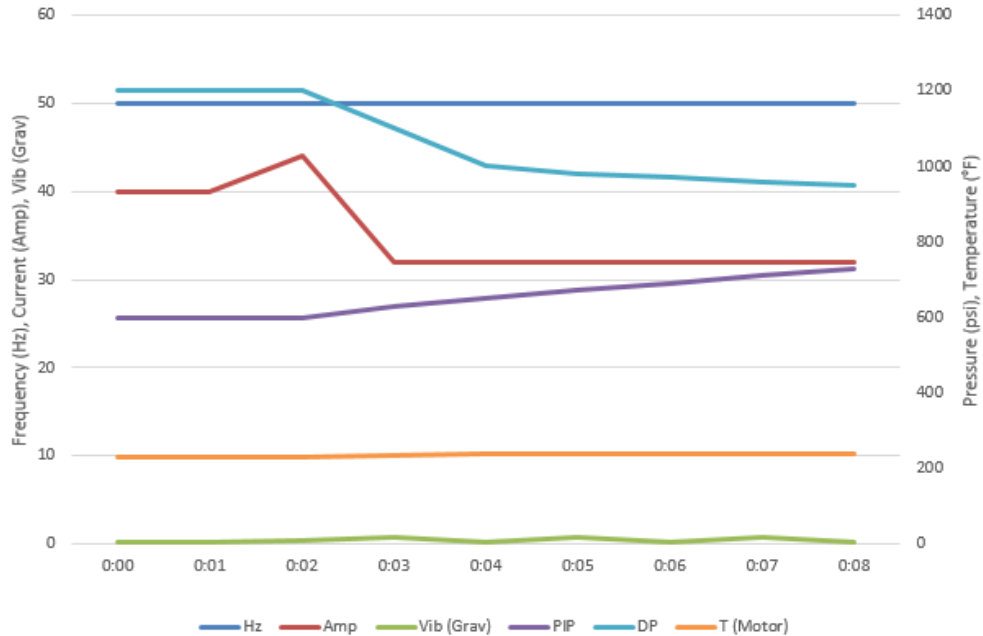
Una rotura de eje puede tener lugar en varios escenarios, los dos más comunes son:

- Falla del material por desgaste (relacionado con el *run life* del equipo)
- Maniobras de operación riesgosas (cambios bruscos de frecuencia y procedimientos de reinicio en condiciones de atascamiento)

Una rotura de eje puede tener lugar fácilmente en cualquiera de los escenarios anteriormente listados, sin embargo, el segundo escenario el que más se presenta.

El afán por alcanzar las metas de producción o superar otros problemas como bloqueos por gas lleva a los operarios a realizar cambios bruscos de frecuencia en cortos periodos de tiempo.

Gráfica 19. Rotura de eje



El caso presentado en el gráfico nos muestra que se da una rotura de eje entre las 0:01 y las 0:03 mostrando un decremento de amperaje de 40 @ 32 Amp. Seguidamente podemos observar un decremento en la presión de descarga (1200 @ 950 psi) y un incremento de la presión de entrada a la bomba (600 @ 730 psi) acompañado por incremento en la vibración de 0.2 @ 0.7 Grav.

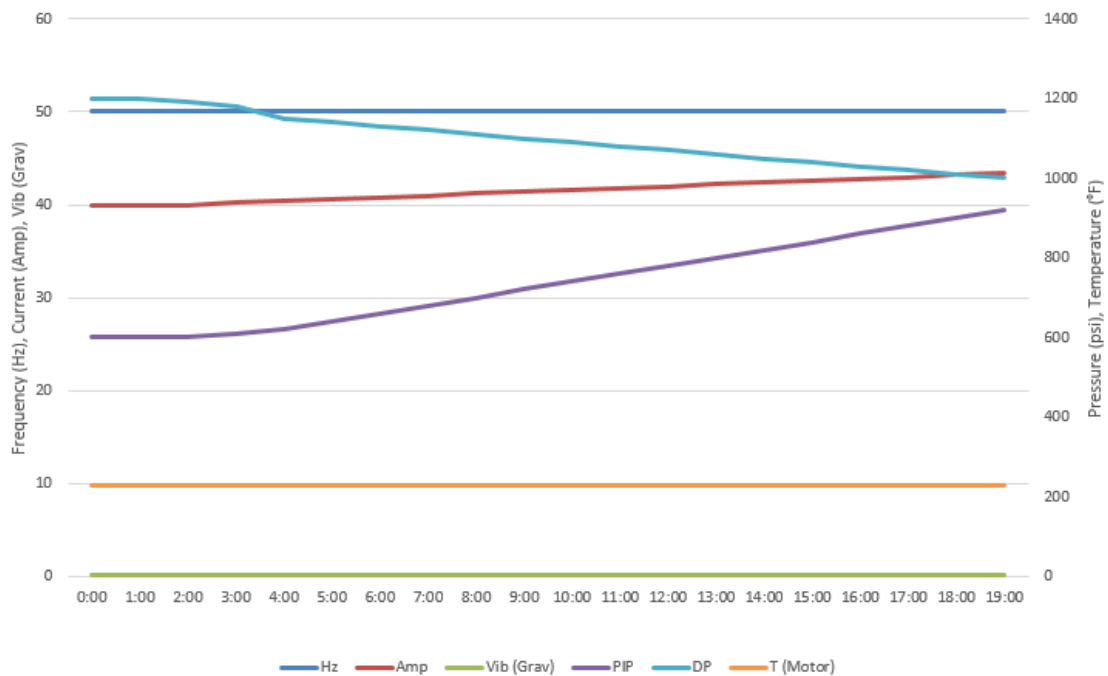
A diferencia de un bloqueo de gas podemos ver que la recuperación de la PIP es lenta y que la temperatura de motor no presenta un incremento relevante lo que lleva a la suposición de que hay paso de fluido en el *intake*.

