

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE MEDIANTE EL MONITOREO DEL SISTEMA Y EL ANÁLISIS DE PREVENCIÓN DE FALLAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Aguilera F. Milagros J.,
Cedeño B. Verónica D.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2020

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE MEDIANTE EL MONITOREO DEL SISTEMA Y EL ANÁLISIS DE PREVENCIÓN DE FALLAS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Sandro Gasbarri

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Aguilera F. Milagros J.,
Cedeño B. Verónica D.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2020

Caracas, diciembre de 2020

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Aguilera Farías Milagros Josefina y Cedeño Barrios Verónica Desiree, titulado:

“Optimización del Bombeo Electrosumergible mediante el Monitoreo del Sistema y el Análisis de Prevención de Fallas”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniera de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por las autoras, lo declaran APROBADO.

Prof. Carelia
Rojas
Jurado

Prof. Milagros
Rodríguez
Jurado

Prof. Gasbarri, Sandro
Tutor Académico

DEDICATORIA

A Dios, la Virgen de la Rosa Mística y Madre Carmen, que me acompañaron en este camino.

A mis padres, mi apoyo incondicional.

A mis abuelos, que siempre están conmigo.

A mis amigos.

Verónica Cedeño

A Dios, por ser mi guía y por haberme dado las fuerzas necesarias durante toda la carrera hasta cumplir con todos mis objetivos y poder alcanzar mi meta.

A mis padres, por su apoyo incondicional, por estar conmigo en todo momento y por siempre creer en mí.

A mis amigos que me ayudaron a resolver cualquier duda que se presentó y por todos esos momentos que compartimos juntos.

Milagros Aguilera

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, por abrirme sus puertas y brindarme tantas oportunidades.

Al profesor Sandro Gasbarri, tutor de este trabajo, gracias por su gran ayuda y compromiso.

A mis profesores, por su dedicación.

Verónica Cedeño

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por haberme formado de manera profesional durante esta etapa de mi vida.

A mi tutor Sandro Gasbarri, ya que su ayuda fue fundamental para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado.

A todos los profesores que ayudaron a mi formación profesional.

Milagros Aguilera

Aguilera F., Milagros J.

Cedeño B., Verónica D.

**OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
MEDIANTE EL MONITOREO DEL SISTEMA Y EL ANÁLISIS
DE PREVENCIÓN DE FALLAS**

Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería
de Petróleo. Año 2020, 140 p.**

Palabras clave: Bombeo Electrosumergible, Análisis de Fallas,
Diagnóstico de Fallas, Monitoreo del Bombeo Electrosumergible,
Sensores de Fondo.

RESUMEN

El presente Trabajo Especial de Grado tiene como finalidad obtener, estudiar y evaluar los métodos y procedimientos que existen en la literatura con el propósito de minimizar las fallas, prolongar la vida útil y minimizar los costos operacionales en el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, BES. El Estado del arte permitió la recopilación de datos referentes a distintas técnicas de monitoreo y diagnóstico que se utilizan para abordar los problemas que se presentan en los sistemas de BES. A partir de ese estudio, se propone un esquema de optimización mediante el monitoreo del sistema de BES incorporando un esquema de gestión de análisis de fallas como parte de la prevención de las mismas utilizando las mejores prácticas obtenidas de la literatura. Se aplican las herramientas comúnmente usadas como las cartas amperimétricas y se aplican herramientas más recientes como los sensores de presión y temperatura de fondo de pozo. También se describen algunos procedimientos novedosos obtenidos en la literatura que han demostrado ser exitosos para detectar rápidamente las posibles fallas de las partes, sus causas y elementos susceptibles del método.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	17
CAPÍTULO I	19
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
1.1 OBJETIVOS	19
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	19
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.2 ALCANCE	20
1.3 JUSTIFICACIÓN	20
1.4 LIMITACIONES	21
CAPÍTULO II	22
MARCO TEÓRICO	22
2.1 FLUJO NATURAL	22
2.2 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	23
2.2.1 BOMBEO HIDRÁULICO	24
2.2.2 BOMBEO MECÁNICO	25
2.2.3 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS	27
2.2.4 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	28
2.3 COMPONENTES DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	30
2.3.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE	32
2.3.1.1 CAJA DE VENTEO	32
2.3.1.2 TRANSFORMADOR	32
2.3.1.3 TABLERO DE CONTROL	32
2.3.1.4 CABEZAL	34
2.3.1.5 CABLE ELÉCTRICO PARA LA ALTA TENSIÓN	34
2.3.2 EQUIPOS DE FONDO	34
2.3.2.1 BOMBA CENTRÍFUGA	34
2.3.2.2 HOUSING	36
2.3.2.3 SEPARADOR DE GAS ROTATIVO	36
2.3.2.4 SELLO	37
2.3.2.5 MOTOR ELÉCTRICO SUMERGIBLE	38
2.3.2.6 SENSOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DE FONDO	39
2.3.2.7 CABLE DE POTENCIA	40

2.4	SELECCIÓN DEL EQUIPO BÁSICO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	41
2.4.1	DATOS BÁSICOS REQUERIDOS DEL POZO.....	41
2.4.2	SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	43
2.4.3	SERIE DE LA BOMBA	43
2.4.4	TIPO DE BOMBA.....	44
2.4.4.1	CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BES	44
2.5	OPTIMIZACIÓN DE OPERACIONES DE BES.....	45
2.6	MONITOREO DE OPERACIONES DE BES	46
2.6.1	CARTA AMPERIMÉTRICA	48
2.7	ANÁLISIS DE FALLAS	49
2.8	ESTADO DEL ARTE.....	50
CAPÍTULO III.....		79
MARCO METODOLÓGICO.....		79
3.1	TIPO O NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN.....	79
3.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	79
3.3	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	80
3.4	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	81
CAPÍTULO IV.....		84
PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS		84
4.1	CLASIFICACIÓN DE FALLAS GENERALES	84
4.1.1	DEBIDO AL APOORTE DEL YACIMIENTO	84
4.1.1.1	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CORROSIVOS (FC).....	84
4.1.1.2	SÓLIDOS Y PRODUCCIÓN DE ARENA (AyS)	85
4.1.1.3	BAJA AFLUENCIA DE LA FORMACIÓN (IP)	86
4.1.1.4	ALTA PRODUCCIÓN DE GAS (Gas)	86
4.1.2	FALLAS DE EQUIPOS DE FONDO.....	87
4.1.2.1	ERRORES EN DISEÑO DE EQUIPO de BES (EDis).....	87
4.1.3	PROBLEMAS DE EQUIPOS ELÉCTRICOS Y DE SUPERFICIE.....	88
4.1.3.1	PROBLEMAS ELÉCTRICOS (PEL).....	89
4.2	FALLAS ELÉCTRICAS TÍPICAS EN ALGUNOS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.....	89
4.2.1	MOTOR DE LA BES	89

4.2.2	CABLE ELÉCTRICO	90
4.3	SOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE INSTALACIONES BES	90
4.3.1	MONITOREO DEL SISTEMA DE BES MEDIANTE CARTAS AMPERIMÉTRICAS	91
4.3.1.1	INTERPRETACIÓN DE CARTAS AMPERIMÉTRICAS....	91
4.3.2	DIAGNÓSTICO DE FALLAS	104
4.3.2.1	MODELOS PARA EL DIAGNÓSTICO	104
4.3.2.2	DATOS DISPONIBLES DEL SISTEMA	108
4.3.2.3	DIAGRAMA DE DIAGNÓSTICO PLANTEADO	111
4.3.3	GESTIÓN DE ANÁLISIS DE FALLA	113
4.4	NUEVAS TECNOLOGÍAS EN MONITOREO Y DIAGNÓSTICO DE BES	116
4.4.1	DIAGNÓSTICO DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE POZO	116
4.4.2	TÉCNICAS NOVEDOSAS DE DIAGNÓSTICO DE BES ...	120
4.5	EVALUACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS A UNA FALLA DEL SISTEMA DE BES	125
4.6	ANÁLISIS DE COSTOS Y VENTAJAS ASOCIADAS AL MONITOREO USANDO SENSORES DE FONDO	128
	CONCLUSIONES	136
	RECOMENDACIONES	138
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	139

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Bombeo Hidráulico.....	25
Figura 2. Bombeo Mecánico.....	26
Figura 3. Levantamiento Artificial por Gas.....	28
Figura 4. Vista general de los componentes del sistema de BES.....	31
Figura 5. Componentes eléctricos de superficie del sistema BES.....	33
Figura 6. Cabezal.....	34
Figura 7. Bomba centrífuga multietapa.....	35
Figura 8. Etapas de bombas centrífugas para diferentes tipos de flujo. ..	36
Figura 9. Separador de gas rotativo.....	37
Figura 10. Sección de Sellantes.....	38
Figura 11. Motor eléctrico sumergible.....	39
Figura 12. Sensor de fondo.....	40
Figura 13. Cable redondo.....	41
Figura 14. Cable plano.....	41
Figura 15. Curva de rendimiento de la bomba (una etapa).....	44
Figura 16. Carta amperimétrica, Operación Normal	49
Figura 17. Esquema de vigilancia de BES en Cliff Head.....	63
Figura 18. Evolución de la presión de cabezal de pozo con el tiempo de cierre durante la prueba de restauración de presión de cierre del cabezal de pozo.....	67
Figura 19. Interferencia de Gas	92
Figura 20. Bloqueo por Gas.....	93
Figura 21. Bombeo de Sólidos.....	94
Figura 22. Baja Afluencia.....	95
Figura 23. Sobrecarga	96
Figura 24. Ciclos Frecuentes	97
Figura 25. Fluctuaciones de Energía	98
Figura 26. Falla de reinicio.....	99
Figura 27. Baja Carga.....	100
Figura 28. Baja Corriente	101
Figura 29. Nivel de Tanque incorrecto	102
Figura 30. Excesivos intentos de reinicio manual	103
Figura 31. Condiciones de carga erráticas	104
Figura 32. Resumen de los Tipos de Modelos para el diagnóstico.....	105
Figura 33. Datos disponibles del sistema de BES	108
Figura 34. Diagrama de diagnóstico de fallas del BES	112
Figura 35. Procedimientos de prueba de restauración de presión de cierre del cabezal de pozo.....	117
Figura 36. Carga del motor y altura de BES versus caudal durante la prueba de restauración de presión.....	117

Figura 37. Evolución de la presión de cabezal de pozo con el tiempo de cierre durante la prueba de restauración de presión de cierre del cabezal de pozo.	118
Figura 38. Diagrama de flujo de trabajo para diagnosticar el mal funcionamiento de BES utilizando la restauración de presión de cabezal.	120
Figura 39. Gráfico de Solución de Problemas para sistemas de BES. ..	123
Figura 40. Vida útil del Sistema de BES.	135

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Costos Sistema de BES Convencional.	126
Tabla 2. Costos Instalación Sistema BES Convencional.	126
Tabla 3. Costos de reacondicionamiento.	127
Tabla 4. Niveles de Monitoreo.	129

NOMENCLATURA, ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

BES: Bombeo Electrosumergible

IP: Índice de productividad del pozo

RGL: Relación gas - líquido

Pwf: Presión de fondo fluyente

Q: Tasa de producción

ql: Tasa de producción de líquido

GOR o RGP: Relación gas – petróleo

VSD: Variador de frecuencia o variador de velocidad

BPD: Barriles por día

THP: Presión de cabeza de tubería

CHP: Presión de cabeza del revestidor

%AyS: Porcentaje de agua y sedimento

GEw: Gravedad específica del agua

API: American Petroleum Institute

GEg: Gravedad específica del gas

Pb: Presión de punto de burbuja del gas

μ_o : Viscosidad del petróleo

TDH: Altura dinámica total en la tubería del pozo/ altura dinámica total real

HP: Potencia requerida por el motor

RGS: Separador de gas rotativo

PIP: Presión de admisión de la bomba

SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de Datos

DHM: Mediciones sofisticadas de fondo de pozo

DIFA: Inspección de Desmontaje y Análisis de Fallas

WHP: Presión de cabezal de pozo

MLE: extensión del cable del motor

API (RP): American Petroleum Institute (Recommended Practice)

Ldyn: Nivel de líquido dinámico

PDO: Petroleum Development Oman

Tm: Temperatura del devanado del motor

Pi: Presión de admisión

Pd: Presión de descarga

Tpi: Temperatura de admisión de la bomba

%AyS: Porcentaje de agua y sedimentos

RTU: Unidad Terminal Remota

PCA: Análisis de componentes principales

PC: Componentes principales

ALT: Artificial Lift Teams

Vib: Vibración

ESP M&SS: Electrical Submersible Pump Monitoring and Surveillance System

AS: Análisis de supervivencia semiparamétrico

ALSC: Centro de vigilancia de elevación artificial

GUPCO: Gulf of Suez Petroleum Company

SPE: Sociedad de Ingeniero de Petróleo

SBHP: Presión estática de fondo de pozo

bbl: Barriles

Hz: Hertz

H₂S: Ácido Sulfhídrico

Psi: Pounds per square inch

USD: United States Dollar

FBHP: Presión de fondo de pozo que fluye

Gradeth_1: Gradiente teórico de presión de cierre en el período de la primera mitad del tiempo, MPa/min.

Gradeth_2: Gradiente teórico de presión de cierre en la segunda mitad del período, MPa/min.

H_{pumpmax} : altura máxima de la bomba obtenida de la curva de la bomba, m.

p_{a_max}/p_{th_max} : relación máxima de presión de cierre en boca de pozo, adimensional.

ECUACIONES

Ecuación 1. Volumen en tubería	64
Ecuación 2. Volumen de gas en solución	65
Ecuación 3. Volumen de líquido.....	65
Ecuación 4. Flujo de masa de la bomba	66
Ecuación 5. Altura de la bomba	67
Ecuación 6. Presión de cabezal de pozo	67
Ecuación 7. Presión de cabezal de pozo	68
Ecuación 8. Altura de la bomba	68
Ecuación 9. Ley del gas real.....	68
Ecuación 10. Densidad	69
Ecuación 11. Número de moles	69
Ecuación 12. Gravedad específica del gas.....	69
Ecuación 13. Densidad del gas.....	69
Ecuación 14. Altura de la bomba	70
Ecuación 15. Altura de la bomba	70
Ecuación 16. Altura de la bomba	70
Ecuación 17. Altura máxima de la bomba.....	70
Ecuación 18. Índice de falla	115
Ecuación 19. Índice de severidad	115
Ecuación 20. Índice de Pulling	115
Ecuación 21. Rendimiento de la bomba	118
Ecuación 22. Tiempo desde el cierre del pozo	118
Ecuación 23. Presión máxima teórica de cierre	119
Ecuación 24. Altura real de la bomba	123
Ecuación 25. Costo por pérdida de producción	128
Ecuación 26. Diferencial de presión de la bomba.....	130

INTRODUCCIÓN

Cuando los yacimientos no cuentan con suficiente energía como para producir petróleo o gas en forma natural, o cuando los regímenes de producción no son los deseados, se utilizan técnicas de levantamiento artificial. Uno de los sistemas de levantamiento más usados en la industria petrolera es el bombeo electrosumergible (BES); este método transporta el fluido de la formación a la superficie mediante la acción rotacional de una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergidas en el pozo y accionada por energía eléctrica que es suministrada desde superficie. Este método de levantamiento es considerado efectivo y económico para producir grandes cantidades de flujo a mediana y grandes profundidades, y variadas condiciones de pozos.

Las fallas de las BES son sucesos comunes en la industria petrolera. La naturaleza aleatoria de estas fallas resulta en una interrupción de la producción, que puede ascender a cientos de millones de barriles de producción de petróleo de merma cada año.

Cuando los sistemas de BES no están adecuadamente diseñados, o son afectados por condiciones adversas de pozos, como producción de sólidos, corrosión y altos volúmenes de gas, o desconocimiento de la productividad muestran deficiencias operacionales y fallas de diferente tipo. Estas fallas pueden ser: fallas en la bomba, fallas en el motor, fallas en el cable, fallas mecánicas, fallas por corrosión, etc. Estos problemas, siguen siendo los retos en tecnología de BES.

El incremento de las fallas en el sistema de levantamiento de los pozos trae como consecuencia el incremento de los costos de mantenimiento, siendo necesario establecer una acción rápida y efectiva de identificación de las causas que originan las fallas y la implementación de los métodos adecuados para controlar o minimizar estas fallas. La aplicación de una herramienta inteligente integrada que monitorée, controle, y optimice la producción de petróleo y el desempeño del BES,

usando datos de tiempo real, podrá maximizar la producción y mejorar el entendimiento del comportamiento del yacimiento.

El monitoreo a través de sensores de fondo permite interpretar rápidamente las tendencias de datos y diagnosticar problemas de desempeño de pozo, lo que permite ahorrar tanto en operaciones de recuperación, como en costos de intervención en el pozo.

Sobre este tema de fallas y monitoreo de BES se encuentra bastante información de diversa índole y para distintos tipos de pozos, campos, etc. El presente trabajo, consiste en una investigación documental con la información disponible que ha sido recopilada en el tiempo

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El método de levantamiento artificial por (BES) es uno de los principales sistemas que se aplican en la industria petrolera para levantar altos volúmenes de fluidos del yacimiento a la superficie. Además, representa uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizables y fácil de mejorar, está constituido por equipos complejos de alto costo, y se requiere para el buen funcionamiento de los mismos, evaluar técnica y económicamente las acciones de mejoramiento, propuestas para optimizar dicho método.