Decremento amperaje en este caso es función de la ubicación en profundidad del punto de rotura, entre más alejado del motor, el decremento de amperaje será menor.

3.13 COMUNICACIÓN TUBIN CASING

Es bastante común encontrar casos en los que debido a las propiedades de los fluidos del yacimiento disminuye considerablemente el tiempo de vida útil de la tubería de producción, generalmente por la abrasión y corrosión de la misma.

Gráfica 20. Comunicación Tubing-Casing



En la gráfica podemos observar incremento en la PIP (600 @ 920 psi), decremento en la presión de descarga (1200 @ 1000 psi) y un pequeño incremento en el amperaje del motor (40 @ 43.4 Amp) a partir de las 2:00. Podemos identificar que hay paso de fluido a través del *intake* porque la temperatura de motor se mantiene estable y la carga del motor no presenta decremento.

Aunque la temperatura de motor se mantiene estable, con el tiempo, al recircular fluido se empezará a generar una tendencia incremental suave en la temperatura. La tasa de incremento de la temperatura como la tasa de incremento de PIP y decremento de DP están en función de la ubicación de la perforación como su tamaño.

4. METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS Y SITUACIONES OPERACIONALES DE RIESGO

Existe un grupo de problemas operacionales fácilmente identificables por medio del análisis de sus variables de operación ya que poseen tendencias definidas que se mantienen en el transcurrir del tiempo, en adelante referidas como **tendencias principales**:

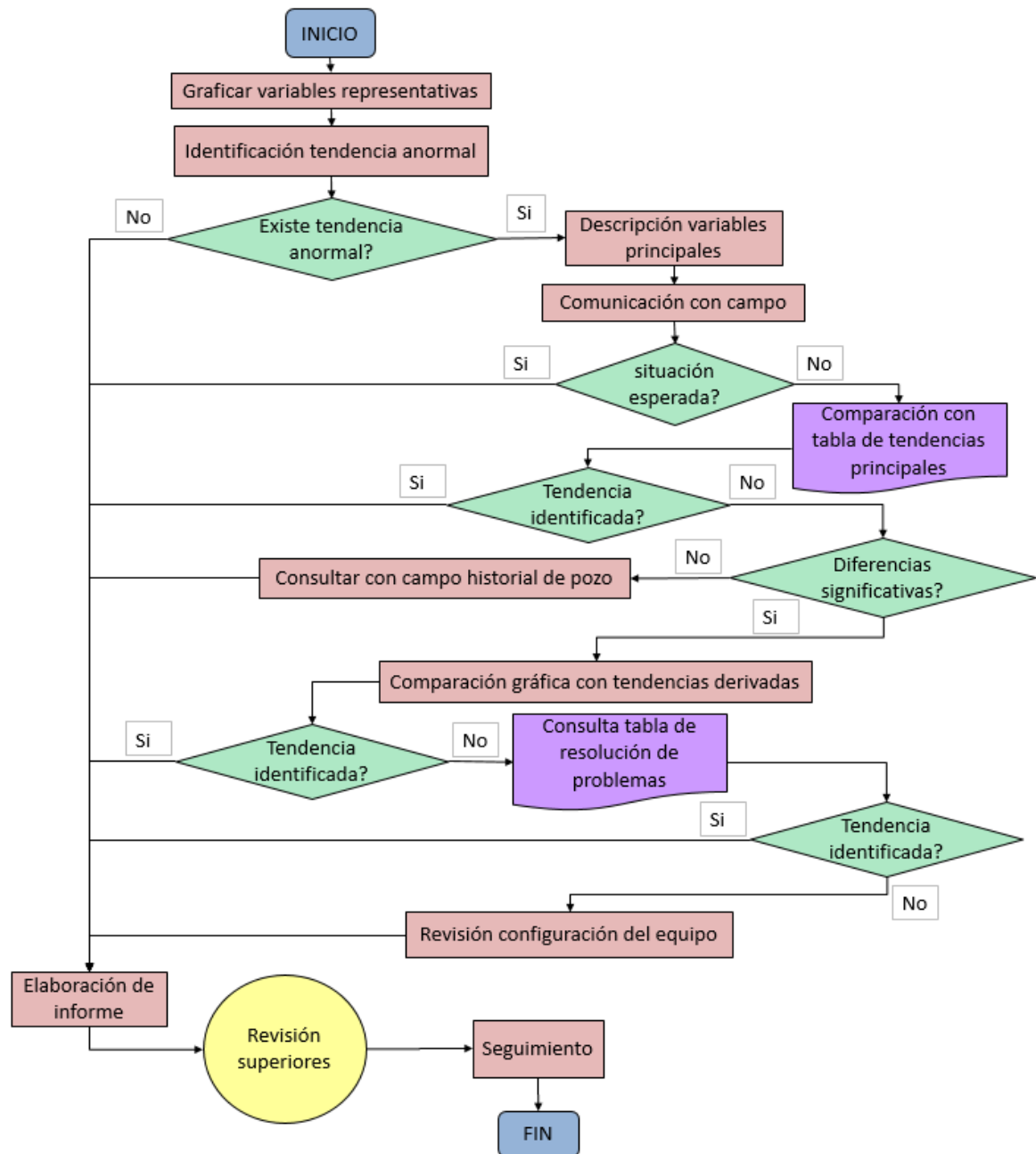
- Bloqueo de gas
- Presencia de gas
- Rotura de eje
- Comunicación tubin-casing
- Bajo aporte del yacimiento
- Bombeo de escombros

Mientras que los demás escenarios en adelante **tendencias derivadas**, pueden derivarse de los problemas anteriores o justificar su origen en problemas de diseño y/o configuración y son de fácil identificación por comparación gráfica.

La metodología presentada a continuación es un planteamiento presentado por el autor de forma generalizada, debe ser entendida como una referencia de lo que puede estar sucediendo en fondo, debido a que no siempre los problemas se expresan con igual intensidad. Un daño en el sensor de fondo o en sus transductores puede llevar a una malinterpretación de la situación.

La información obtenida a partir de esta metodología siempre debe ser confirmada con personal en campo mediante revisión de medidas de presión en superficie y correlación con el historial del pozo, en orden de tomar acciones acertadas, si se cuenta con autorización para ello.

Ilustración 10. Diagrama de flujo para identificación de fallas y problemas operacionales de riesgo



En este punto es necesario explicar inicialmente temas como el monitoreo preventivo, identificación de comportamientos anormales y conducto regular de notificación en orden de dar un mejor entendimiento de la metodología planteada.

4.1 GRAFICA DE VARIABLES REPRESENTATIVAS

La mejor forma para tener un mejor entendimiento de lo que acontece en un sistema de levantamiento artificial es mediante la interpretación gráfica de las variables más relevantes del sistema en cuestión. La selección de variables a graficar depende del usuario sin embargo hay variables que tienen más relevancia o pueden representar de mejor manera lo que acontece en fondo, a manera general el hecho de tener demasiadas variables puede entorpecer el proceso de interpretación.

Para el sistema de bombeo electro sumergible se encuentran disponibles muchas variables para monitorear, sin embargo es aconsejable revisar el consumo de amperaje de las fases del motor aunque con una es suficiente si el motor se encuentra debidamente aterrizado; Las presiones a la entrada de la bomba y la presión de descarga si está disponible, son grandes puntos de referencias ya que por lo general pueden descartar algunos problemas de forma directa; La temperatura del motor puede ser un indicador importante en la identificación de recirculación de fluido y bloqueos por gas; Las vibraciones pueden respaldar problemas de manejo de gas y sólidos.

4.2 IDENTIFICACIÓN TENDENCIA ANORMAL

La forma más fácil de identificar una tendencia anormal es graficando las variables principales del sistema como lo son Amperaje, presión, temperatura y vibración.

Las tendencias no se presentan siempre con igual intensidad, por lo que se hace necesario graficar un mínimo de un mes, no sólo para ver el comportamiento general sino para poder descartar si es un comportamiento cíclico.

Existen otros métodos de identificación de problemas como lo son técnicas de monitoreo preventivo mediante software, en este caso se definen puntos de control a partir de los cuales se puede decir que una variable está fuera de su rango de operación.

La definición de los puntos de control de cada variable debe tener en cuenta ciertas consideraciones como el hecho de que cada pozo se comporta de forma diferente y que con el tiempo los parámetros normales de operación pueden cambiar debido a declinación natural de producción, trabajos en pozo, cambios en parámetros de inyección, etc. Por lo tanto, esta labor debe convertirse en un procedimiento rutinario con el fin de evitar alarmas innecesarias.

El hecho de poder identificar un comportamiento anormal antes de que el equipo se apague o sufra una afectación mayor nos permite tomar medidas correctivas evitando así tiempos no operativos y extender el tiempo de vida útil del sistema.

A continuación, se presenta un ejemplo básico de definiciones de puntos de control para un equipo de BES que pueden permitir al usuario identificar cuándo una variable se sale de su rango normal de operación.