Es necesario desarrollar ampliamente el monitoreo y análisis de fallas para que su aplicación sea rentable, evitando posibles problemas que pueden afectar el desempeño de la bomba que, como consecuencia, puede generar caídas en la tasa de producción. Por lo que se plantea realizar un estudio de la relación entre las diversas variables y deficiencias más frecuentes en el método, de tal manera que se desarrollen acciones que permitan mejorar la eficacia de los sistemas de BES para prolongar su vida útil.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar un esquema de optimización mediante el monitoreo del sistema y el análisis de prevención de fallas para el método de BES.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un estado del arte sobre el monitoreo y análisis de fallas del método de (BES).
- Estudio de las partes y elementos susceptibles a fallas y sus posibles causas en los sistemas de BES.

- Realizar un estudio de la relación entre las diversas variables y los tipos de fallas más frecuentes en el método.
- Proponer acciones que permitan mejorar la eficacia de los sistemas de BES para prolongar su vida útil.
- Evaluar técnica y económicamente las acciones de mejoramiento propuestas para optimizar la eficacia de los sistemas de BES.

1.2 ALCANCE

Esta investigación permitirá describir las principales fallas de los equipos que conforman el método de BES, las causas asociadas a dichas fallas y la importancia de la aplicación práctica del monitoreo de las variables del método tanto en fondo como en superficie, disponibles en los sistemas de BES.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La supervisión activa y en tiempo real de los sistemas de BES aporta valor tanto tangible como intangible a los activos de producción. Los datos de sensores de fondo de pozo, la conectividad, los programas de computación y los conocimientos técnicos oportunos ayudan a los operadores a evaluar el desempeño de las bombas, predecir su falla, identificar problemas de pozos y controlar las bombas a distancia. Estas nuevas capacidades se combinan para reducir los costos operativos e incrementar la producción y el flujo de caja.

Las técnicas de diagnóstico y control contribuyen a maximizar tanto la vida operativa del sistema de bombeo como el desempeño del pozo. Además, ayudan en la planificación de las operaciones de intervención de pozos antes de que se produzcan fallas costosas.

Utilizando poderosas herramientas de interpretación, los especialistas en sistemas de BES pueden proveer un diagnóstico preciso y oportuno y prescribir acciones correctivas.

1.4 LIMITACIONES

Esta investigación está basada en datos obtenidos mediante la revisión documental de publicaciones y su aplicación está sujeta a los campos y pozos aplicados en los artículos. Además, los instrumentos a utilizar no podrán ser distintos al uso de simuladores.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 FLUJO NATURAL

Los pozos que fluyen por flujo natural, son pozos que tienen la capacidad de desplazar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie con la energía interna que aporta el yacimiento. Esa energía en las acumulaciones de hidrocarburos proviene de la expansión del petróleo y gas en solución, expansión de la capa de gas, expansión de agua connata, reducción del volumen poroso y, por último, si es que existe, del influjo de agua proveniente de un acuífero. Es importante entender cada uno de estos mecanismos de producción en los yacimientos, a fin de aprovechar al máximo esta energía (Soar, 2016).

En yacimientos con presencia de empuje por agua, las tasas de producción no presentan mayor inconveniente, pero la producción con el tiempo tendrá un corte de agua mayor, la presión en el yacimiento se mantendrá relativamente constante, esto suele ocurrir cuando el agua sustituye ese espacio poroso que el petróleo deja libre.

Los yacimientos donde la expansión del gas aporta mayor energía de producción, presentan a largo plazo problemas en las tasas de flujo, ya que la energía procedente del gas en solución o de la capa de gas no es constante, sino que disminuye con el tiempo.

El empuje de petróleo hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. En la práctica, se ha determinado que este empuje se puede derivar de la presencia de:

- Capa de gas libre.
- Volumen de gas libre en el petróleo.
- Volumen de agua dinámica subyacente.

- Empuje por gravedad.

Por lo general, se da el caso que uno de estos mecanismos es predominante en empujar petróleo hacia los pozos y la posible presencia de otro podría actuar en forma coadyutoria.

Es muy importante detectar lo más anticipadamente posible el mecanismo natural de empuje del petróleo, ya que esta temprana evaluación servirá para obtener el mayor provecho del futuro comportamiento del mecanismo en el yacimiento y de cada pozo en particular. Además, ayudará a estudiar futuras aplicaciones de extracción secundaria por inyección de gas o de agua u otros elementos.

Cuando la energía del yacimiento no es capaz de vencer los requerimientos de presión para que el fluido ascienda a superficie, se utilizan métodos de levantamiento artificial, estos son utilizados en la mayoría de los pozos productores de petróleo del mundo, ya que su aplicación es fundamental para la rentabilidad a largo plazo de uno o varios pozos.

2.2 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Según Salazar (2014), “el método de levantamiento artificial consiste en extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo. Cada uno de los sistemas de levantamiento artificial tiene limitaciones económicas y operacionales que lo excluyen en ciertas condiciones de operación.”

Una vez elegido el pozo y el método de producción, se debe diseñar adecuadamente el equipo necesario para que este funcione en condiciones propias del pozo.

Los métodos de levantamiento artificial minimizan los requerimientos de energía en la cara de la formación productora y maximizan el diferencial de presión del yacimiento, aumentando la

afluencia de los fluidos sin generar problemas de producción como: arenamiento, conificación de agua, control de sólidos, etc.

Los métodos de levantamiento artificial más comunes son:

- Bombeo hidráulico
- Bombeo mecánico
- Levantamiento artificial por gas (Gas Lift)
- Bombeo de cavidades progresivas
- BES

2.2.1 BOMBEO HIDRÁULICO

Extrae el crudo desde el yacimiento hasta la estación recolectora, a través de una bomba que es accionada por un fluido bombeado a alta presión desde superficie (Salazar, 2014).

El sistema de bombeo hidráulico, Figura 1, toma su líquido de un reservorio de fluido motriz que se encuentra en superficie, este líquido pasa a través de una bomba en superficie para incrementar su presión e inyectarlo dentro del pozo a través de una sarta de tubería a la bomba de subsuelo, que permite llevar la producción junto con el fluido motriz a superficie.

Características:

- Aplica adecuadamente a cualquier profundidad (pozos profundos).
- Apropiado cuando se desea realizar mezclas de fluidos a fondo del pozo.
- Complejidad en el diseño.
- Eficiencia comparable con bombeo mecánico.
- Poca tolerancia a la producción de arena.
- Medianos costos de inversión (comparable con bombeo mecánico).
- Altos costos operacionales.
- Limitación con tamaño de revestidor de producción.

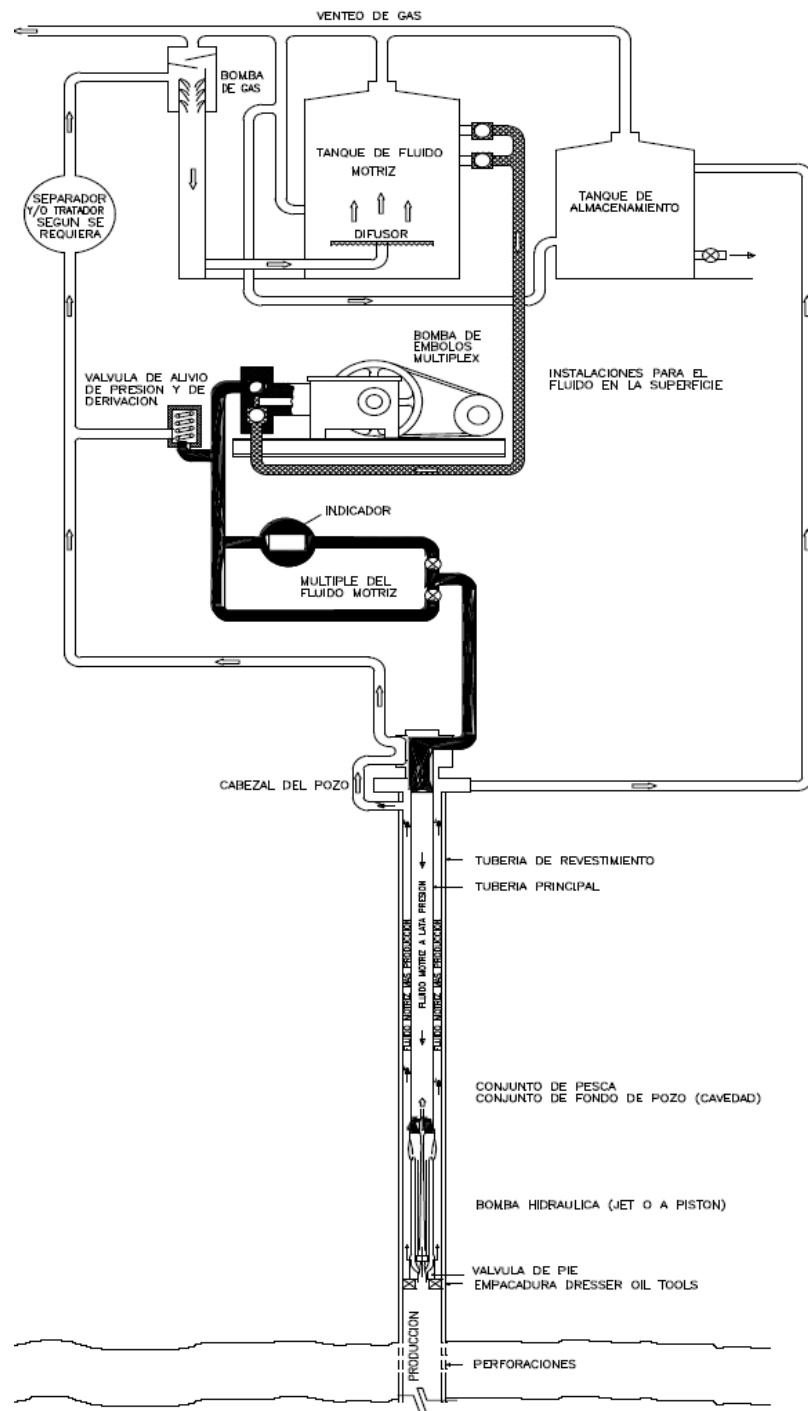


Figura 1. Bombeo Hidráulico.

Fuente: (Barragan, 2002).

2.2.2 BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico es un procedimiento de transferencia y succión casi continua del petróleo hasta la superficie, considerando la

presión que posee el yacimiento, la cual es suficiente para que el petróleo alcance un determinado nivel en el pozo (Salazar, 2014).

La bomba reciprocante de desplazamiento positivo, que se muestra en la Figura 2, se asienta en el fondo de la tubería de producción y es accionada por medio de varillas que transmiten el movimiento desde el balancín en superficie.

Características:

- Familiar o conocido entre ingenieros y operadores.
- Diseño simple.
- Permite producir con niveles de fluido muy bajos (presión de fondo fluyente baja).
- Adaptable para crudos pesados y livianos.
- Alta inversión para altas tasas de flujo en pozos profundos.
- Producción de gas afecta su eficiencia.
- Limitación con tamaño de revestidor de producción.
- Adaptable a la automatización.
- No es tan conveniente para pozos desviados.

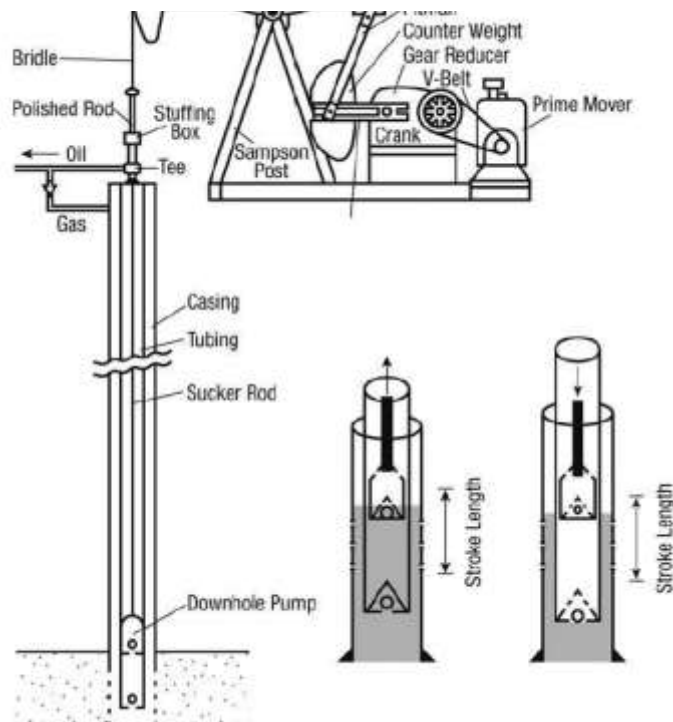


Figura 2. Bombeo Mecánico.

Fuente: (Economides, 2013).

2.2.3 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS

El levantamiento artificial por gas (Gas Lift), inyecta gas a alta presión como fuente externa de energía a través del anular, dentro de la tubería de producción lo más profundo posible, como se puede ver en la Figura 3. El propósito es, reducir el peso de la columna de fluido mediante disminución de la densidad promedio del fluido. Para que la energía del yacimiento sea suficiente para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, se requiere un sistema de compresión de gas en superficie, generalmente para el campo o para muchos pozos.

Características:

- Inversión baja para pozos profundos (si se dispone de planta compresora).
- Eficiente para RGL altas.
- Excelente para producción de arena (intermitente no apropiado).
- Flexible a las tasas de producción.
- Adaptable a pozos desviados.
- Capaz de producir tasas de flujo muy altas (intermitente se adapta excelentemente a bajas tasas).
- Pierde eficiencia en crudos pesados.
- Requiere una fuente de gas de alta presión.
- No puede alcanzar presiones de fondo fluyente muy bajas.
- El revestidor de producción y las líneas deben soportar alta presión de gas.

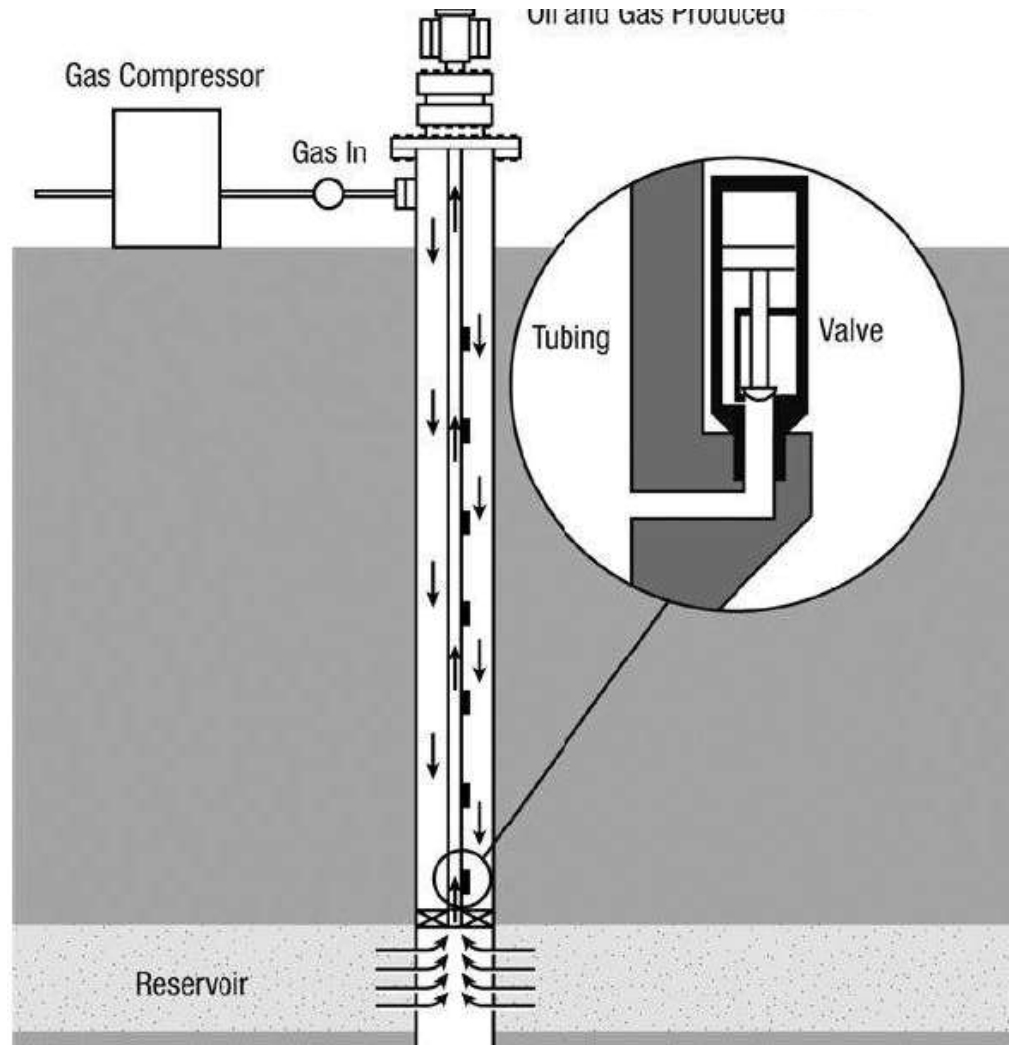


Figura 3. Levantamiento Artificial por Gas.

Fuente: (Economides, 2013).

2.2.4 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El BES utiliza energía eléctrica convertida en energía mecánica mediante un motor eléctrico en el fondo junto a una bomba centrífuga para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie (Salazar, 2014).

Su principio fundamental es impulsar el fluido del yacimiento hacia la superficie, mediante la rotación de una serie de impulsores centrífugos en la bomba.

El sistema de BES tiene la capacidad de manejar altos volúmenes de fluido desde diferentes profundidades, a diferentes condiciones del pozo. Permite controlar la producción dentro de los límites del pozo, usando un variador de frecuencia. Otro de los beneficios que proporciona este método, es mostrar continuamente las condiciones de presión y temperatura del pozo, las cuales son transmitidas por un sensor colocado en fondo.