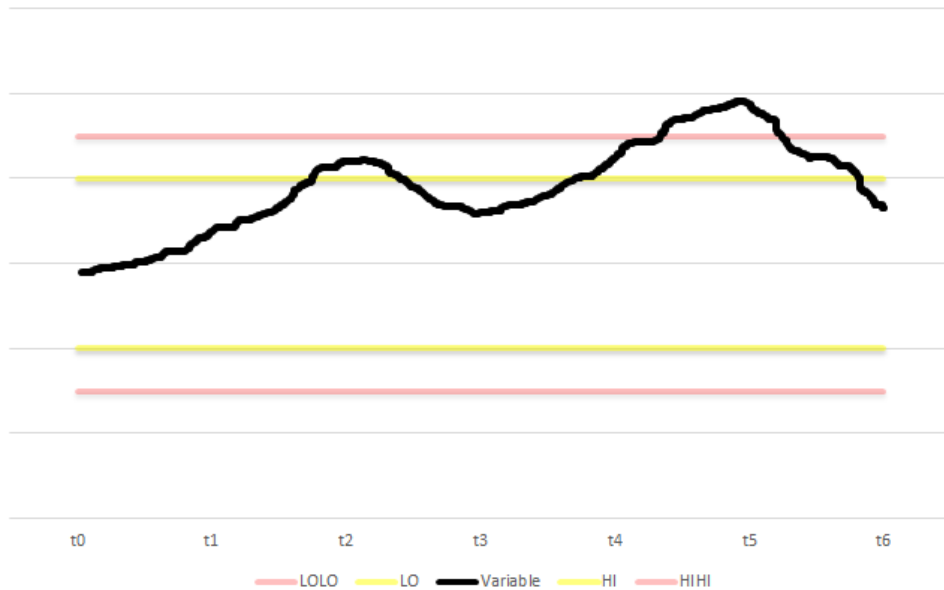
Tabla 1. Ejemplo monitoreo preventivo básico

Variable	Unidad	(+/-)	(+/-)
Frecuencia	Hz	0,5	1
Amperaje	A	2	3
PIP		10%	20%
DP		10%	20%
T motor	°F	15	20
Vibración	G	0,5	1

En la tabla presentada anteriormente podemos ver que tenemos dos rangos de estudio (colores amarillo y rojo), la región comprendida entre los límites color

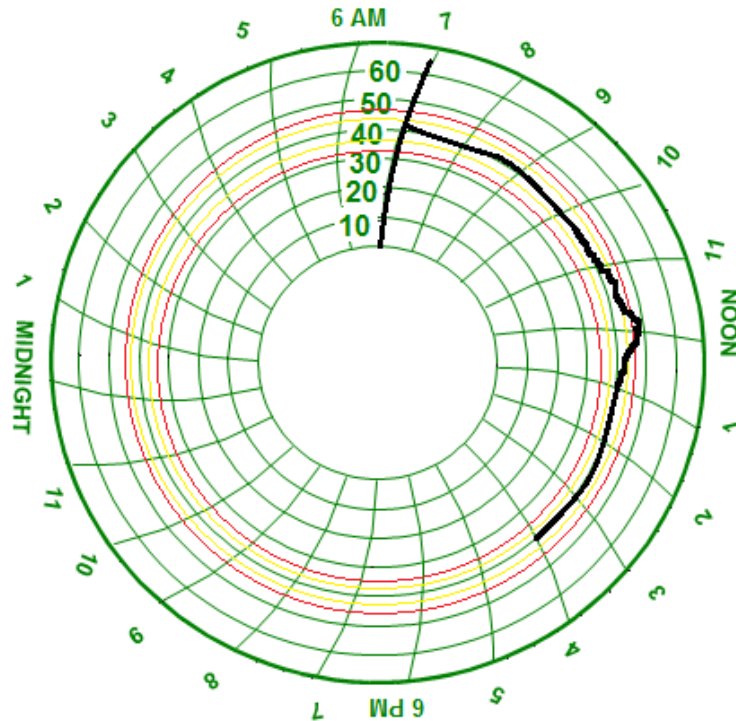
amarillo abarca un comportamiento relativamente normal y a partir de este punto debe mantenerse el equipo bajo observación.

Gráfica 21. Identificación de comportamiento anormal



A partir del momento en que una variable cruza el primer rango, este debe mantenerse bajo observación. Durante este periodo debe recopilarse la mayor cantidad de información sobre las condiciones de operación en campo que puedan explicar el comportamiento. Si la variable continúa de forma descontrolada y alcanza el límite definido en color rojo debe seguirse el conducto regular de comunicación con el fin de evitar afectación al equipo o apagado del mismo que lógicamente conducirá al incremento de los tiempos no productivos.

Gráfica 22. Ejemplo monitoreo preventivo.



El caso presentado en el **Gráfico 22** ejemplifica un incremento de consumo de corriente que tiene inicio a partir de las 11 de la mañana, con un pico máximo poco antes del mediodía. Si se emplea el monitoreo preventivo este comportamiento puede ser identificado desde las 11 y 15 minutos e intervenido antes de que alcance el *setpoint* de apagado por alta corriente. Gráficamente se puede identificar los límites de monitoreo, resaltando que no es necesario esperar que tenga lugar un apagado para tomar acciones correctivas y así evitar tiempos no productivos.

4.3 DESCRIPCIÓN DE VARIABLES PRINCIPALES

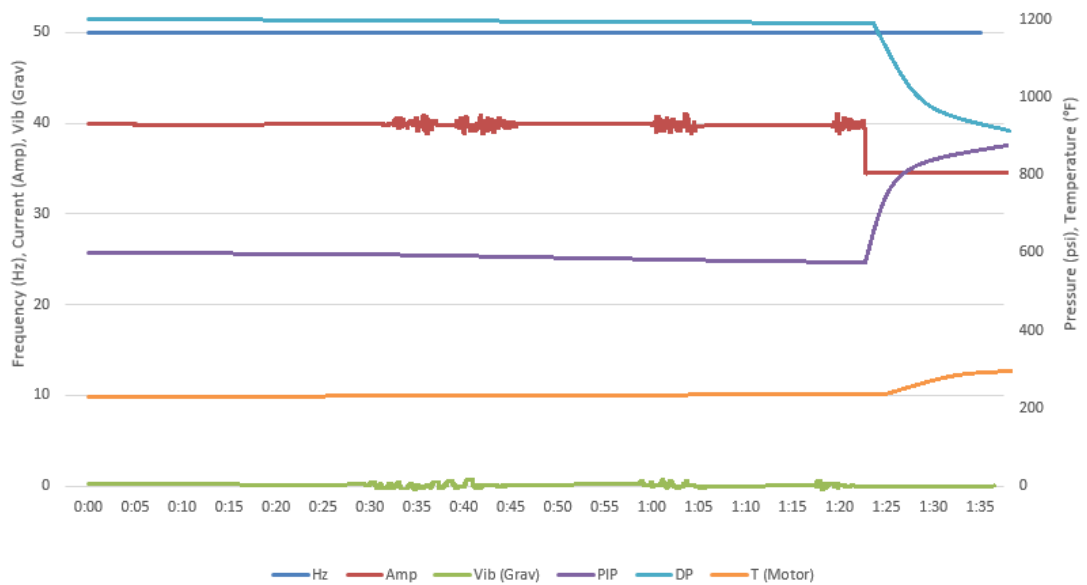
Este proceso consiste en identificar las variables que están siendo afectadas por la situación en estudio describiendo cómo se comportan y cuánto varían, además del

momento o espacio de tiempo en que se da la variación o cambio de comportamiento.

Ejemplo 1

El responsable del monitoreo del POZO A perteneciente al campo FIELD 1 identifica alrededor de la 1:20 de la mañana por medio de una alarma que la variable amperaje se encuentra fuera de su rango normal de operación, al graficar las variables principales del equipo encuentra lo siguiente:

Gráfica 23. Ejemplo 1, pozo A



Describe el comportamiento de las variables afectadas.

Solución:

Antes de la 1:20

Frecuencia	≈	50 Hz
Amperaje	↕	39 @ 41 Amp
Vibración	↕	0 @ 0.9 Gravits
PIP	≈	585 PSI
DP	≈	1200 PSI
T motor	≈	220 °F

El equipo presenta fluctuaciones en amperaje y vibración a las 0:30, 1:00 y 1:18.

Después de la 1:20

Frecuencia	≈	50 Hz
Amperaje	↓	40 @ 36 Amp
Vibración	≈	0.3 Gravits
PIP	↑↑	585 @ 860 PSI
DP	↓↓	1200 @ 930 PSI
T motor	↑↑	220 @ 270 °F

A partir de la 1:20 se identifica una disminución del amperaje, incremento de temperatura de motor e incremento acelerado de PIP.

4.4 COMUNICACIÓN CON CAMPO

En ocasiones por fallas de comunicación durante cambios de turno es común el desconocimiento de actividades que se están llevando a cabo en campo y pueden mal interpretarse como un comportamiento anormal, una vez identificada una tendencia que no es común en un equipo primero se debe comunicar con técnicos

de campo, centros de monitoreo e ingeniería de producción antes de intentar manipular válvulas o equipos en superficie. El o los canales de información y las personas encargadas deben ser definidos con claridad en orden de tener comunicación eficiente y evitar así entorpecimiento de operaciones en campo.

Algunos procedimientos en campo tales como pruebas de presión y estabilización de fluidos por ejemplo, requieren de condiciones estables, las cuales pueden echarse a perder si un operador no informado pone en funcionamiento el equipo.

4.5 COMPARACIÓN CON TABLA DE TENDENCIAS PRINCIPALES

Como se mencionó al inicio del capítulo algunos de los problemas operacionales estudiados presentan tendencias muy definidas y de fácil caracterización por comparación de variables. Estas características permiten agruparlas y describirlas de forma organizada.

Una vez realizada la descripción de sus variables, pueden ser comparadas por orden de relevancia y disponibilidad. En este punto es importante destacar que muchos equipos no cuentan con la captación de todas las variables descritas en este trabajo, por lo tanto, en la comparación inicial se priorizará el amperaje y la presión de entrada a la bomba, que como se puede apreciar en la **tabla 3** son variables que en conjunto pueden llegar a definir la orientación del proceso de identificación.

Después de identificado el comportamiento de la corriente y la presión de entrada a la bomba se debe verificar el ajuste por parte de las demás variables disponibles.

Tabla 2. Listado de convenciones (tabla Causa Probable)

Convenciones	
Incremento leve	↑
Incremento acelerado	↑↑
Decremento leve	↓
Decremento acelerado	↓↓
Aparentemente constante	≈
Fluctuaciones	↕
Fluctuación con tendencia incremental	↗