Este método se utiliza para producir fluidos de pozos en extremas condiciones con equipos especiales (algunas veces de alto costo), como los siguientes:

- Altas temperaturas
- Alto contenido de gas
- Altas viscosidades
- Ambientes corrosivos
- Pozos horizontales o altamente desviados

Características:

- Puede producir tasas de flujo muy altas, desde bajas a medias profundidades.
- Costos de inversión y reparación relativamente altos, particularmente para pozos profundos.
- Adaptable a la automatización.
- Limitación con tamaño de revestidor de producción.
- El diseño eléctrico del cable es el punto más débil.
- La producción de gas disminuye su eficiencia e incrementa los costos.
- Necesita un variador de frecuencia para ajustar la producción.
- Requiere una fuente estable de electricidad.
- Problemas grandes con escamas.
- Requiere “workover” para reemplazar la unidad.

2.3 COMPONENTES DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

El equipo electrosomergible consta de los componentes mostrados en la Figura 4, que son necesarios para transferir la energía para que el pozo produzca.

Algunas de las características para la aplicación del BES en pozos, son las siguientes:

- Altas tasas de producción (Q).
- Alto índice de productividad (IP).
- Baja presión de fondo (P_{wf}).
- Alta relación agua – petróleo y baja relación gas – petróleo (RGP).

En caso que la relación gas-petróleo no sea baja, se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

El diagrama indicado en la Figura 4, describe los componentes esenciales de este tipo de unidad, la cual consta de un motor eléctrico ubicado en la parte inferior del aparejo, el cual recibe la energía por medio de un cable eléctrico proveniente de una fuente ubicada en la superficie. El protector o sección sellante, está localizado arriba del motor y es utilizado para prevenir que los fluidos del pozo entren en él, está ensamblado herméticamente tanto al motor como a la bomba o al separador de gas si éste es necesario para ventear el gas en la instalación.

En su interior, existe un eje cuya función es transmitir el movimiento del motor a la bomba y al separador de gas, permitiendo que la presión del fluido de formación supere el gradiente del fluido y llegue a superficie.

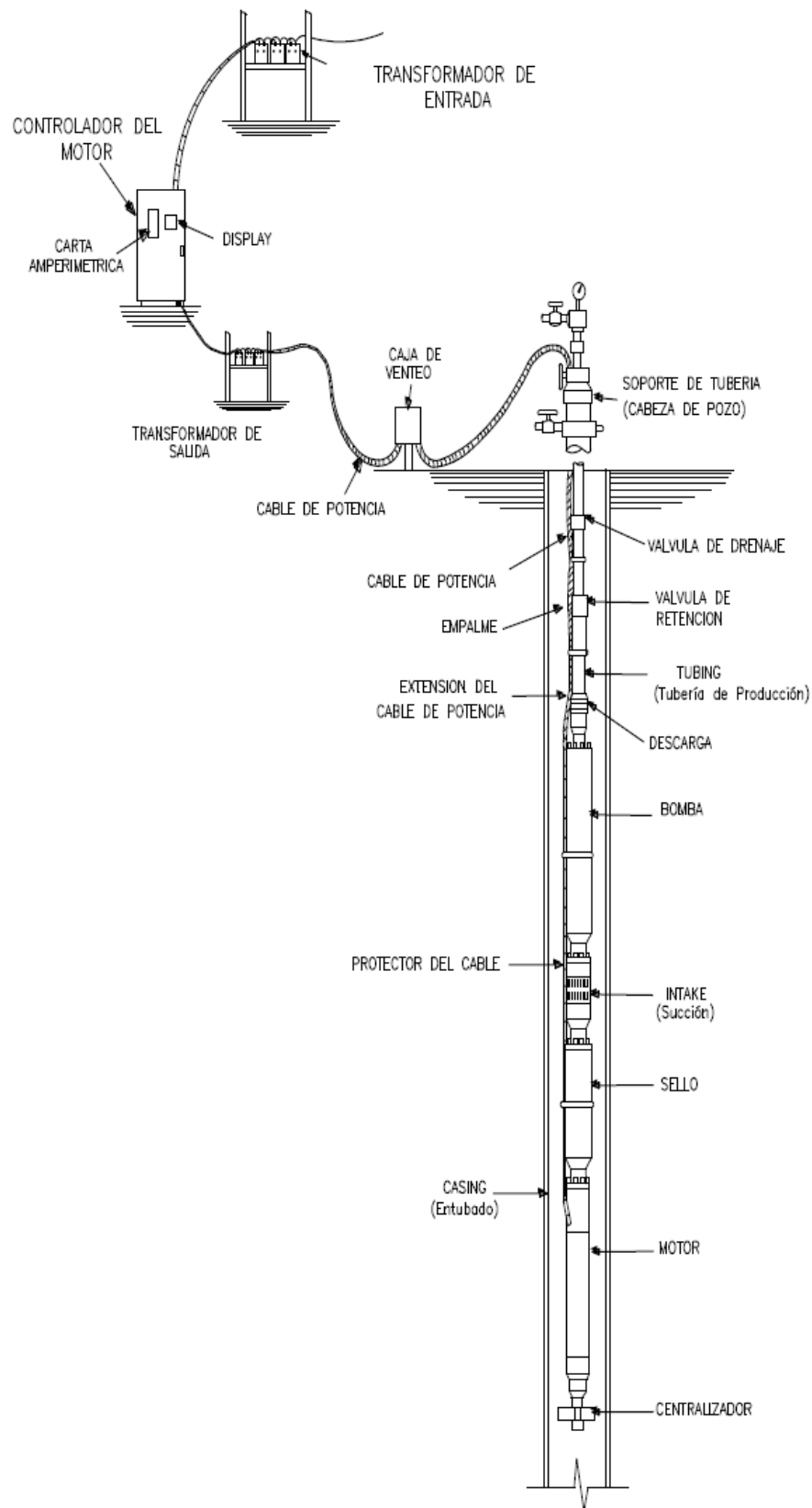


Figura 4. Vista general de los componentes del sistema de BES.

Fuente: (Barragan, 2002).

2.3.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE

2.3.1.1 CAJA DE VENTEO

Es la caja de conexiones del sistema, Figura 5, algunas veces llamadas caja de venteo. Permite conectar el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, cumple las siguientes funciones:

- Proporcionar un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable de pozo.
- Proporcionar un desfogue a la atmósfera para que el gas pueda migrar por el cable de potencia desde el fondo.
- Proporcionar puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos subsuperficiales.

2.3.1.2 TRANSFORMADOR

Son dispositivos electromagnéticos transmisores de potencia eléctrica en modalidad alterna, Figura 5. Son unidades sumergidas en aceite y con autoenfriamiento. Son diseñados para transformar el voltaje al adecuado o requerido para el motor correspondiente. Pueden ser transformadores de una sola fase o trifásicos.

- **Transformador Reductor**

Transformador de potencia encargado de reducir la tensión de la línea de distribución, al nivel de tensión requerida por el variador de velocidad.

- **Transformador Elevador**

Utilizado para elevar la tensión de salida del variador, al valor de alimentación del motor. De esta manera se le puede entregar la potencia necesaria y así aumentar la eficiencia.

2.3.1.3 TABLERO DE CONTROL

Es el componente desde el cual se gobierna la operación del sistema de BES, tiene la capacidad de monitorear el sistema de

producción (Barragan 2002). Existen diferentes tipos de panel de control los cuales dependen de las necesidades del pozo, estos son:

- **Arrancador Directo (Switchboard):** envía directamente la corriente al motor. Cuenta con un sistema de protección de alta o baja carga y con un registrador de amperaje.
- **Arrancador Suave (Soft Starter):** el arrancador suave fue diseñado para reducir los esfuerzos eléctricos y mecánicos que se asocian con el arranque de los equipos de BES para aplicaciones de baja profundidad.

El arrancador suave es similar a un panel de control estándar; fue diseñado para hacer caer el voltaje en los terminales del motor durante la fase inicial del arranque.

- **Variador de frecuencia (VSD):** El variador de frecuencia, Figura 5, o controlador de velocidad permite controlar el flujo en el fondo del pozo. Provee una relación constante entre el voltaje y la frecuencia para mantener condiciones apropiadas de operación.

Los variadores de frecuencia permiten que el motor trabaje a diferentes velocidades, variando la frecuencia de la corriente alterna. La bomba electrosumergible generalmente es poco flexible cuando opera a una velocidad fija; el equipo está limitado a una gama fija de caudales de producción y a una altura de columna dinámica generada que es fija para cada caso.

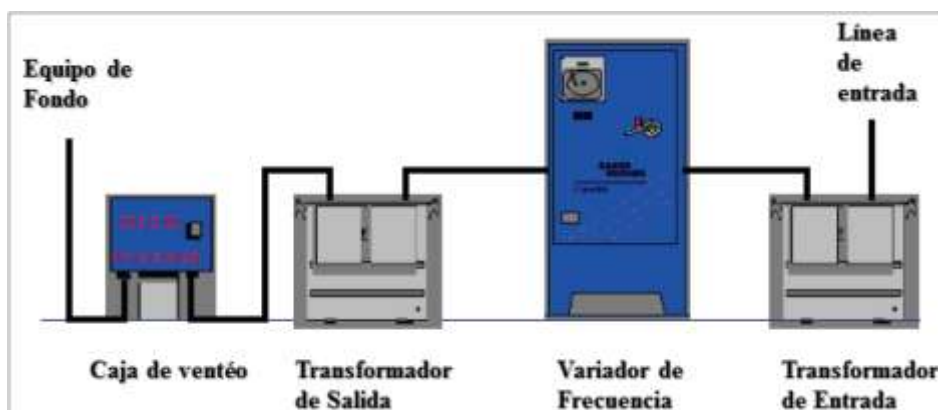


Figura 5. Componentes eléctricos de superficie del sistema BES.

Fuente: (Salazar, 2014).

2.3.1.4 CABEZAL

Soporta todo el peso del equipo de fondo acoplado a la tubería de producción y mantiene el control del pozo entre el anular y el tubing, ver Figura 6. Está diseñado para facilitar el paso del cable y hacer sello alrededor del mismo (Salazar, 2014).

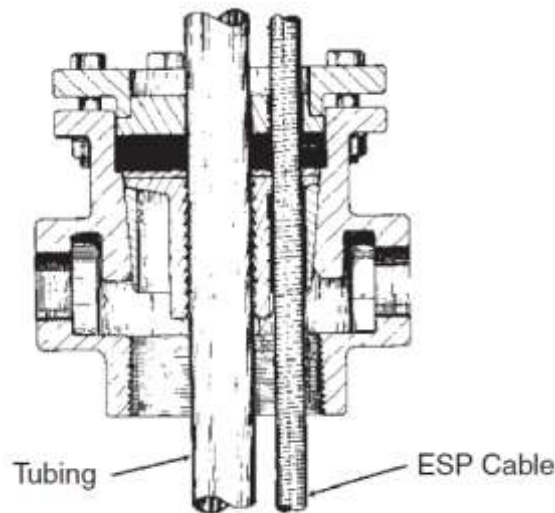


Figura 6. Cabezal

Fuente: (Takacs, 2009).

2.3.1.5 CABLE ELÉCTRICO PARA LA ALTA TENSION

Es la conexión entre la línea de tensión con el transformador primario.

2.3.2 EQUIPOS DE FONDO

2.3.2.1 BOMBA CENTRÍFUGA

Las bombas sumergibles son bombas centrífugas multietapa. Cada etapa de una bomba sumergible consta de un impulsor rotativo y un difusor estático.

El cambio presión-energía se logra cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor, y a medida que el impulsor gira induce un movimiento rotatorio en el líquido.

Existen dos componentes para el movimiento impartido al líquido por el impulsor. Un movimiento es en dirección radial hacia afuera, desde el centro del impulsor; este movimiento es causado por la fuerza centrífuga. El otro movimiento es en dirección tangencial al diámetro externo del impulsor. El resultado de estos dos componentes es la dirección real de flujo.

Las bombas de flujo pequeño tienen generalmente un diseño de flujo radial. En la Figura 7, se puede observar la configuración de este tipo de etapa. Se puede observar que el impulsor descarga la mayor parte del fluido en una dirección radial. Cuando las bombas alcanzan flujos de diseño, del orden de aproximadamente 1.900 [BPD] (300 m³/d) en las bombas serie 400 y del orden de 3.500 [BPD] (550 m³/d) en bombas de mayor diámetro, el diseño cambia a un flujo mixto. La Figura 8, muestra la configuración.

El impulsor en este tipo de diseño de etapa le imparte una dirección al fluido que contiene un componente axial considerable, a la vez que mantiene una dirección radial.

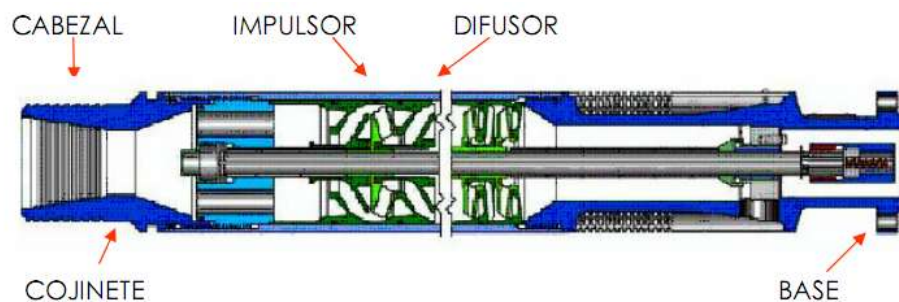


Figura 7. Bomba centrífuga multietapa.

Fuente: (Sanchez, s.f.).

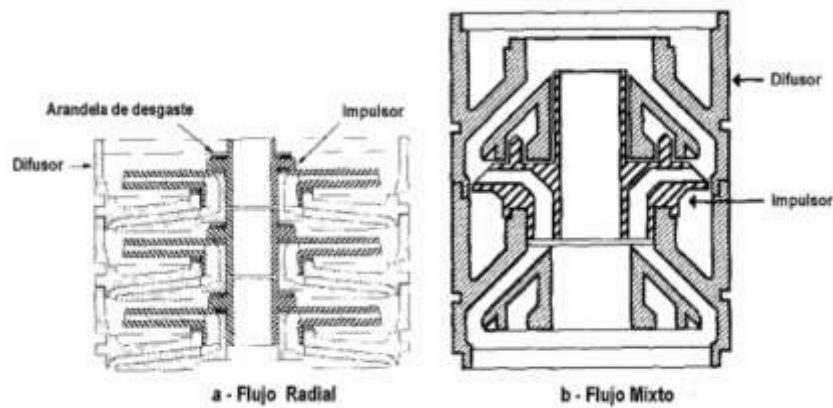


Figura 8. Etapas de bombas centrífugas para diferentes tipos de flujo.

Fuente: (Sánchez, s.f.).

2.3.2.2 HOUSING

Las etapas de la bomba están alojadas en una carcasa de acero aleado. El diámetro interior de la carcasa está aislado de la bomba; la superficie exterior puede tratarse con un recubrimiento especial como protección adicional contra el fluido hostil en el revestidor del pozo.

2.3.2.3 SEPARADOR DE GAS ROTATIVO

El uso de equipos BES en pozos que no tienen una baja relación gas-petróleo ha comenzado a ser algo común a pesar de que la capacidad de una bomba centrífuga para manejo del gas sin bloquearse es limitada. El separador de gas rotativo utiliza la fuerza centrífuga para separar una parte del gas libre (gas que no está en solución) del fluido del pozo antes de entrar en la bomba. La Figura 9, muestra el diseño de un separador de gas rotativo típico.

El fluido entra en el separador y es guiado hacia una cámara centrífuga rotativa por la acción de un inductor. Una vez en el centrifugador, el fluido con la mayor gravedad específica es llevado hacia la pared externa de la cámara rotativa por la fuerza centrífuga, dejando el gas en cercanías del centro. El gas es separado del fluido por medio de un divisor y es expulsado nuevamente al espacio anular del pozo donde

asciende por el mismo. El fluido más pesado se dirige hacia la entrada de la bomba, donde es bombeado hacia la superficie.

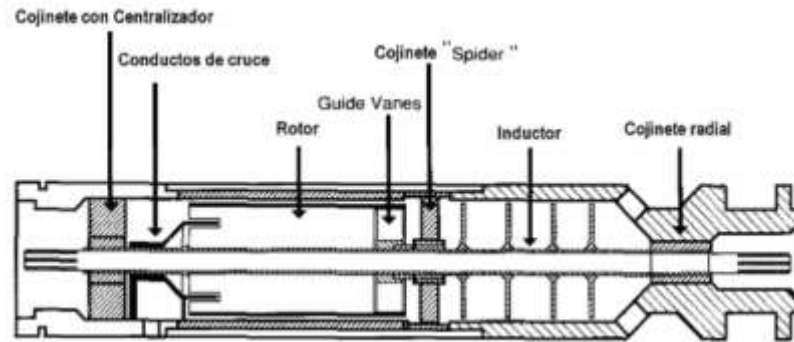


Figura 9. Separador de gas rotativo.

Fuente: (Sánchez, s.f.).

El separador de gas típico tiene un rango de eficiencia entre 50% a 95%. La eficiencia del sistema se ve afectada por el flujo, la composición y las propiedades del fluido. Los dispositivos de separación de gas se conectan frecuentemente en tándem para mejorar la eficiencia total en aplicaciones con elevada cantidad de gas.

2.3.2.4 SELLO

Este componente, ver Figura 10, es también llamado sección sellante, se encuentra localizado entre el motor y la bomba o el separador de gas. Una de sus funciones principales es prevenir la entrada de fluido del pozo hacia el motor y está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido.

Las funciones básicas de este equipo son:

- Permite la expansión del aceite dieléctrico contenido entre el entrehierro del motor.
- Igualar 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 bomba.
- Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo eléctrico.
- Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.

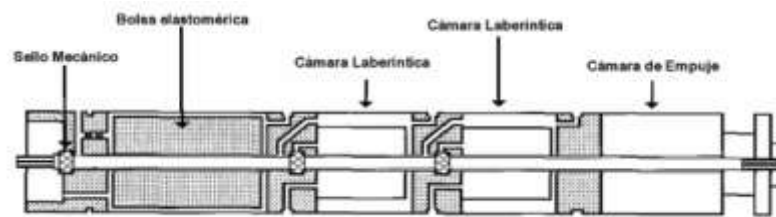


Figura 10. Sección de Sellantes.

Fuente: (Sánchez, s.f.).

2.3.2.5 MOTOR ELÉCTRICO SUMERGIBLE

Los motores eléctricos utilizados para la operación de las bombas electrosumergibles son trifásicos, de dos polos y de inducción, tipo jaula de ardilla. Estos motores se llenan con un aceite mineral altamente refinado que posee alta rigidez dieléctrica. El voltaje de operación de estos motores puede ser tan bajo como 230 voltios o tan alto como 5000 voltios. El requerimiento de amperaje puede variar de 12 a 200 amperios. La potencia requerida se logra simplemente incrementando la longitud, o el diámetro, del cuerpo del motor.

El motor está compuesto de rotores, generalmente de unas 12 a 18 pulgadas de longitud, que están montados en una flecha y localizados en el campo eléctrico (estator) montado dentro de la carcasa de acero. Los motores de un solo cuerpo o sección más largos se aproximan a los 33 pies de largo y pueden tener una potencia de 750 caballos de fuerza. La Figura 11, muestra el ensamble del estator, rotores y eje de un motor sumergible.

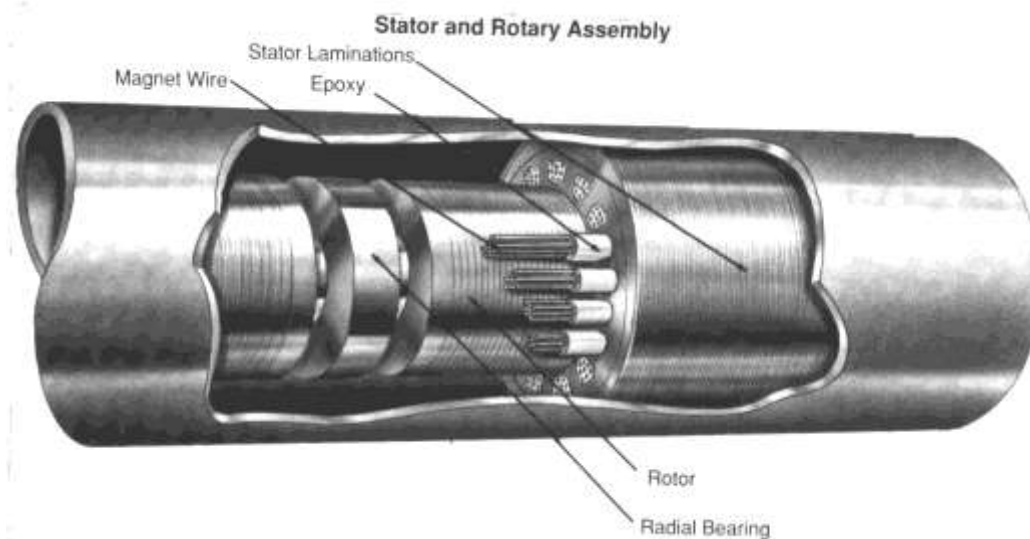


Figura 11. Motor eléctrico sumergible.

Fuente: (Sánchez, s.f.).

El estator está compuesto de un grupo de electroimanes individuales organizados de tal manera que forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán mirando hacia el centro del grupo. Ya que no hay ningún movimiento físico del estator, el movimiento eléctrico es creado por el cambio progresivo de la polaridad en los polos del estator de manera que su campo magnético combinado gira según la frecuencia de la electricidad.

2.3.2.6 SENSOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DE FONDO

El sensor de presión y temperatura, Figura 12, es un equipo que se coloca en la parte final del motor, está constituido por circuitos que permiten enviar señales a superficie, que brindan datos de presión y temperatura en tiempo real.

Se obtienen datos valiosos del comportamiento de la bomba y del yacimiento mediante el empleo de sistemas de detección de la presión y la temperatura en el fondo del pozo. Correlacionando la presión del yacimiento con la producción, un operador puede determinar cuándo es necesario ajustar las condiciones de operación de la bomba y el pozo o

considerar una intervención del pozo para cambiar el tamaño de la bomba.



Figura 12. Sensor de fondo.

Fuente: (Sánchez, s.f.).

2.3.2.7 CABLE DE POTENCIA

La potencia es transmitida al motor electrosomergible por medio de un cable de potencia trifásico, el cual se fija a la tubería de producción, por medio de flejes o con protectores sujetadores especiales. En el fondo se tienen: la extensión del cable plano y el cable de potencia.

La extensión del cable plano posee unas características especiales, por un extremo se encuentra un conector para acoplarlo al motor mientras que en el otro extremo este se empalma al cable de potencia. Mientras que el cable de potencia se extiende desde el tope de la extensión del cable plano hasta la superficie, pegado a la tubería.

Los cables de BES están disponibles en dos configuraciones: redondos o planos. Los cables redondos se utilizan generalmente a lo largo de la sarta de tubería donde el espacio anular no es demasiado crítico y el cable puede encajar entre el diámetro exterior del acoplamiento de la tubería y el diámetro del revestidor. Por otro lado, los cables planos con un requisito de espacio radial mucho menor son necesarios para configuraciones anulares pequeñas o a lo largo de la unidad de BES cuyo diámetro exterior es considerablemente mayor que el de la sarta de tubería.

La construcción de un cable redondo típico y de uno plano se muestra en la Figura 13 y Figura 14, respectivamente.

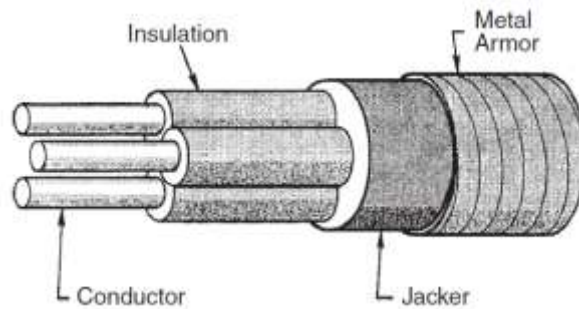


Figura 13. Cable redondo.

Fuente: (Takacs, 2009).

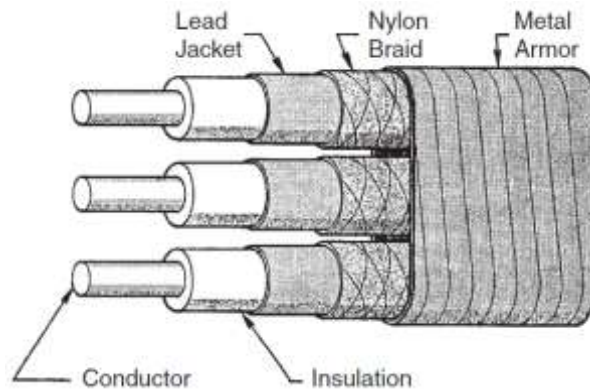


Figura 14. Cable plano

Fuente: (Takacs, 2009).

2.4 SELECCIÓN DEL EQUIPO BÁSICO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

2.4.1 DATOS BÁSICOS REQUERIDOS DEL POZO

Se detalla la información necesaria requerida para el correcto diseño de un sistema de levantamiento artificial por BES. La selección del equipo se fundamenta principalmente en la productividad del pozo, de acuerdo a lo cual se podrá determinar el sistema más eficiente.

La adecuada selección de los equipos de un sistema de BES es crucial para poder conseguir una mayor producción, bajos costos de

levantamiento e incremento de la vida útil del sistema. Para lograrlo es necesario determinar, en primer lugar, la tasa óptima de producción del pozo para el yacimiento en estudio.

De acuerdo a lo indicado por Arcentales (2011), la lista de parámetros básicos requeridos para el proceso de diseño:

1) Datos del pozo:

- a. Diámetro del revestidor
- b. Diámetro y características de la tubería
- c. Profundidad de los disparos

2) Datos de producción actuales:

- a. Presión de cabeza de tubería (THP)
- b. Presión de cabeza del revestidor (CHP)
- c. Tasa de producción deseada
- d. Nivel de fluido dinámico y presión de fondo fluyente (Pwf)
- e. Nivel de fluido estático
- f. Relación Gas/Petróleo (RGP)
- g. Porcentaje de agua y sedimentos (%AyS)
- h. Índice de Productividad (IP)

3) Condiciones de fluido del pozo:

- a. Gravedad específica del agua (GEw)
- b. Gravedad API
- c. Gravedad específica del gas (GEg)
- d. Presión de punto de burbuja (Pb)
- e. Viscosidad del petróleo (μ_o)

4) Fuentes de energía:

- a. Voltaje disponible en la locación
- b. Frecuencia disponible en la locación

5) Posibles problemas del pozo:

- a. Producción de arena
- b. Corrosión
- c. Parafinas
- d. Gas (RGP alto)
- e. Altas temperaturas

2.4.2 SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Una vez determinada la información básica se procede a calcular la información referente a: altura dinámica total (por sus siglas en inglés TDH Total Dynamic Head) y la tasa óptima de producción, con el objeto de realizar la selección de la BES.

De acuerdo a lo indicado por Arcentales (2011), los principales parámetros que determinarán el tipo de bomba que se va a utilizar, son:

- Diámetro de la bomba (Serie de la Bomba).
- La selección del tipo de bomba requerida (Rango Óptimo).
- El cálculo del número de etapas.

2.4.3 SERIE DE LA BOMBA

El diámetro del revestidor es un factor muy importante que se debe tomar en cuenta, ya que la bomba que se seleccione deberá ser de menor diámetro que el revestidor.

Las bombas sumergibles son fabricadas en diferentes diámetros y su serie varía de acuerdo a estos y dependiendo del fabricante.

2.4.4 TIPO DE BOMBA

La diferencia entre las bombas está en el diseño de las etapas, principalmente en la forma e inclinación de los impulsores, esto influye en el levantamiento desarrollado por cada etapa de la bomba.

Para realizar la selección del tipo de bomba, en el diseño, se necesita hacer un análisis de las gráficas que corresponden al comportamiento de cada bomba, donde la tasa de producción deseada debe estar dentro del rango óptimo de operación de la bomba.

2.4.4.1 CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BES

La curva de rendimiento muestra las características de funcionamiento de la bomba, las curvas indican los valores de eficiencia y de la columna hidrostática a la que está sometida una etapa de la bomba para los distintos caudales; como también la potencia al eje de la bomba (Salazar, 2014).

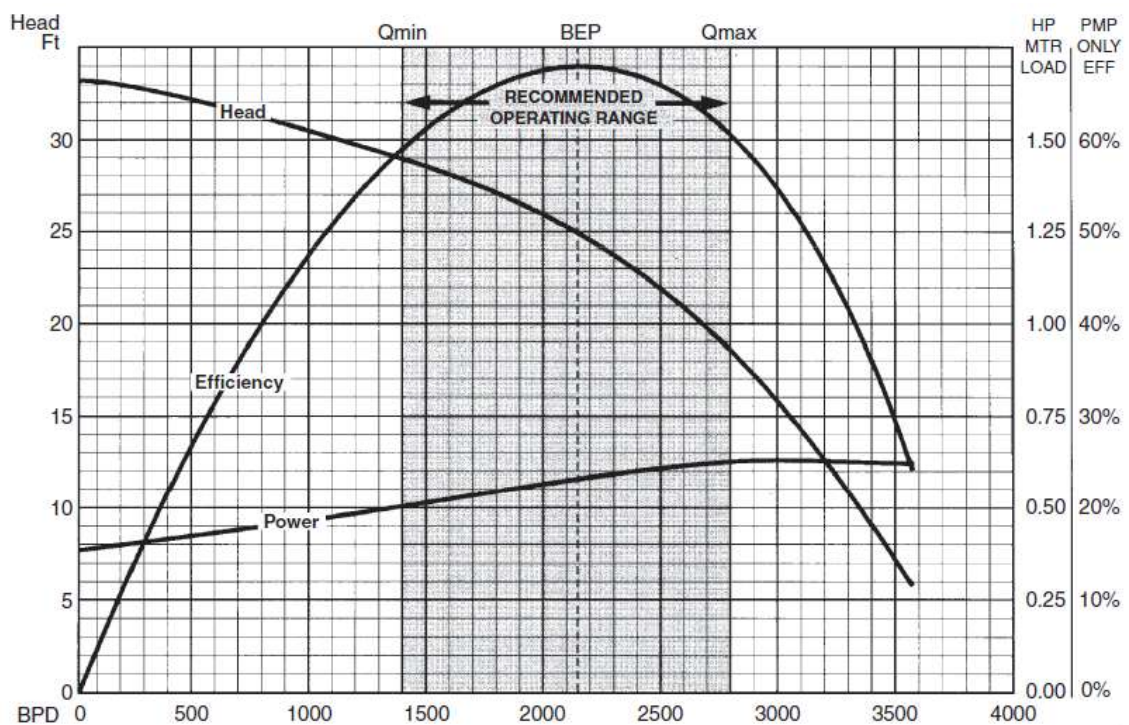


Figura 15. Curva de rendimiento de la bomba (una etapa).

Fuente: (Arcentales, 2011).

En la Figura 15, se pueden identificar los siguientes parámetros:

- **Rango de Operación:** el espacio que se encuentra sombreado muestra el rango de operación que tiene la bomba
- **Curva de la Altura de la Columna (Head Capacity):** indica la altura de fluido que cada etapa puede levantar en función de los barriles por día (BPD) que fluyen en el pozo (Salazar, 2014).
- **Curva de Eficiencia (Pump Efficiency):** muestra la variación de la eficiencia de la BES en función del flujo de BPD. Este parámetro es función de cuan eficiente es la transformación de la energía mecánica en energía hidráulica dentro de la bomba centrífuga para un determinado caudal. Se puede observar un punto de máxima eficiencia.
- **Curva de Potencia (Brake Horse Power):** indica la potencia al eje requerida en HP que cada una de las etapas necesita para que la BES pueda levantar el fluido a las distintas condiciones de operación de la bomba.

2.5 OPTIMIZACIÓN DE OPERACIONES DE BES

Las operaciones óptimas de BES, en un sentido general, ocurren cuando el beneficio de la producción de petróleo es máximo. Dado que en la mayoría de los casos se establece la tasa de bombeo y, por lo tanto, se obtienen los ingresos del petróleo, la optimización del sistema se traduce en alcanzar el mínimo de costos operativos. Sin embargo, los costos operativos están relacionados principalmente con la factura de energía eléctrica que, en muchos casos, puede alcanzar el nivel del costo de inversión inicial ya en el primer año de operación de la unidad. Los costos iniciales de inversión pueden pasarse por alto y solo se consideran los costos operativos en los casos en que: (a) el equipo de un solo proveedor está disponible y (b) se esperan vidas útiles más largas. En tales casos, se alcanzan las condiciones óptimas cuando la eficiencia energética del sistema de BES es máxima. Las pérdidas de potencia en algunos de los componentes del sistema de BES son generalmente insignificantes,

siempre que la selección de esos componentes se haya realizado siguiendo un procedimiento de diseño de instalación adecuado (Takacs, 2009). Estos son:

- Pérdidas hidráulicas insignificantes (a) en la tubería, (b) en el cabezal del pozo y (c) en el separador de gas rotativo (RGS).
- Pérdidas eléctricas insignificantes en equipos de superficie (cuadro de distribución, transformadores, etc.). De lo anterior se deduce que la máxima eficiencia energética del sistema de BES se puede garantizar básicamente mediante el logro de las eficiencias máximas de la bomba y el motor al tiempo que se minimiza la pérdida de potencia en el cable eléctrico. Estos objetivos se logran mediante una selección de equipo adecuada que produce:
 - El uso de la bomba con la mejor eficiencia
 - Un motor correctamente cargado
 - El tamaño adecuado del cable que proporciona costos mínimos de vida útil.

Se puede afirmar que, un diseño de instalación adecuado da como resultado la eficiencia energética óptima del sistema y, por lo tanto, proporciona un mínimo de costos operativos para producir un pozo de petróleo mediante equipos de BES. En contraste, se necesita un análisis económico completo cuando se consideran tanto los costos iniciales como los operativos.

Entre los costos operativos, se encuentra el monitoreo del sistema, proceso que permite hacer seguimiento a través de la información recolectada.

2.6 MONITOREO DE OPERACIONES DE BES

Suponiendo que se haya realizado un diseño adecuado y una instalación sin problemas del equipo de BES, el rendimiento del sistema de BES y la probable vida útil dependen en gran medida del operador. Con el fin de garantizar las operaciones más rentables, algunos

parámetros clave deben ser monitoreados continuamente y el análisis de estos parámetros permite una evaluación de la condición real del equipo y proporciona una forma de anticipar posibles problemas.

Según Takacs (2009), los tres parámetros operativos más importantes que se deben monitorear regularmente junto con sus posibles valores de diagnóstico son los siguientes.