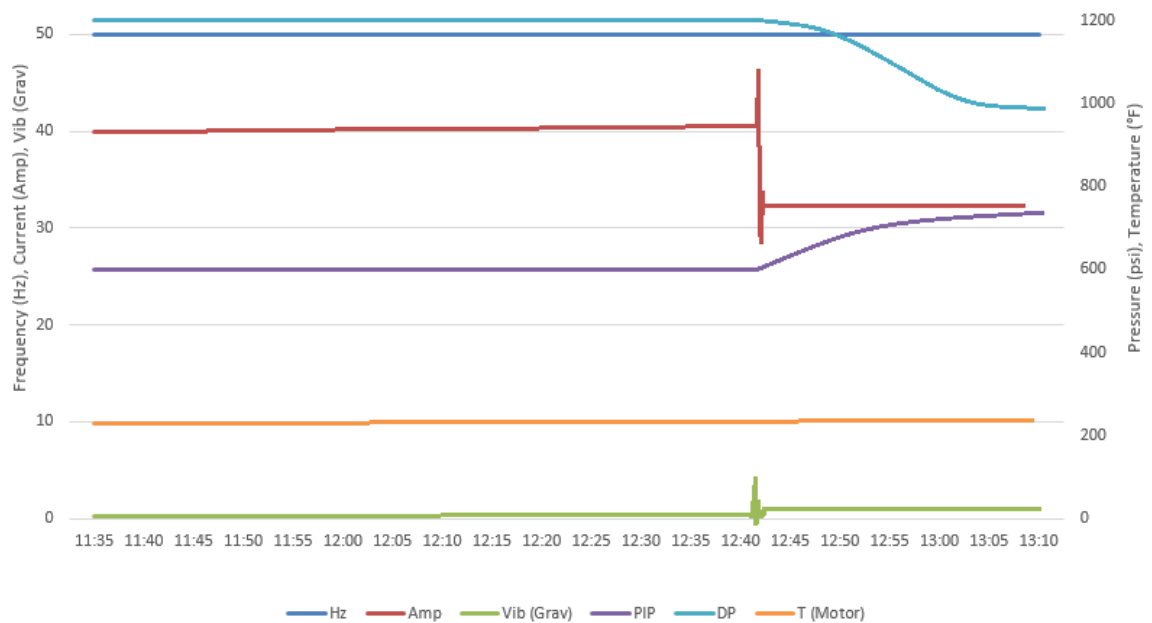
Tabla 3. Causa probable

Amperaje	PIP	DP	T motor	Vibración	Causa Probable
↓	↑↑	↓↓	↑↑	≈	Bloqueo de gas (inmediato)
↕	↑↑	↓↓	↑	↑	Bloqueo de gas (gradual)
↓	↓↓	↓↓	≈	≈	Bajo aporte del yacimiento
↕	≈	≈	≈	↕	Presencia de gas
↗	≈	↗	≈	↑	Bombeo de escombros
↓↓	↑↑	↓↓	≈	↑	Rotura de eje
↑	↑	↓	≈	≈	Comunicación tbg-csg

Ejemplo 2.

El responsable del monitoreo del POZO B perteneciente al campo FIELD 2 identifica a las 12:41 por medio de una alarma que la variable amperaje se encuentra fuera de su rango normal de operación, al graficar las variables principales del equipo encuentra lo siguiente:

Gráfica 24. Ejemplo 2 Pozo B



Explique el comportamiento observado e identifique el tipo de problema que se está presentando.

SOLUCIÓN

Descripción de las variables

Frecuencia	≈	50 Hz
Amperaje	↓↓	40 @ 32 Amp
Vibración	↑	0 @ 1.7 Gravits
PIP	↑↑	585 @ 750 PSI
DP	↓↓	1200 @ 1000 PSI
T motor	≈	220 °F

Realizando la comparación de variables mediante el uso de la **Tabla 3** podemos identificar que la causa probable que se ajusta a la descripción de nuestro ejemplo es la Rotura de eje.

Como puede ser observado en la gráfica, a las 12:41 el equipo sufre una rotura de eje, su causa es desconocida el comportamiento general de la mayoría de las variables podría asemejarse a un bloqueo de gas, sin embargo, podemos notar que las presiones, aunque varían de forma acelerada lo hacen a una menor tasa en comparación con un bloqueo de gas. Además, la temperatura de motor no incrementa de forma notoria, por lo tanto, podemos suponer que hay flujo de fluido a través del *housing* del motor y con ello descartamos un bloqueo. Por último, la única causa que describe el anterior comportamiento es una posible rotura de eje.

4.6 CONSULTA DE HISTORIAL DE POZO

Es común encontrar pozos que no siguen patrones de comportamiento semejantes a pozos aledaños debido a la anisotropía de una zona. Si no se tiene esto claro es normal alarmarse por situaciones que son distintivas de un pozo, tales como arenas

presurizadas, mayores producciones de gas, comportamientos extraños del equipo de levantamiento por el manejo del fluido presente en pozo, etc.

Dichos mal entendidos pueden evitarse manteniendo comunicación constante con operadores que conozcan la zona, técnicos e ingenieros encargados del campo. Primero debe descartarse cualquier de éstas opciones antes de intentar realizar movimientos o cambios en las configuraciones de un equipo.

4.7 COMPARACIÓN GRÁFICA CON TENDENCIAS DERIVADAS

En caso de que la tendencia en análisis no corresponda directamente a las descritas en la tabla 3, hablamos de tendencias derivadas. Estas tendencias aunque pueden tener un comportamiento similar, sólo se mantienen en cortos lapsos por lo cual no puede ser caracterizado con una tendencia si esta no se mantiene en el tiempo. Por lo general la causa raíz de una tendencia derivada puede estar asociada a problemas de configuración del equipo y son de fácil identificación mediante comparación gráfica.