- Tasa de producción de líquido a partir de mediciones de superficie.
 - Permite determinar el punto de funcionamiento de la bomba en la curva de rendimiento.
 - Es el primer indicador de problemas en el fondo del pozo, como el desgaste del equipo, fugas, etc.
 - El cambio en el flujo de entrada del pozo se puede detectar fácilmente a partir de la tendencia de la tasa de líquido.
- Corriente del motor de la carta amperimétrica.
 - Cualquier cambio en la bomba, el pozo o el sistema eléctrico se indica en la corriente consumida por el motor de la BES.
 - Se detectan tendencias en la carga del sistema de BES.
 - Se pueden notar daños en el motor causados por problemas eléctricos o mecánicos.
 - Se pueden rastrear los cambios en las propiedades del fluido producido.
- Presión de admisión de la bomba (PIP) calculada a partir de un registro acústico.
 - Los cambios en PIP indican cambios en el rendimiento de la bomba, la entrada de pozos o la integridad de la instalación.
 - La comparación de los PIP medidos con los valores de diseño proporciona información sobre la precisión del diseño de la instalación.
 - La operación cíclica se puede anticipar a partir de los registros PIP.

El monitoreo del sistema de BES ha evolucionado a lo largo de los años. El uso de cartas amperimétricas para medir y registrar la corriente tomada por el motor de fondo de pozo fue la solución más temprana y más simple para diagnosticar sistemas de BES. Incluso hoy en día, la mayoría de las instalaciones en tierra utilizan solo el amperímetro y los registros acústicos debido a los moderados costos de reparación. Sin embargo, los pozos en alta mar dependen en gran medida de mediciones sofisticadas de fondo de pozo (por sus siglas en inglés DHM Down Hole Measurement). Aunque las unidades DHM pueden ser bastante caras en comparación con el resto del sistema, los tiempos de pago típicos para las tasas moderadas de líquidos son solo días. Estas unidades no solo mejoran la precisión de los parámetros de producción más importantes, sino que permiten la aplicación de controles avanzados del sistema nunca antes posibles con simples mediciones de amperímetro. Las unidades DHM se están extendiendo cada vez más y muchas de las nuevas instalaciones de BES las tienen.

2.6.1 CARTA AMPERIMÉTRICA

Una carta amperimétrica es una gráfica polar de corriente del motor que permite el registro de valores por lapsos de hasta un día. Esta gráfica posee una escala de amperaje en orden creciente desde el centro hacia afuera con subdivisiones cada 10 A, de igual forma, su perímetro está subdividido en horas, que aumentan en sentido horario (Zambrano, 2020).

La carta amperimétrica registra el amperaje del motor electrosumergible, es una de las herramientas más valiosas que sirve para realizar el monitoreo de operación de los pozos. La carta amperimétrica permite al operador detectar rápidamente cambios en el comportamiento normal del pozo, lo cual puede ser un indicio de problemas operacionales a futuro.

- **Operación Normal**

En condiciones ideales, el motor de la BES desarrolla su potencia nominal que es suficiente para elevar la tasa de líquido diseñada contra la

TDH en la tubería del pozo. Las corrientes extremadamente altas en el arranque son normales y duran solo una fracción de segundo y no dañan gravemente el equipo (Zambrano, 2020).

El funcionamiento correcto se indica mediante una curva uniforme y suave a un nivel de corriente constante durante largos períodos, ver Figura 16.

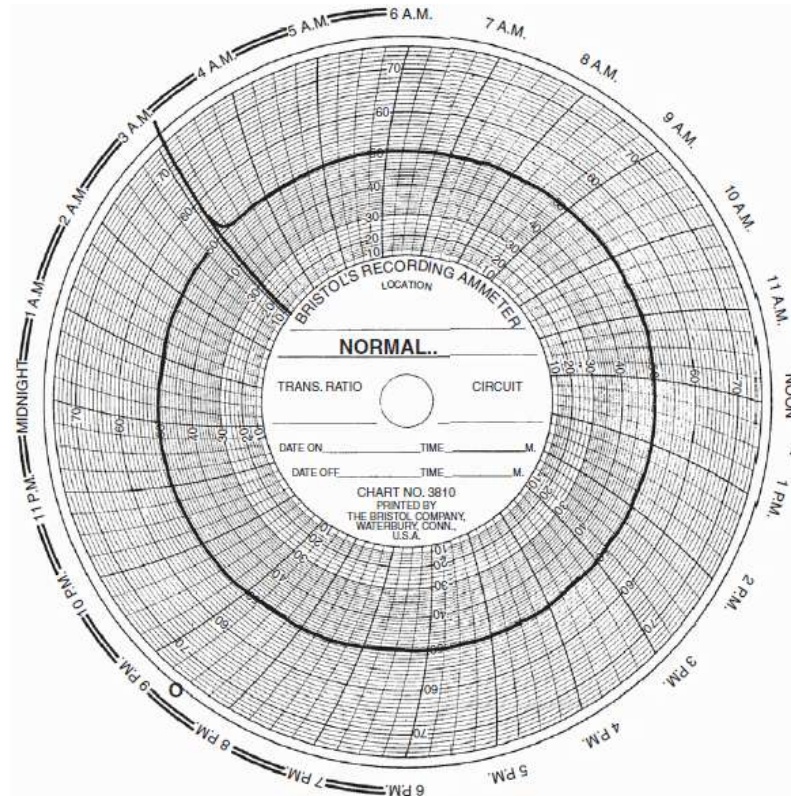


Figura 16. Carta amperimétrica, Operación Normal

Fuente: (Takacs, 2009).

2.7 ANÁLISIS DE FALLAS

La falla del BES, según Alhanati y col. (citados por Abdelaziz, 2017), se refiere a que la bomba deja de funcionar (terminación de su capacidad de bombear fluido a la superficie). El modo de falla describe la manera observada de la falla (por ejemplo: no hay flujo en la superficie o la corriente medida del motor es alta). El modo de falla se determina antes de extraer la BES. La identificación del elemento fallido en el componente

de la BES (por ejemplo, eje del motor o MLE (extensión del cable del motor)) y su descripción de falla (mecánicamente roto o cortocircuito eléctrico) se puede realizar parcialmente en el sitio del equipo durante la extracción (por ejemplo, realizar una medición de resistencia de fase) y más ampliamente durante el desmontaje de la BES.

El análisis de fallas concluye cuando se determina la causa raíz exacta de la falla, que a su vez se refiere a factores ambientales u operativos que conducen a una falla particular. Alhanati y col. (citados por Abdelaziz, 2017), enumeran todos los modos de falla relacionados con el BES, elementos con falla, descriptores de falla y causas raíz de falla. La práctica recomendada API (RP) 11S1 establece códigos de falla para cada mecanismo de falla, una nomenclatura estándar de fallas para el informe de extracción de la BES.

2.8 ESTADO DEL ARTE

El estado del arte es una investigación documental que tiene como objetivo recuperar y trascender el conocimiento acumulado sobre un objeto de estudio específico. Posibilita la comprensión crítica sobre el conocimiento de un fenómeno con el fin de generar nuevos conocimientos y comprensiones. Permite adoptar o desarrollar una perspectiva teórica a partir de la revisión, análisis crítico e interpretación de documentos existentes.

A continuación, se describen los principales artículos que representan los objetivos de esta investigación.

Awaid, A. y col. (2014). Vigilancia de pozos BES mediante análisis de reconocimiento de patrones, pozos de petróleo, Petroleum Development Oman.

Petroleum Development Oman (PDO) administra unos 850 sistemas de BES dispersos en los campos Norte y Sur. Todos los pozos con BES tienen sensores de fondo de pozo en tiempo real que miden las presiones de admisión y descarga, las temperaturas de admisión y del

motor, las vibraciones y las fugas de corriente. Los campos productores de petróleo están equipados con un sistema de transmisión de datos en tiempo real donde se miden: en el fondo del pozo, las presiones y temperaturas de admisión y descarga de la bomba, y en la superficie, el voltaje, amperios y frecuencia, se transmiten directamente desde el sitio del pozo a las estaciones de recolección, salas de control central e incluso al escritorio de los ingenieros.

En la actualidad, PDO está implementando una herramienta inteligente integrada que supervisa, controla y optimiza la producción de petróleo y el rendimiento del BES para las diversas disciplinas involucradas en la producción y optimización de petróleo. Sin embargo, para habilitar estos sistemas modernos de vigilancia de pozos, que a menudo producen una cantidad abrumadora de información y los datos pueden ser engañosos o difíciles de interpretar, establecer el reconocimiento de patrón de los datos de tendencias en tiempo real es clave para que el software sea lo suficientemente inteligente como para ser eficaz en los lugares de trabajo.

Este artículo demuestra cuán precisamente se puede predecir el rendimiento de BES, pozo y yacimiento a partir de relaciones físicas simples y cómo se relacionan con las tendencias de los datos de superficie y fondo de pozo.

Se presentan tendencias y análisis de reconocimiento de patrones para problemas comunes tales como orificios en la tubería, cierre en la superficie, desgaste de BES bloqueo en la entrada de la bomba, desechos en la bomba, eje roto, cambio en la presión del yacimiento, bloqueo en las perforaciones, etc. La comprensión de estas tendencias permite la configuración correcta de alarmas y disparos y ayuda en la implementación del sistema de vigilancia y diagnóstico de pozos semiautomatizados que se está implementando actualmente en la compañía. Se incluye una hoja de verificación de análisis de reconocimiento de patrones para permitir a los usuarios interpretar

rápidamente las tendencias de datos y diagnosticar pozos, y problemas de rendimiento del BES y del yacimiento.

¿Por qué es necesario el análisis de reconocimiento de patrones?

Cuando se observa la tendencia histórica de las fallas del BES, la mayoría de las fallas son repetitivas; es bien sabido que la mayoría de las fallas del BES observadas se han visto en el pasado. Todavía se pasa un tiempo tremendo (días a una semana) para confirmar una falla o, en algunos casos, incluso para diferenciar entre una falla y un disparo. Al desarrollar un patrón analítico, técnico y matemático probado para todas las fallas y disparos comunes en la operación de BES de PDO, las fallas se identificarán e incluso podrán predecirse más rápido para una reacción rápida y una solución óptima. Además, el reconocimiento de patrones permitirá a los ingenieros monitorear gran cantidad de datos en un campo particular para un grupo de pozos.

Casos comunes de BES (pueden ser causas de falla)

Durante las operaciones de BES, hay una serie de cambios que pueden ocurrir en el fondo del pozo o en la superficie que pueden alterar el funcionamiento normal de BES y que al final pueden causar un disparo o una falla. Estos cambios pueden ser mecánicamente; hidráulica o eléctricamente, y puede estar en la superficie; en la tubería / equipo de BES o incluso en el yacimiento. Algunas de estas desviaciones pueden mejorar el rendimiento de BES en términos de producción. Después de operar estos campos durante muchos años con los mismos yacimientos y características de fluidos; y después de experimentar varios tipos de fallas al hacer coincidir las tendencias de datos en tiempo real, el patrón se derivó de varios casos comunes.

Casos de reconocimiento de patrones

PDO ha identificado 12 casos que pueden derivar un patrón único específico en términos del cambio de los parámetros medidos (variables)

que se pueden utilizar para analizar los BES como parte del diagnóstico de BES. Estos casos de patrones identificados se enumeran a continuación:

1. Eje roto
2. Agujero en la tubería
3. Bloqueo en la entrada de la bomba
4. Bloqueo en perforaciones
5. Incremento en el corte de agua
6. Cierre en superficie
7. Bloqueo en las etapas de la bomba
8. Aumento de la presión del yacimiento
9. Aumento de gas libre en la admisión de la bomba
10. Desgaste en las etapas (erosión)
11. Aumento de frecuencia
12. Válvula abierta (disminución de WHP)

AL-Awaid, A. y col. (2017). Mejores prácticas en las operaciones: resolución de problemas y optimización en sitios de pozos, campos petroleros del sur de Omán.

Tras un diagnóstico exhaustivo utilizando datos en tiempo real, la comprensión de la condición del pozo, las características del fluido, la naturaleza de los disparos y los valores del disparo, los pozos se visitaron nuevamente, y los procedimientos fueron revisados y alterados para que coincidan con la condición y configuración general del pozo.

Se adoptó la misma metodología para identificar los pozos para la optimización al combinar el conocimiento de las tendencias en tiempo real medidas en el subsuelo con los parámetros y la capacidad de la superficie, mientras que la tendencia con los pozos cercanos en yacimientos del mismo tipo resultó en la identificación de las oportunidades de optimización.

Este enfoque modificado en las actividades de resolución de problemas de BES para devolver los pozos de BES disparados a la producción, lo que ha provocado el aplazamiento del petróleo, actualmente ha ahorrado pocas operaciones de reparación, ahorrando así el costo de intervención del pozo y ha minimizado el aplazamiento a casi cero m³/d. Además, estas actividades mejoradas de resolución de problemas han dado como resultado el establecimiento de recomendaciones de procedimientos adecuados para el propósito que permitieron trabajar con actividades de resolución de problemas desafiantes. Además, las oportunidades de optimización identificadas han aumentado la tasa de producción a dos veces en algunos pozos de BES.

Se estudiaron las principales actividades realizadas en el sitio del pozo para reactivar los pozos de los campos de Oman South Oil declarados fallidos. Dentro de ellas se encuentran las siguientes:

- “Modified back flush procedures”: bombear el fluido a través del anular, mientras que la BES está funcionando. Esto se hace con cuidado durante la comprobación de la carga superficial en el controlador.

Las frecuencias y el estrangulador se varían hasta que esté bien estabilizada para determinar oportunidades de optimización. Este enfoque ha dado lugar a iniciativas de mejora a través de PDO, a saber:

- Revisar las alarmas y la configuración de disparo para que coincidan con las características de cada pozo, subsuelo y

superficie, en lugar de utilizar la práctica actual "estándar" para todos los pozos de BES, que crean falsas alarmas / disparos.

Abdelaziz, M. y col. (2017). Análisis de datos BES: predicción de fallas para mejorar el rendimiento de la producción.

El objetivo de este estudio fue evaluar el valor del Análisis de Componentes Principales (ACP) como una herramienta para detectar fallas en el desarrollo de BES y predecir el tiempo de operación restante antes de la falla.

Se utilizaron datos históricos completos de cinco instalaciones con BES. Para cada instalación, se seleccionó una región estable para construir un modelo basado en ACP, que luego se usó para encontrar proyecciones para todo el conjunto de datos en los ejes de componentes principales. Se correlacionaron los datos proyectados con los datos originales para extraer las conclusiones del estudio.

Se desarrolló una herramienta MATLAB para admitir la visualización de datos y ayudar a correlacionar los clústeres de Componentes Principales (CP) con los datos originales. A continuación, se presenta un resumen de las características de la herramienta MATLAB:

1. Vista de datos originales: permite importar y visualizar el conjunto de datos en su formato original.

2. Filtración y preparación de datos: admite la selección de regiones estables de datos y el filtrado de información faltante o los valores cero.

3. Análisis de CP

4. Vista de los resultados de ACP: genera gráficos cruzados de los componentes principales.

5. Códigos de correlación cruzada: proyecta observaciones seleccionadas de la vista de datos original al espacio de CP.

Este estudio concluyó que el ACP tiene potencial para ser utilizado como una herramienta para identificar cambios dinámicos en el sistema con BES y, por lo tanto, para detectar el desarrollo de problemas de BES.

Al Shuwaikhat, H. y col. (2017). Enfoque innovador para prolongar la vida útil del BES utilizando modelos algorítmicos.

Los grupos de levantamiento artificial (Artificial Lift Teams o ALT), tienen la tarea de mejorar el programa de vigilancia, optimizar el rendimiento del BES y mejorar las prácticas de BES que llevan a prolongar la vida útil del sistema.

El ALT ha desarrollado una metodología optimizada y un sistema de monitoreo que integra todos los parámetros y variables de BES en una plataforma asimilada. El sistema tiene la capacidad de realizar un proceso de diagnóstico, optimizar la producción, alerta de predicción de seguimiento y disparo de BES, panel de control con tasas de producción y descripción general de campo para proponer una acción correctiva inmediata.

El objetivo principal de esta metodología que utiliza modelos algorítmicos es disminuir la producción diferida, unificar los datos operativos utilizando una plataforma integrada, minimizar el tiempo de inactividad y optimizar la producción en un enfoque de algoritmo en tiempo real.

La mayoría de los análisis de BES y la resolución de problemas se basan en los parámetros eléctricos y las variables de fondo de pozo que conducen a predecir el rendimiento de BES y del pozo, junto con la prevención de fallas prematuras del sistema. Durante las operaciones con

BES, se miden varias variables para obtener un proceso de monitoreo adecuado, que incluyen, entre otras:

- Variables de cabezal de pozo: temperatura, presión e índices de inyección química en la superficie y el subsuelo.
- Variables eléctricas: consumo de corriente del motor y voltaje.
- Variables de fondo de pozo: P_i , P_d , temperatura de admisión de la bomba (T_i), vibración y fugas de corriente.

Por otro lado, los procesos de monitoreo y solución de problemas dependen de tres niveles variables y de observación, de la siguiente manera:

- Nivel básico: consiste solo en parámetros eléctricos que incluyen voltaje, corriente del motor y niveles de fluido.
Aunque, estas variables se consideran análisis de diagnóstico básicos, son muy vitales para evaluar la BES con los hallazgos iniciales para predecir las fallas.
- Nivel medio: consiste en datos de sensores de fondo de pozo con P_i y T_i que podrían proporcionar una tendencia para identificar el próximo curso de acciones.
- Nivel alto: consta de datos avanzados de sensores de fondo de pozo con P_i , P_d , temperatura del motor (T_m), T_i , vibración (Vib) y fugas de corriente que se consideran la resistencia de la evaluación BES para una vida útil óptima del sistema.

El ALT ha desarrollado el ESP M&SS (Electrical Submersible Pump Monitoring and Surveillance System) con el objetivo de optimizar y monitorear la metodología utilizando modelos algorítmicos. Este sistema integra todos los parámetros y variables de BES y es capaz de diagnosticar, detectar, analizar y optimizar el rendimiento de BES junto con las tasas de producción específicas de cada pozo. Estos parámetros contribuyen a prolongar la vida útil de BES. El propósito es monitorear el rendimiento de BES con alertas activadas y eliminar los disparos por baja o alta carga.

Este artículo presenta una metodología innovadora, que se está utilizando actualmente, que dio como resultado la optimización de la producción mensual, la eliminación de la producción diferida, la unificación de los datos de BES operativas, la integración de una plataforma independiente de BES, la activación de indicadores, el envío de alertas, la minimización del tiempo de inactividad de BES y la optimización de los costes de mantenimiento de BES. El sistema llevó a mejorar las operaciones diarias de BES y prolongar su vida útil.

Sawaryn, S. y col. (2002). Análisis y predicción de fallas de bombas sumergibles eléctricas en el campo Milne Point, Alaska.

Las BES son el método de levantamiento predominante utilizado en el campo Milne Point, Alaska, donde los datos se han incorporado a un simulador de fallas basado en computadora que utiliza técnicas de Monte Carlo para simular las tasas de falla. Los valores numéricos para los parámetros estadísticos se incluyen con los detalles del simulador.

El simulador se utiliza como una herramienta de planificación para establecer cambios en la utilidad de la plataforma, la pérdida de producción y las estrategias de reemplazo de BES en un entorno de bajo presupuesto. También se utiliza para evaluar las mejoras, asegurar condiciones comerciales y opciones de compra de BES.

Samanta, B. y col. (2003). Análisis de fallas de las placas de bloqueo del sello en bombas eléctricas sumergibles.

El artículo presenta resultados experimentales para examinar diferentes opciones de configuración para placas de bloqueo en un tipo de sello de la junta del sistema de BES de alta potencia, que ha fallado durante el funcionamiento. Se resumen los resultados de los ensayos mecánicos y metalúrgicos, resistencia mecánica y análisis de vibración, junto con las recomendaciones apropiadas.

Bailey, W. y col. (2018). Cómo los datos de la reutilización de componentes de bombas eléctricas sumergibles pueden ayudar a predecir fallas del sistema.

Se aplicó un estudio estadístico con extensiones del análisis de supervivencia semiparamétrico (AS) a un componente individual del sistema de BES.

Con las extensiones a la formulación estándar, se demuestra el procedimiento de análisis considerando un componente específico de un sistema de BES (un motor) de tal manera que se puedan acomodar las variables informativas y las variables dependientes del tiempo. Se hace un seguimiento de este motor desde su primer despliegue, y posteriores redistribuciones, en diferentes sistemas de BES para proporcionar una estimación de cómo su reutilización afecta la vida útil de BES. También se discuten las limitaciones del modelo y la aplicabilidad.

Armacanqui, S. y col. (2017). Reducción de los costos de operación (OPEX) y aumento del aplazamiento de la producción de petróleo y prevención de fallas de bombas con un sistema de monitoreo de pozos rentable.

Se desarrolló un sistema de monitoreo de pozos en tiempo real, que es rentable y fiable. Permite obtener la recopilación de datos obtenidos en tiempo real.

El sistema utiliza componentes electrónicos de bajo costo y una red de comunicación de bajo costo. El sistema tiene el objetivo de reducir las caídas de producción y las fallas de los equipos de levantamiento artificial; mediante la implementación de un sistema que genera alertas de acuerdo con los parámetros monitoreados.

Entre las ventajas de este sistema se encuentra el bajo precio y la efectividad; ya que utiliza componentes electrónicos de bajo costo y una red de comunicación económica. Los principales componentes

electrónicos utilizados, son el controlador Arduino y el transmisor de información inalámbrico que utiliza el ancho de banda libre del mundo: 2.4GHz, que permite programar una red de comunicación más efectiva (Red ZigBee); la alimentación se basa en células fotovoltaicas (5V). La tecnología de red ZigBee logró su objetivo de mantener todos los puntos interconectados. El alcance limitado de los transmisores (1500 m) se superó mediante el uso de puntos de red interconectados, que pueden construir una red para cubrir todo el campo. El prototipo probado estaba compuesto por cuatro puntos en una estación de transmisión, simulando una sala de control.

Al-Bimani, A. y col. (2008). Sistema de bombeo eléctrico sumergible: lucha por una mejora sostenible de la vida útil en los campos petrolíferos de Omán.

La BES es una forma de sistema de levantamiento artificial que se usa mucho en los pozos de petróleo de la compañía PDO. PDO administra unos 800 sistemas de BES dispersos en los campos Norte y Sur, que se espera que crezca un 50% en el plan comercial de los próximos cinco años.

Durante los últimos años, la vida útil acumulada promedio de BES se ha mejorado estadísticamente en + 5% anual, donde algunos campos individuales superan los 1280 días, lo que se atribuye a la supervisión estructurada del rendimiento, el análisis agresivo de la causa raíz de las fallas e implementación de medidas correctivas a través de esfuerzos conjuntos entre PDO y sus proveedores de BES. Además de ser el líder en desempeño de BES entre las principales compañías operativas, PDO continúa enfocándose en la gestión de BES para seguir mejorando y reducir el costo del ciclo de vida; aumentar el tiempo de actividad de los sistemas de BES y maximizar los ingresos por petróleo.

El artículo comienza ilustrando el modelo de ciclo de vida de BES adoptado por la empresa, que garantiza que las oportunidades se

escaneen bien en todas las etapas; es decir, desde la selección, el diseño, la adquisición, el monitoreo, hasta el análisis de fallas y el ciclo de mejora que ayudó a lograr la vida útil a largo plazo.

El documento describe las áreas con ejemplos tangibles en los que PDO ha realizado un gran esfuerzo para mejorar la vida útil del sistema de BES, por ejemplo, hidráulicamente; punto de vista eléctrico y mecánico. Se discuten las áreas que necesitan más mejoras para sustentar y mejorar aún más la vida útil general del BES, desde los aspectos técnicos, contractuales hasta organizativos. En la parte contractual, el artículo discute las mejoras planificadas durante el período del contrato de arrendamiento de BES adjudicado desde principios de 2008 para reducir el costo del ciclo de vida, mejorar la confiabilidad del equipo y mejorar la vida útil alineando los objetivos del fabricante de PDO y BES.

El artículo concluye señalando el desempeño logrado hasta la fecha y los desafíos futuros para obtener lo mejor de los sistemas de bombas sumergibles eléctricas, que actualmente producen alrededor del 38% del petróleo neto de la Compañía.

Dholkawala, Z. y col. (2012). Desde las operaciones hasta el análisis de escritorio y la implementación de campo: optimización de pozos y optimización de BES para aumentar la producción en el campo Cliff Head.

Se desarrolla el campo petrolero Cliff Head (en alta mar en Australia Occidental) con un sistema innovador de levantamiento artificial de BES desplegado con tubería continua (coiled tubing). El artículo describe el proceso por el cual el BES y datos de pozos, junto con un buen desempeño de software de modelado de desempeño de pozos, ha sido utilizado como una poderosa herramienta para diagnosticar problemas de buen rendimiento y optimizar la producción. Las tendencias

de producción se crearon sobre la base de datos de producción en tiempo real para comprender el rendimiento del BES.

Este artículo describe cómo los datos de campo y las herramientas de escritorio se combinaron con éxito para monitorear y diagnosticar problemas de buen rendimiento para ofrecer mejoras en la producción.

La Figura 17 es un diagrama de bloques del proceso de transmisión, almacenamiento y captura de datos para los datos de BES de Cliff Head. Los datos registrados en el fondo del pozo por los medidores en el sistema de BES se enrutan mediante un rack de interfaz a un servidor en alta mar. Este servidor transmite los datos de fondo de pozo al sistema de control de procesos (PCS). El PCS proporciona una interfaz hombre / máquina (HMI), lo que permite a los operadores de campo controlar de forma remota varias actividades relacionadas con los pozos y procesos en tierra desde la sala de control. También muestra las tendencias de producción en vivo. Los datos se transfieren a ASP en tierra por un cable de fibra óptica y se almacenan en un historial de datos para su recuperación futura.

Finalmente, los datos se transmiten a las computadoras personales (PC) externamente a través de un firewall. El equipo de BES (compuesto por el administrador de activos, el gerente de operaciones, el ingeniero de yacimientos, el ingeniero de producción, el ingeniero de servicios de pozos, el proveedor de BES y otro soporte externo especializado) puede ver y descargar los datos solo a través de esta configuración y no tiene acceso para controlar varios procesos.

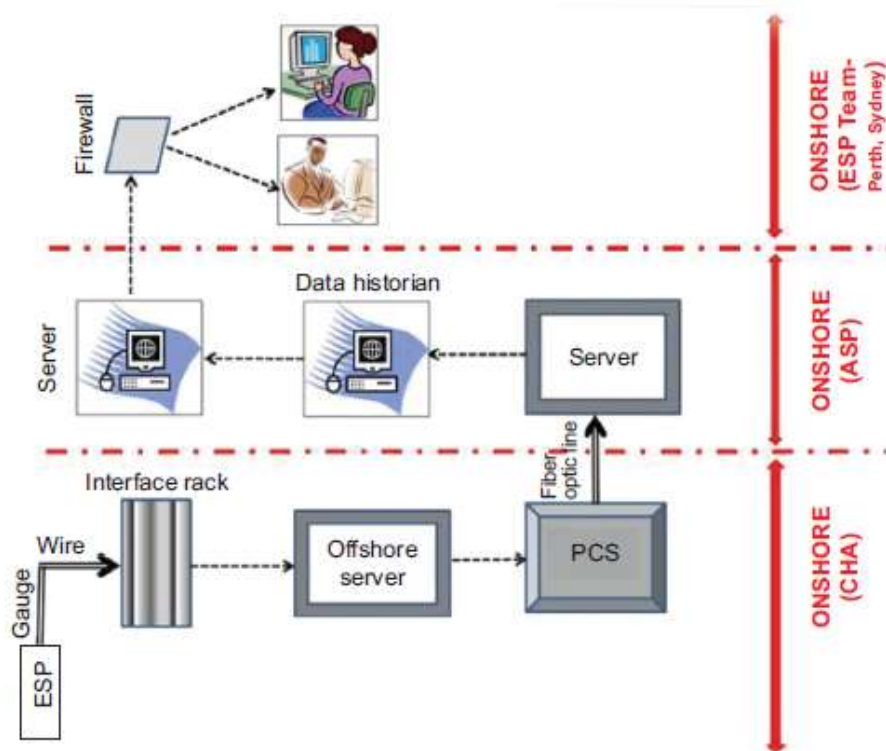


Figura 17. Esquema de vigilancia de BES en Cliff Head.

Fuente: (Dholkawala y col, 2012).

La clave para un rendimiento de BES efectivo es emplear un enfoque integrado [es decir, la combinación correcta de individuos (equipo de BES) y herramientas (tendencias de producción, DHT y análisis nodal)]. Para el campo Cliff Head, este esfuerzo sinérgico ha llevado a lo siguiente:

- Detección del rendimiento subóptimo de BES, cuya corrección hasta ahora ha aumentado las tasas de producción de petróleo en dos productores en 48 y 17%, respectivamente.
- Eliminación de cuellos de botella por dimensionamiento óptimo de BES, con el potencial de aumentar la producción de campo hasta en un 50%.
- Superar y / o mitigar los efectos de las restricciones operativas.
- Mejor comprensión de los efectos del comportamiento del reservorio en el rendimiento de BES.

Han, G. y col. (2015). Monitoreo y diagnóstico en tiempo real de bombas sumergibles eléctricas.

Este artículo resume las características típicas más comunes de diferentes fallas de equipos de fondo de pozo con BES, proporciona un enfoque novedoso para detectar esos problemas de manera sistemática y automática. El sistema de gestión desarrollado incorpora datos actuales del BES en tiempo real e interpreta la carta amperimétrica mediante análisis de redes neuronales, que ha sido probado en más de 900 pozos. También se derivan las soluciones analíticas para el análisis de restauración de presión de cabezal como un complemento al análisis de redes neuronales. En consecuencia, este modelo puede detectar problemas de fondo de pozo que no pueden ser identificados por la carta amperimétrica.

Para ello, se propone el análisis de restauración de presión de cabezal basado en derivaciones analíticas (conservación de masa y curva de rendimiento de BES) para pozos de levantamiento por BES, mediante las ecuaciones que se presentan a continuación:

El volumen total en la tubería por encima de la BES puede expresarse como la Ecuación 1. Las variables de las ecuaciones se definen en la Nomenclatura inicial.

$$V_t = V_l + V_g$$

Ecuación 1. Volumen en tubería

Donde:

- V_t : volumen de mezcla al comienzo de la prueba de acumulación de presión en la boca del pozo, m^3 .
- V_l : volumen de líquido al comienzo de la prueba de acumulación de presión en la boca del pozo, m^3 .
- V_g : volumen de gas al comienzo de la prueba de acumulación de presión en la boca de pozo, m^3 .

Debido a que a la profundidad de interés (condición in situ), se puede suponer que la temperatura del líquido y del gas es la misma, el volumen de gas en solución es:

$$V_g = R_t (1 - f_w) \times V_l \times p_o/p_{t0}$$

Ecuación 2. Volumen de gas en solución

Donde:

- R_t : relación de la producción gas-líquido m^3/m^3
- f_w : corte de agua, %.
- P_o : presión atmosférica estándar, 01013MPa.
- P^{t0} : presión en la boca del pozo al comienzo de la prueba de acumulación de presión en la boca del mismo, MPa.

Sustituyendo la Ecuación 2 en la Ecuación 1 y expresando en términos de profundidad de ajuste de la bomba, se tiene:

$$V_l [1 + p_o \times R_t(1 - f_w)/p_{t0}] = \frac{1}{4}\pi D_t^2 \times L_p$$

Resolviendo esta ecuación para V_l :

$$V_l = \frac{\frac{1}{4}\pi D_t^2 \times L_p}{1 + p_o \times R_t(1 - f_w)/p_{t0}}$$

Ecuación 3. Volumen de líquido

Donde:

- D_t : diámetro interior de la tubería, m
- L_p : profundidad de ajuste de la bomba, m

Según la conservación de la masa, el flujo de masa de la bomba es igual a la suma de los cambios de masa de líquido y gas en el pozo, que es:

$$C_g V_g \Delta p(t) + C_l V_l \Delta p(t) = q(t) \times t$$

Ecuación 4. Flujo de masa de la bomba

Donde:

- C_g : compresibilidad del gas, MPa^{-1} .
- $\Delta p(t)$: diferencia de presión en la boca del pozo en el tiempo t durante la prueba de acumulación de presión en la boca del mismo, MPa.
- C_l : compresibilidad del líquido, MPa^{-1} .
- $q(t)$: rendimiento de la bomba en el momento t durante la prueba de acumulación de presión en la boca del pozo, m^3/min .

Para estimar el cambio de presión de cierre en el cabezal del pozo con el tiempo de cierre, se requiere el flujo de masa de la bomba. Basado en la evolución de la presión de cierre en el cabezal del pozo como se muestra en la Figura 18, la altura de presión de salida de la bomba se puede describir matemáticamente mediante una ecuación cuadrática relacionada con el flujo de masa de la bomba en la Ecuación 5. La constante C está determinada por la curva de rendimiento de la bomba, y la curva debe ser proporcionada por los fabricantes o por un banco de prueba a escala de campo.

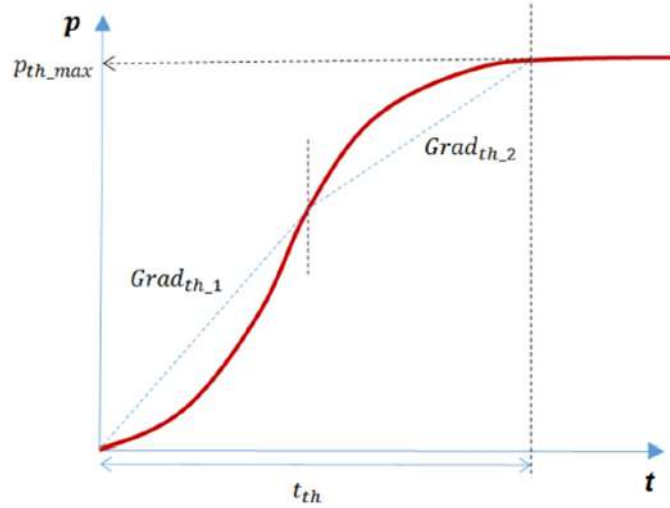


Figura 18. Evolución de la presión de cabezal de pozo con el tiempo de cierre durante la prueba de restauración de presión de cierre del cabezal de pozo.

Fuente: (Han y col, 2015).

$$H = H_{drawdown} + H_{pumpmax} - C \times q(t)^2$$

Ecuación 5. Altura de la bomba

Donde:

- H : altura de la bomba en el tiempo t durante la prueba de acumulación de presión en la boca del pozo, m.
- $H_{drawdown}$: altura de la diferencia entre el promedio de presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente, m.
- $H_{pumpmax}$: altura máxima de la bomba obtenida de la curva de la bomba, m.
- C : coeficiente de correlación entre la corriente real y la corriente teórica, adimensional.