4.8 TABLA DE RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS

Muchas veces un técnico de servicio de la compañía es innecesariamente llamado a una instalación cuando el problema podría haber sido resuelto por el operador o el electricista de la empresa. Esto generalmente resulta de una falta de comprensión de lo que ha ocurrido o está ocurriendo.

Una vez que el operador se familiariza con el funcionamiento normal del pozo, se pueden hacer varias comprobaciones que podrían solucionar algunos problemas del equipo o impedir que se dañe la unidad. Estos controles no implican necesariamente el contacto con ninguno de los sistemas eléctricos con los que el

operador normalmente no está familiarizado, pero permitirán al operador detectar rápidamente cambios en el comportamiento normal del pozo.

El electricista de la compañía debe comprobar periódicamente el voltaje primario para asegurarse de que está equilibrado entre fases y es el adecuado para mantener suficiente tensión secundaria en la unidad. Esto ayudará a prevenir problemas operativos y mejorar el comportamiento del equipo.

El electricista no debe modificar el circuito del controlador del motor sin la aprobación del departamento de ingeniería de la compañía. Todos los circuitos externos deben ser conectados solamente como se muestra en el esquema general del circuito que está en el interior de cada puerta del controlador del motor.

Si se realizan cambios en el interior del controlador del motor, el electricista debe asegurarse de que los fusibles sean los adecuados para el motor utilizado y de que los ajustes de baja carga (U.L.) y sobrecarga (O.L.) estén ajustados correctamente (O.L.: máximo 120% de la corriente nominal del motor; U.L.: mínimo del 80% de la corriente nominal del motor).

Las siguientes son pautas de solución de problemas que deberían resultar beneficiosas en el funcionamiento diario del sistema BES. Pueden utilizarse eficazmente para evitar daños en el equipo y fallos prematuros.

Tabla 4. Tabla de resolución de problemas

PROBLEMA	CAUSA PROBABLE	ACCIÓN CORRECTIVA
Unidad no inicia (Sin corriente de salida)	Fallo en suministro eléctrico o desconexión	Comprobar entrada de suministro eléctrico en todas las tres fases
	Fallo en circuito del panel de control	Comprobar que el interruptor principal de desconexión esté completamente cerrado
		Compruebe que todos los contactos de relevador de sobrecarga estén cerrados y limpios
		Compruebe todos los fusibles de alimentación y de control
		Compruebe que el equipo auxiliar funcione correctamente
		Compruebe todos los relevadores de control y de retardo de tiempo para un funcionamiento correcto
	Compruebe si hay conexiones sueltas	
Unidad no inicia (Alta corriente)	Bajo voltaje en superficie	Revise y aumente según sea necesario
	Bajo voltaje en motor	Compruebe la caída de voltaje del cable y ajústelo
		Compruebe el tamaño del conductor en función de la longitud y utilice un cable mayor si es necesario
	Corto circuito en cable y/o motor	Desconectar del controlador y comprobar los valores de resistencia
	Fallo de aislamiento del cable o del motor	Desconectar del controlador y comprobar los valores de resistencia
	Bomba, motor o sello bloqueado	Invertir la rotación e intentar iniciar
Acidificar o enjuagar la bomba para eliminar material extraño		
	Rotación incorrecta	Trabajar motor en giro contrario

PROBLEMA	CAUSA PROBABLE	ACCIÓN CORRECTIVA
La salida de la bomba es baja o cero	Baja presión de succión	Comprobar nivel de fluido con la bomba en funcionamiento y comprobar el diseño de la bomba
	Obstrucción en líneas de flujo superficiales o sub superficiales	Comprobar reguladores de presión, válvulas, etc.
	Tubo partido	Extraer y reemplazar
	Bajo voltaje	Incrementar como sea requerido
	Bomba gastada	Extraer y reparar
	Bomba tapada	Acidifique o enjuague la bomba para eliminar material extraño
	Líquidos viscosos o gaseosos	Compruebe los valores y póngase en contacto con la empresa de bombas para recomendación
Unidad apagada en baja carga	Bloqueo de gas	Comprobar diseño de la bomba y unidad inferior si es posible
		Incrementar tiempo no productivo para mayor operación continua
	Escape en tubería	Extraer y reemplazar
	Rotura de eje	Extraer unidad y reparar
	Set de protección de baja carga incorrecto o malfuncionamiento	Verifique con el fabricante de la bomba y ajuste o reemplace según sea necesario
	Válvula de superficie cerrada o taponada	Abrir o reparar si es necesario
	Bomba funcionando en reversa	Trabajar motor en giro contrario

PROBLEMA	CAUSA PROBABLE	ACCIÓN CORRECTIVA
	Controladores externos conectados incorrectamente o malfuncionamiento	Desconectar controladores y reiniciar. Comprobar esquema de cableado.
Unidad apagada en sobrecarga	Bajo o alto voltaje	Comprobar y ajustar si es requerido
	Protección por sobrecarga ajustado incorrectamente	Verifique con el fabricante de la bomba y ajuste si es necesario
	Protección por sobrecarga defectuosa	Reemplazar componente defectuoso
	Bomba funcionando en reversa	Permitir al fluido del tubing fluir hacia atrás
	Fase única	Comprobar potencia en las tres fases
	Falla eléctrica en pozo	Desconectar equipamiento del pozo y comprobar integridad eléctrica. Si se requiere comprobar con el fabricante de la bomba
	Equipo sobrecargado o dañado	Comprobar diseño de la bomba y contactar con el fabricante de la bomba
	Material extraño en la bomba	Recoger la muestra, identificar y retirar de los líquidos si es posible
Unidad funcionando con alto amperaje	Alto o bajo voltaje	Incrementar o disminuir si es necesario
	Bomba funcionando en reversa	Trabajar motor en giro contrario
	Bomba con demasiadas etapas	Comprobar la curva de la bomba para carga