Mientras que, la altura de presión de salida de la bomba también se puede calcular a partir de la presión de cabezal de pozo, que es:

$$\rho_w g H = \rho_l g h_l + \rho_g g h_g + (p_{t0} + \Delta p(t))$$

Ecuación 6. Presión de cabezal de pozo

Donde:

- ρ_w : densidad de agua, Kg/m³
- g : gravedad, m/min²
- ρ_l : densidad de líquido, kg/m³
- h_l : altura de la columna de líquido, m
- ρ_g : densidad de gas, kg/m³
- h_g : altura de la columna de gas, m

$$H = \frac{\rho_l g}{\rho_w g} h_l + \frac{\rho_g g}{\rho_w g} h_g + \frac{(p_{t0} + \Delta p(t))}{\rho_w g}$$

Ecuación 7. Presión de cabezal de pozo

$$H = \gamma_l h_l + \frac{\rho_g}{\rho_w} h_g + \frac{(p_{t0} + \Delta p(t))}{\rho_w g}$$

Ecuación 8. Altura de la bomba

Donde:

- γ_l : gravedad específica de líquido, adimensional

La ley del gas real es:

$$pV = znRT$$

Ecuación 9. Ley del gas real

Donde:

- P : presión, Pa.
- V : volumen, m³.
- n : moles, mol.
- R : Constante universal de gas, 8.314 m³ Pa K⁻¹ mol⁻¹.
- T : Temperatura, K.
- z : factor de compresibilidad del gas, adimensional.

La definición de densidad es:

$$\rho_g = \frac{m}{V}$$

Ecuación 10. Densidad

Donde:

- m: masa, kg

El número de moles de gas puede calcularse por

$$n = \frac{m}{PM}$$

Ecuación 11. Número de moles

Donde:

- PM: peso molecular, kg/mol.

La gravedad específica del gas se define como:

$$\gamma_g = \frac{PM}{0,029}$$

Ecuación 12. Gravedad específica del gas

Donde:

- γ_g : gravedad específica del gas, adimensional.

Combinando las ecuaciones anteriores, Ecuación 9, Ecuación 10, Ecuación 11 y Ecuación 12, se obtiene:

$$\rho_g = \frac{0,029 \gamma_g p}{zRT}$$

Ecuación 13. Densidad del gas

La constante de gas universal y la densidad del agua son conocidas. Usando la presión de cabezal de pozo para aproximar la

presión promedio de la columna de gas y sustituyendo las densidades de gas y agua en la Ecuación 6, se tiene:

$$H = \gamma_l h_l + \frac{0,029\gamma_g}{1000 (0.000008314)zT} h_g (p_{t0} + \Delta p(t)) + \frac{(p_{t0} + \Delta p(t))}{\rho_w g}$$

Ecuación 14. Altura de la bomba

Debido a que una presión atmosférica (0.1013 MPa) es la presión causada por el peso de una columna de agua dulce de aproximadamente 10.33 metros de altura, entonces:

$$H = \gamma_l h_l + \frac{3.488\gamma_g h_g}{zT} (p_{t0} + \Delta p(t)) + (p_{t0} + \Delta p(t)) \times 10.33/0.1013$$

Ecuación 15. Altura de la bomba

$$H = \gamma_l h_l + \left(\frac{3.488\gamma_g h_g}{zT} + 102.04 \right) \times (p_{t0} + \Delta p(t))$$

Ecuación 16. Altura de la bomba

En la Ecuación 17 se define la altura máxima de la bomba, incluidos los efectos de acumulación de presión.

$$H_{max} = H_{drawdown} + H_{pumpmax}$$

Ecuación 17. Altura máxima de la bomba

Donde:

- Hmax: altura máxima de la bomba incluidos los efectos de acumulación de presión, m.

Este método es un complemento importante porque puede identificar algunos problemas adicionales que no pueden ser detectados por el análisis de la carta amperimétrica, que incluye fugas de tubería, eje de la bomba roto, levantamiento de bajo rendimiento y baja eficiencia de trabajo.

El Gindy, M. y col. (2015). Monitoreo y vigilancia mejoran el funcionamiento del BES y reducen la frecuencia de reacondicionamientos.

El desierto occidental de Egipto tiene varios campos en los que la mayoría de los pozos se levantan artificialmente. Khalda Petroleum Company es uno de los principales operadores en el desierto, y tiene una gran cantidad de pozos (~ 700 pozos) que operan en ocho bloques diferentes en el área. Casi la mitad de la producción total de la empresa proviene de pozos de BES y representan el mayor porcentaje de producción de petróleo por volumen en el área.

Para ayudar en el proceso de optimización, se implementó un sistema de monitoreo y vigilancia en una serie de pozos clave y de alto perfil que se clasificaron de acuerdo con las tasas de producción, corte de agua y recuperación esperada. Los pozos con BES conectados a sistemas de vigilancia y monitoreo en tiempo real incurren en menores costos de levantamiento, debido a respuestas proactivas y detección temprana de incidentes.

Este artículo analiza una serie de estudios de caso que muestran cómo la implementación de dicho sistema previno disparos en algunas situaciones y permitió tomar decisiones clave y recomendar acciones correctivas para optimizar la operación del BES.

Las lecturas eléctricas esenciales se obtienen del equipo de superficie, como los amperios del motor y el voltaje de entrada. Todas estas lecturas se transmiten y muestran en el controlador de superficie. Los controladores de BES se utilizan para establecer puntos de disparo para proteger el BES de eventos indeseables como alta temperatura del motor, carga excesiva del motor o baja presión de admisión. El BES se detiene automáticamente cada vez que se excede un único punto de disparo.

El sistema de monitoreo introduce otro nivel de protección estableciendo umbrales ajustados para cada parámetro y se envía una alarma una vez que se excede el umbral. Los umbrales se establecen lo más cerca posible del valor operativo promedio para garantizar que se detecte la más mínima desviación.

Una vez que se ha superado un umbral de alarma, el sistema envía los datos al servidor y envía automáticamente las alarmas a una lista de distribución predeterminada.

Además de las alarmas inducidas por el sistema, los ingenieros de vigilancia dedicados en un Centro de vigilancia de levantamiento artificial (ALSC) analizan las alarmas revisando el rendimiento actual del pozo. Sobre la base de este análisis, se comunican al operador alertas más detalladas que indican las posibles causas raíz que llevaron a los eventos recientes junto con las acciones correctivas y recomendaciones. El sistema también brinda a ciertos usuarios la capacidad de intervenir de forma remota al otorgar capacidades como controlar la velocidad del BES y modificar los puntos de disparo, actuando como un sistema bidireccional. Esta característica demostró ser muy poderosa cuando se trata de ubicaciones remotas.

Las alarmas enviadas por los ingenieros de vigilancia normalmente se clasifican en tres niveles principales como explican Camilleri y Macdonald (2010) y destacan nuevamente por Abdel-Basset (2012):

- Preocupación: los eventos de nivel normalmente no representan una amenaza directa para el BES, pero resolverlos mejorará las alarmas y el monitoreo.
- Urgente: los eventos no representan una amenaza inmediata, pero se requiere una acción para estabilizar el pozo o mejorar el rendimiento.
- Crítico: los eventos requieren una acción inmediata.

El enfoque de este estudio está en lo que se clasifica como eventos críticos, que son aquellos que normalmente requerirían una acción correctiva inmediata. Estos eventos pueden comprometer en gran medida la producción y vida útil de BES.

Algunos de los eventos que se presentan son:

- Condiciones de flujo bajo: tiene un efecto en las condiciones de enfriamiento, aumentando la temperatura del motor.
- Problemas de acumulación de incrustaciones: las incrustaciones que se forma durante la producción, se convierten en un problema potencial para la eficiencia de flujo de la bomba y la integridad del motor. La deposición dentro de la bomba, altera el paso de flujo óptimo y reduce la eficiencia de bombeo, mientras que la deposición en la carcasa del motor, forma una capa que reduce el efecto de enfriamiento del fluido.
- Cabeza muerta (Dead Head): ocurre cuando hay una obstrucción encima de la bomba, restringiendo el paso de fluido hacia las facilidades de producción. Un exceso de eventos de este tipo, hará que la temperatura del motor aumente y disminuya de manera cíclica hasta que falle.
- Bomba apagada: la bomba deja de bombear fluidos debido a la caída de presión excesiva creada por la BES. Esto ocurre cuando la columna de líquido dentro del pozo cae por debajo del nivel de entrada a la bomba. En este punto, el gas comienza a ocupar las etapas de la bomba y el líquido no llega a la superficie.
- Recirculación

Tener un sistema de monitoreo junto con ingenieros de vigilancia dedicados le brinda al operador la capacidad de realizar acciones correctivas de manera oportuna. Tales acciones reducen la cantidad de petróleo diferido e incluso pueden evitar directamente los reacondicionamientos, que de otro modo no se habrían evitado.

Abdel-Basset, M. y col. (2012). Cómo la vigilancia en tiempo real mejora la vida útil del BES, el tiempo de actividad y reduce el aplazamiento de la producción.

Este documento explica cómo la vigilancia en tiempo real ayuda a mejorar la vida útil, el tiempo de actividad y la reducción del aplazamiento de la producción de las BES de los pozos de la plataforma costa afuera SG-300 de Gulf of Suez Petroleum Company (GUPCO). La implementación de un flujo de trabajo de vigilancia robusto junto con un sistema de notificación de alarma y vigilancia en tiempo real ha demostrado una buena contribución para aumentar la vida útil del BES al evitar que el BES se opere incorrectamente fuera de las condiciones operativas recomendadas y experimente un estrés excesivo, reduzca los arranques / paradas y el tiempo de inactividad, reducir el aplazamiento de la producción y mejorar el programa de inyección de productos químicos en el fondo del pozo para la inhibición de incrustaciones. Esto se realiza mediante la clasificación de alarmas y el diagnóstico sobre la marcha de las principales causas de origen que ayudan a identificar rápidamente las acciones correctivas y / o recomendaciones.

El sistema en tiempo real proporciona alarmas - notificación inmediata en caso de funcionamiento del BES fuera de rangos predefinidos, y permite revisar los datos históricos. Permite a los usuarios de GUPCO (ingenieros de producción de oficina y de levantamiento artificial, e ingenieros de operaciones de campo) estar informados de las operaciones de la bomba a través de un informe de datos diario.

El sistema en tiempo real envía notificaciones de alarma a todos los usuarios una vez que se cruza el rango de umbral preestablecido. El ingeniero de vigilancia verifica los indicadores de alarma, las causas más probables y lo comunica con el equipo de GUPCO para conocer las posibles causas raíz.

En esta etapa, es necesario definir términos, el "monitoreo" y la "vigilancia". L. Camilleri y J. MacDonald (citados por Abdel-Basset, 2012)

han explicado que el “monitoreo” y la “vigilancia” de cualquier fenómeno pueden parecer estar describiendo la misma actividad, sin embargo, hay una distinción. “Monitorear” es observar o recopilar datos. La “vigilancia” de cualquier fenómeno incluye el “monitoreo”, pero va más allá como un proceso para establecer los límites, clasificar, analizar e interpretar los datos recopilados para proporcionar “información” sobre los fenómenos de interés. Por lo tanto, el monitoreo y la vigilancia en general se pueden describir brevemente en los siguientes pasos:

- Monitoreo:
 - Medición de datos
 - Transmisión de datos
 - Almacenamiento de datos
- Vigilancia
 - Configuración del umbral de alarmas
 - Grabación de alarmas
 - Análisis de alarmas, también conocido como diagnóstico al vuelo
 - Recomendaciones para medidas correctivas
 - Toma de decisiones basada en análisis y recomendaciones
 - Implementación

Vale la pena explicar ahora qué son las alarmas y cómo se comparan con los disparos, que se han configurado desde los inicios de los BES. Según L. Camilleri y J. MacDonald (citados por Abdel-Basset, 2012).

Un disparo es una condición que hace que el controlador del motor (tablero de distribución o VSD) apague el BES. Aunque los disparos son útiles, ya que evitan fallas, también apagan el sistema, lo que se puede evitar con el uso de alarmas. Además, los puntos de ajuste de disparo generalmente se establecen bastante amplios como una práctica para

evitar paradas molestas, pero también significa que, en algunos casos, el BES puede no estar protegido contra un mal funcionamiento.

Una alarma es una condición que hace que se envíe una señal de advertencia sin apagar el BES. Es un mecanismo de alerta temprana que brinda al ingeniero de vigilancia la oportunidad de evitar el tiempo de inactividad y el funcionamiento del BES.

Desafíos de producción y operación

- Formación de incrustaciones en el fondo del pozo: estos pozos sufren la formación de sacos en el fondo del pozo, lo que provoca un estrechamiento del tamaño de la tubería y, a su vez, aumenta la caída de presión de la tubería, lo que conduce a una mayor contrapresión en la BES. Como resultado, la bomba experimentará una alta presión de descarga, alta temperatura del motor y más consumo de energía para producir la misma tasa. La formación de incrustaciones también puede deteriorar el rendimiento de la bomba debido al taponamiento parcial de las etapas de la bomba. Por lo tanto, GUPCO está aplicando un programa de inhibición de incrustaciones en el fondo del pozo mediante la inyección de inhibidor de incrustaciones a través de la línea de control.
- Fallas de energía frecuentes: La energía eléctrica para los pozos con BES de la plataforma SG-300 se suministra desde la central eléctrica en tierra a través de cables de energía submarinos. Estos cables eléctricos submarinos sufren frecuentes cortes y robos. Los generadores de suministro de energía también tienen fallas de energía frecuentes.
- Cierre frecuente o cierre parcial de la válvula de seguridad subterránea controlada por superficie (SCSSSV) instalada en la tubería de terminación.
- Alto costo de operación en alta mar y viajes del operador a la plataforma. El SG-300 es una plataforma costa afuera no tripulada, por lo que los viajes del operador fueron necesarios para cualquier

operación de intervención y / o arranque / parada del BES o resolución de problemas antes de aplicar la función de control remoto disponible en el sistema de vigilancia en tiempo real.

- Alto costo de trabajo en alta mar (\$ 1.5M).
- Apagados manuales por diversos problemas (35%)
- Problemas de suministro de energía eléctrica (31%)
- Alta presión de descarga de la bomba (Pd) debido a la formación de incrustaciones en el fondo del pozo (12%).
- VSD de baja carga 12%
- Alta temperatura del motor (Tm), vibración y cabeza muerta debido a SCSSSV cerrado (6%).

El monitoreo y la vigilancia en tiempo real generalmente mejoran el Desempeño del BES en los pozos de la plataforma SG300 de GUPCO de la siguiente manera:

1. Mejor tiempo de actividad del BES.
2. Se evitó un posible aplazamiento de la producción de petróleo de ~ 62.000 barriles durante el período 2010-2011 al evitar los viajes de apagado de BES en Pd alto con la ayuda de una vigilancia proactiva en tiempo real.
3. La supervisión y optimización del programa de inhibición de incrustaciones en tiempo real ayuda a reducir el número de eventos de Pd alto y permite un rendimiento estable de la bomba.
4. Se reducen los viajes del operador a la plataforma costa afuera no tripulada SG300, lo que ahorra costos y riesgos de tales viajes.

Sheridan, E. y col. (2012). Aplicación exitosa de BES en el Desarrollo de la Bahía de Bohai.

La operadora Anadarko consideró el ciclo de vida útil de BES al planear un proyecto en China, que incluía desde el diseño, especificaciones de equipos, estrategia de contratación, prácticas de instalación, procedimientos de comisionado, prácticas de operación

incluyendo la optimización y resolución de problemas, así como la extracción e inspección del BES.

El desafío se encontraba en proveer sistemas de BES que pudieran:

- Abarcar un Índice de Productividad (IP) inicial bajo / bajas tasas de flujo.
- Abarcar altos IP finales / altas tasas de flujo.
- Producir petróleo pesado.
- Cumplir todas las condiciones arriba mencionadas manteniendo a las BES en su rango de operación.

Esto condujo al concepto desarrollado para el diseño del BES. El principio sigue siendo usado después de seis años de su puesta en marcha.

El diseño final incluye las siguientes características:

- BES encapsuladas para asistir al enfriamiento del motor a bajas tasas de flujo y producción de petróleo pesado.
- Bombas con tecnología de resistencia a la abrasión seleccionada para cubrir el largo rango requerido de tasas bajas.
- Motores geotermales para permitir la operación a altas temperaturas.
- Sensores de fondo para la optimización y monitoreo continuo.

Desde el inicio, el sistema ha sido instalado y operado de manera exitosa en el grupo de campos Cao Fei Dian y han excedido las expectativas de vida útil. De las 110 BES operando, el promedio de vida útil desde el inicio de la producción es de 3.5 años.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Según Arias (2012), “la metodología del proyecto incluye el tipo o tipos de investigación, las técnicas y los instrumentos que serán utilizados para llevar a cabo la indagación. Es el “cómo” se realizará el estudio para responder al problema planteado” (p.107).

3.1 TIPO O NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

El nivel de investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio.

De acuerdo al problema planteado y a los objetivos a alcanzar, la investigación referida a la Optimización del BES mediante el Monitoreo del Sistema y el Análisis de Prevención de Fallas, se considera como una investigación de tipo descriptiva, orientada a las principales fallas de los equipos que conforman el método de BES y la importancia de la aplicación práctica del monitoreo. Para Arias (2012), “la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere” (p. 24).

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Según lo señalado por Arias (2012), “El diseño de investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica en: documental, de campo y experimental” (p. 27).

En lo que respecta a la investigación planteada, la estrategia general para la recolección y desarrollo de la información en función de los objetivos propuestos está dirigida a un diseño documental. Como toda

investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos.

Para Arias (2012), “La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas” (p. 27).