PROBLEMA	CAUSA PROBABLE	ACCIÓN CORRECTIVA
	Fluidos pesados o viscosos	Comprobar válvulas y contactar con el fabricante de la bomba
	Arena, lodo u otro material extraño	Recoger la muestra, identificar y retirar de los líquidos si es posible
	Cambios drásticos de presión en superficie o fluctuaciones en la densidad del fluido	Comprobar equipo de superficie y/o gradientes de fluido
Corriente errática	Suministro de potencia fluctuante	Monitorear suministro de potencia y contactar con la compañía de servicios
	Bomba desgastada	Comprobar nivel de fluido, tasas de producción y criterios de diseño

Fuente: Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.

4.9 SEGUIMIENTO

Luego de haberse tomado medidas preventivas y/o correctivas, el o los equipos involucrados deben mantenerse bajo seguimiento. El tiempo de seguimiento dependerá del criterio del usuario, la gravedad del problema y el aporte del pozo.

Generalmente puede solucionarse aparentemente un problema y reaparecer al poco tiempo si las acciones correctivas no fueron acordes a las necesidades particulares del pozo. En estos casos, el seguimiento del pozo es indispensable ya que, dependiendo del comportamiento del equipo, pueden hacerse ajustes a las decisiones tomadas en pro de garantizar la estabilidad de la operación.

En casos donde el equipo se vio sometido a altas temperaturas de operación y posteriores apagados durante largos periodos y/o varios intentos de reinicio, puede verse comprometida la integridad de equipamiento como sensores, eje o protectores, muchas de estas fallas pueden presentarse de forma inmediata como varias horas después de operación.

En todo caso debe hacerse seguimiento por un periodo de no menos de 48 horas en las cuales debe mantenerse la una frecuencia de captación de datos adecuada que permita visualizar de forma clara cualquier respuesta del equipo frente a la intervención llevada a cabo.

5. CONCLUSIONES

- La identificación temprana de comportamientos anormales y su correcta interpretación, permite al usuario tomar medidas preventivas y/o correctivas, que permitan mantener al mínimo los tiempos no productivos y extender la vida útil del equipo.
- Una tendencia no se presenta siempre con igual severidad pues depende de la gravedad del daño, por lo tanto, se debe mantener un control gráfico periódico de las variables principales en todos los equipos.
- No se puede identificar con total seguridad un problema con sólo la ayuda de cartas amperimétricas y algunas variables de operación, siempre se debe confirmar en campo cualquier tipo de configuración u operación no informada.
- Es indispensable conocer con exactitud el motivo de apagado de un equipo y contar con el aval del ingeniero encargado antes de intentar reiniciar el equipo. Un intento de reinicio del sistema bajo condiciones no favorables o no controladas pueden resultar en daño eléctrico y mecánico del mismo.

6. RECOMENDACIONES

- Complementar este trabajo con una guía para la definición de *setpoints* de apagado y de monitoreo preventivo; ya que no se deben generalizar las configuraciones de los equipos para un campo cuando todos los pozos no operan bajo las mismas condiciones.
- Adicionar metodologías similares aplicadas a otros sistemas de levantamiento artificial de amplia utilización en la industria tales como BM y BCP.

BIBLIOGRAFÍA

ABDOU, A. "Case history in solving ESP Problems in oil and water wells". Agiba Petroleum Co. 1998.

AMARAL, G. ESTEVAM V. FRANCA, F. "On the influence of viscosity on ESP performance". SPE Petrobras & SPE University of Campinas. 2009.

BREMER, C. HARRIS, G. KOSMALA, A. NICHOLSON, B. OLLRE, A. PEARCY, M. SALMAS, C. SOLANKI, S. "Evolving Technologies, Electrical Submersible Pumps". Oilfield Review. Winter 2006/2007.

ECONOMIDES, Michael. HILL, Daniel. EHLIG-ECONOMIDES, Christine. Petroleum Production Systems. Prentice Hall PTR. 1994.

Electrical Submersible Pump Catalog. Halliburton. Artificial Lift Technology. 2014.

LÓPEZ, J. CHAUSTRE, A. AYALA, C. "Producing extra heavy oil from Llanos basin, Colombia, through progressive cavity pumps and electric submersible pumps: Case study in the Chichimene field". Ecopetrol. 2014.

MOHAMED, Banaga. Electrical Submersible Pump. Schlumberger. 2009.

MONTE, W. BIAZUSSI, J. BANNWART, A. ARRIFANO, N. ESTEVAM, V. "Gas and viscous effects on the ESPs performance". University of Campinas, CEPETRO & PETROBRAS. 2013.

SHIMOKATA, N. YAMADA, Y. "Troubles and improvements of ESP". Abu Dhabi Oil Co., Ltd. 2010.

Submersible Pump Handbook. Centrilift a Baker Hughes Company. 6th edition.