La investigación documental de este trabajo consta de las siguientes etapas:

1. Búsqueda de fuentes: impresas y electrónicas (Internet).
2. Lectura inicial de los documentos disponibles.
3. Elaboración del esquema preliminar o tentativo.
4. Recolección de datos mediante lectura evaluativa y elaboración de resúmenes.
5. Análisis e interpretación de la información recolectada en función del esquema preliminar.
6. Formulación del esquema definitivo y desarrollo de los capítulos.
7. Redacción de las conclusiones y recomendaciones.
8. Revisión y presentación del informe final.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Para Arias (2012), el término “población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio” (p. 81). Mientras que, la muestra se refiere a “un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p.83).

Para la presente investigación, la población objeto de estudio está conformada por los diversos datos obtenidos mediante la revisión

documental de publicaciones, relacionadas a los sistemas de BES y su aplicación está sujeta a los campos y pozos aplicados en los artículos.

3.4 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La metodología a seguir para la presente investigación se desarrolla de acuerdo al conjunto de etapas que corresponden a una investigación documental, que se utilizarán para cumplir los objetivos planteados de una manera sistemáticamente organizada, ya que poseen un orden lógico y se relacionan entre sí.

A. BÚSQUEDA DE FUENTES: IMPRESAS Y ELECTRÓNICAS

Se consultaron diversas fuentes impresas y electrónicas a fin de obtener información respecto a investigaciones relacionadas a distintos métodos de monitoreo y diagnóstico de las fallas más comunes en el sistema de BES, abordadas desde diferentes puntos de vista. El enfoque estuvo basado en la búsqueda de fuentes provenientes de artículos publicados recientemente.

B. LECTURA INICIAL DE LOS DOCUMENTOS DISPONIBLES

Después de seleccionar los documentos relacionados al sistema de BES, se procedió a realizar lectura detallada de cada uno de ellos con el fin de ubicar las principales ideas que llevaron a la comprensión, interpretación y reflexión del tema de investigación.

C. ELABORACIÓN DEL ESQUEMA PRELIMINAR O TENTATIVO

El esquema de las partes del trabajo y de su organización interna es un registro visual que representa el esqueleto del escrito con que concluye el proceso de investigación.

Este esquema sirve fundamentalmente para el acopio de información. Suele irse modificando a medida que avanza la investigación y se recopilan otros datos sobre el tema, hasta que, hecha la clasificación de estos, se convierte en el esquema para la redacción del escrito final.

Por último, podría afirmarse que, en realidad, “el esquema debe ser tan simple como lo permitan la sencillez o complejidad del problema, la

profundidad y la extensión del trabajo, la homogeneidad o heterogeneidad de la información necesaria y la cantidad de la información disponible en el momento de la elaboración” del mismo.

D. RECOLECCIÓN DE DATOS MEDIANTE LECTURA EVALUATIVA Y ELABORACIÓN DE RESÚMENES

Se adquieren los datos necesarios para la investigación al realizar una lectura evaluativa y la elaboración de resúmenes de las fuentes encontradas relacionadas al sistema de BES en general, los equipos que lo componen, fallas que se presentan, opciones de diseño, etc. Además de información sobre nuevas tecnologías de BES.

Para la recopilación de dichos datos, se realizaron resúmenes de textos relacionados con este tema, trabajos especiales de grado publicados con anterioridad, documentos certificados y publicados por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), además se consultaron diferentes páginas Web relacionadas con el tema de este trabajo.

E. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA EN FUNCIÓN DEL ESQUEMA PRELIMINAR

Una vez terminada la recolección de datos concerniente al sistema de BES y teniendo dominio completo de todos los materiales recolectados y valorando su utilidad es importante pensar en un esquema más perfeccionado que el anterior ya que es fundamental para el investigador, debido a que este nuevo esquema es el resultado de la maduración de ideas tomadas de la revisión de artículos y demás material bibliográfico.

F. FORMULACIÓN DEL ESQUEMA DEFINITIVO Y DESARROLLO DE LOS CAPÍTULOS

Se organiza el material que se tiene para saber si faltan datos esenciales. Esta organización se hace de acuerdo con el último esquema de trabajo que se tenga, para de esta manera iniciar con el desarrollo de los capítulos.

G. REDACCIÓN DE LAS CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se establecen las conclusiones de la investigación en función de dar respuesta al problema planteado y según cada objetivo específico.

Finalmente, se formulan las recomendaciones derivadas de la presente investigación, producto del análisis efectuado.

H. REVISIÓN Y PRESENTACIÓN DEL INFORME FINAL

Esta última etapa del proceso de investigación consiste en comunicar los resultados obtenidos con este TEG mediante un texto escrito. De esta manera, las ideas que el investigador aporta adquieren un carácter permanente y pueden ser consultadas por otras personas.

El texto será capaz de transmitir esos resultados solo si es coherente, claro, minucioso, sustentado con suficientes argumentos y ejemplos.

CAPÍTULO IV

PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de fallas se puede dividir en tres etapas con una complejidad creciente: detección de fallas, diagnóstico y pronóstico. La detección de fallas se refiere al reconocimiento de que se ha producido una falla incluso sin conocer la causa raíz exacta. El diagnóstico de fallas, es identificar las causas de la falla, mientras que el pronóstico se refiere a predecir el momento en que fallará el sistema o componente.

En este trabajo, se realizó un estudio de detección y diagnóstico de las fallas que pueden presentarse con mayor frecuencia en los campos petroleros. Las fallas eventuales del sistema de BES son principalmente de naturaleza eléctrica porque el sistema eléctrico es a menudo el eslabón más débil. Sin embargo, estas fallas a menudo se originan a partir de algún otro problema, principalmente mecánico, que es la fuente real de la falla. Esta es la razón por la cual cada falla debe ser analizada con precisión y su causa real debe ser encontrada. El análisis de fallas, por lo tanto, es una herramienta valiosa para aumentar la vida útil de los equipos de BES.

A continuación, se detallarán las causas generales de fallas de los equipos, fallas típicas en los componentes del sistema, que fueron recopiladas del conjunto de artículos estudiados.

4.1 CLASIFICACIÓN DE FALLAS GENERALES

4.1.1 DEBIDO AL APOORTE DEL YACIMIENTO

4.1.1.1 PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CORROSIVOS (FC)

Afecta todas las partes del sistema, pero la corrosión de la cubierta del motor y de la bomba es la más perjudicial para el mismo.

- **FC ocasionan:** work-over complicado, debido a orificios en la tubería y accesorios de tubería corroídos.

- **FC detección:** la unidad está funcionando, pero produce poco o nada de líquido.
- **FC prevención:** la elección adecuada del material de la cubierta o la aplicación de un revestimiento adecuado en las superficies externas puede posponer o prevenir por completo este tipo de falla.

4.1.1.2 SÓLIDOS Y PRODUCCIÓN DE ARENA (AyS)

Los sólidos producidos, incluyendo arena de formación, apuntalante e incrustaciones, causan desgaste excesivo cuando son absorbidos por la bomba.

La producción de arena o abrasivos es la que más daño causa tanto a la BES, como a los separadores de gas rotativos. La arena o las partículas abrasivas transportadas por el líquido bombeado causan abrasión y erosión en aquellas partes donde hay altas velocidades del líquido. Estas no son sólo las etapas de la bomba, sino también los rodamientos radiales y axiales; el daño de estas partes eventualmente conduce a una falla total del sistema.

- **AyS ocasiona:**
 - Tendencia a la erosión / obstrucción del equipo de BES.
 - Bloqueo de la bomba (entrada y etapas) y otras fallas por sólidos de yacimientos agotados; control de arena dañado.
 - Bloqueo en las perforaciones.
- **Detección AyS:** la unidad está funcionando, pero produce poco o nada de líquido.
- **Prevención AyS:** el mayor conocimiento de los mecanismos de producción de arena de formación ayuda a combatir estos problemas, minimizando la producción de arena a través de prácticas de terminación y producción optimizadas. La elección adecuada del tipo de bomba y los materiales puede reducir o eliminar los efectos negativos de la producción de abrasivos.

4.1.1.3 BAJA AFLUENCIA DE LA FORMACIÓN (IP)

La unidad debe estar funcionando dentro del rango de flujo de líquido recomendado por la bomba; si la unidad funciona fuera de este rango, el desgaste de la bomba se acelera y ocasiona fallas prematuras en la bomba y el motor.

- **IP ocasiona:**
 - Fallas frecuentes, motor sobrecalentado por flujo de entrada pobre a los pozos con BES.
- **IP detección:**
 - La unidad se apaga debido a la baja corriente.
 - La unidad está funcionando, pero produce poco o nada de líquido.
- **IP prevención:** considerar en el diseño, el uso de un VSD (variador de frecuencia).

4.1.1.4 ALTA PRODUCCIÓN DE GAS (Gas)

El gas producido en los pozos de petróleo puede afectar drásticamente el desempeño y la longevidad de la bomba. Cuando el volumen de gas libre en el fluido se aproxima a 10% por volumen, puede producirse obturación por gas. La obturación por gas es una forma de cavitación que hace que las bombas funcionen a un ritmo irregular y fallen prematuramente.

El gas de formación causa problemas en la bomba y el cable del fondo del pozo. El funcionamiento de la bomba puede volverse inestable y la bomba puede estar bloqueada por gas. En el caso del cable eléctrico, el gas libre puede migrar a materiales aislantes.

- **Gas ocasiona:** bomba bloqueada con gas debido a la presencia de gas localizado.
- **Gas detección:** la unidad se apaga debido a la alta variación de la corriente.
- **Gas prevención:**

- La aplicación de separadores rotativos de gas u otros medios para eliminar el gas libre del flujo del pozo antes de que ingrese a la bomba.
- La elección adecuada del tipo de cable.
- El mantenimiento de una presión de admisión de bomba más alta evita que se forme gas libre en el fondo del pozo. Reducir el régimen de producción o emplazar la BES en una posición más baja dentro del pozo son dos formas de incrementar la presión de admisión, aumentando de este modo el peso de la columna de fluido que se encuentra por encima del punto de admisión de la bomba.

4.1.2 FALLAS DE EQUIPOS DE FONDO

4.1.2.1 ERRORES EN DISEÑO DE EQUIPO de BES (EDis)

El dimensionamiento inicial adecuado del equipo BES es el requisito principal para una vida útil suficientemente larga. El diseño adecuado requiere datos confiables sobre la productividad del pozo e información precisa sobre las propiedades del fluido.

En algunas ocasiones la BES desarrolla un empuje que puede ser ascendente o descendente. El empuje hacia arriba “Up Thrust”, hace que la bomba genere menos presión, es decir, menor altura de elevación produciendo mayor fluido del que el canal del impulsor permite, esto provoca que el impulsor se mueva hacia arriba contra la cara inferior del siguiente difusor produciendo desgaste en las arandelas superiores, ocasionando desgaste en las etapas de la bomba y con el paso del tiempo incide en la vida operativa del equipo.

El empuje hacia abajo “Down Thrust”, hacia la izquierda del punto de máxima eficiencia, se produce cuando se crea un desbalance hidráulico, porque la bomba genera mayor presión (mayor altura de elevación), la cual empuja el impulsor hacia abajo y por lo tanto es menor el fluido que entra al canal del difusor. Esto provoca que el impulsor se

mueva hacia abajo contra el difusor y produzca un desgaste en las arandelas inferiores del difusor.

Un error de diseño puede hacer que la bomba trabaje fuera de rango, con mayor capacidad de la requerida (up thrust), o con menor capacidad de la requerida (down thrust), ya que el diseño no coincide con el flujo de la bomba, por el comportamiento de afluencia o por haber más gas del que se había considerado, ya que el gas entra como un volumen adicional.

- **EDis ocasiona:**
 - Falla prematura de la bomba.
 - Sobrecalentamiento del motor.
 - Fallas en las placas de sellado y bloqueo.
 - Colapso de difusores.
 - Ejes rotos.
- **EDis detección:**
 - La unidad se apaga debido a la baja corriente que se presenta en la bomba, la sección sellante o el sistema eléctrico.
 - La unidad está funcionando, pero produce poco o nada de líquido.
- **EDis prevención:** las imprecisiones de diseño pueden corregirse con el uso de una unidad VSD. Mejorar precisión de comportamiento de afluencia y utilizar simuladores que incluyan modelado de producción de gas.

4.1.3 PROBLEMAS DE EQUIPOS ELÉCTRICOS Y DE SUPERFICIE

Ya que el sistema eléctrico está conectado en serie, el componente más débil puede ser el factor crítico.

4.1.3.1 PROBLEMAS ELÉCTRICOS (PEL)

Aunque en la mayoría de los casos la causa raíz de una eventual falla eléctrica no está relacionada con el sistema eléctrico, los problemas puramente eléctricos también pueden conducir a una falla.

- Los problemas de suministro de energía incluyen fases desequilibradas, picos de voltaje, la presencia de armónicos, etc. y sus efectos principales son el sobrecalentamiento del motor de la BES y el cable.
- Los controladores de motor generalmente funcionan sin problemas, pero en condiciones extremas (altas / bajas temperaturas, alto nivel de humedad, etc.) pueden fallar.
- **PEL ocasiona:** frecuentes disparos debido a razones eléctricas.
- **PEL detección:**
 - La unidad no permanecerá en funcionamiento debido al alto amperaje.
 - Alta temperatura en el motor.
- **PEL prevención:** utilizar suministro eléctrico limpio o una unidad VSD con salida sinusoidal.

4.2 FALLAS ELÉCTRICAS TÍPICAS EN ALGUNOS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA

4.2.1 MOTOR DE LA BES

La mayoría de las fallas eventuales de los motores de las BES son de naturaleza eléctrica. Muchas otras condiciones pueden convertirse en la causa principal de la falla del motor:

- **La sobrecarga del motor** conduce a un calentamiento excesivo del cable del motor. Se pueden producir daños o quemaduras. Una situación de sobrecarga generalmente es causada por:
 - Diseño inexacto con datos limitados para que el motor sea de tamaño insuficiente.
 - La gravedad específica impredeciblemente alta del fluido del pozo puede causar que la TDH real sea mayor que la diseñada.

- Fallas de la bomba que aumentan el requerimiento de potencia de la bomba.
- Voltaje irregular (alto, bajo o desequilibrado) en los terminales del motor.
- La **refrigeración insuficiente** del motor hace que aumente la temperatura de las bobinas del motor; los materiales aislantes pueden romperse y provocar fallas eléctricas. El enfriamiento no es satisfactorio cuando:
 - La velocidad del fluido alrededor del motor es menor que la requerida para una transferencia eficiente del calor generado desde el motor.
 - El motor se encuentra debajo de las perforaciones o no se proporcionan disposiciones para una refrigeración eficiente.
 - Deposición de fluidos de la formación en la carcasa del motor como carbonatos de calcio, parafinas o asfáltenos.

4.2.2 CABLE ELÉCTRICO

El cable eléctrico de fondo de pozo transmite la energía eléctrica al motor; su falla puede llevar inmediatamente al apagado del sistema. Las posibles causas de fallas en los cables son:

- Daños mecánicos (aplastamiento, corte, etc) durante las operaciones de funcionamiento o tracción.
- Corrosión del cable fuera de la superficie.
- Deterioro del aislamiento debido a altas temperaturas o debido al efecto de los gases del pozo, o corrientes mayores que las de diseño pueden aumentar rápidamente la temperatura del cable que conduce a la ruptura del aislamiento.

4.3 SOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE INSTALACIONES BES

El monitoreo de las operaciones con BES experimentó una evolución a lo largo de los años. Los procedimientos de solución de problemas siguieron la misma tendencia y los primeros métodos simples

han evolucionado a los procedimientos altamente sofisticados de hoy. A continuación, en primer lugar, se detalla el uso de la tecnología de carta amperimétrica, después de lo cual se describen los procedimientos más avanzados.

4.3.1 MONITOREO DEL SISTEMA DE BES MEDIANTE CARTAS AMPERIMÉTRICAS

Los problemas operativos en un sistema de BES generalmente resultan en una falla eléctrica. Esta es la razón por la cual un monitoreo continuo de la corriente eléctrica por el motor de la BES es una herramienta valiosa para mantener una vida útil del equipo suficientemente larga. El monitoreo de corriente se logra mediante un amperímetro de grabación ubicado en el controlador del motor o en el tablero de control. Monitorea el amperaje de entrada al motor mediante el uso de un transformador de corriente acoplado a uno de los conductores del cable eléctrico. La corriente se registra en función del tiempo en un gráfico circular con la escala adecuada.

La interpretación adecuada de las grabaciones de cartas amperimétricas, especialmente la evaluación de su variación con el tiempo, puede proporcionar información valiosa para la detección y corrección de problemas operacionales menores antes de que se conviertan en problemas de alto costo.

4.3.1.1 INTERPRETACIÓN DE CARTAS AMPERIMÉTRICAS

Las siguientes figuras (Figura 19 a Figura 31) muestran los ejemplos representativos de los problemas que, según la bibliografía consultada, se presentan con mayor frecuencia en cartas amperimétricas, con descripciones breves de las causas y posibles prevenciones de fallas eléctricas típicas.

A. INTERFERENCIA DE GAS

La carta que se muestra en la Figura 19 es típica para una instalación diseñada adecuadamente que produce un fluido gaseoso. Las fluctuaciones frecuentes y regulares en la corriente del motor son

causadas por el gas libre presente en la succión de la bomba. Dado que el contenido de gas del fluido que ingresa a la bomba cambia rápidamente, el requisito de potencia del bombeo cambia en consecuencia. Esto hace que la corriente consumida por el motor fluctúe, como se registra en la carta amperimétrica. La consecuencia general de tales operaciones es la reducción sustancial de la tasa de producción de líquidos.

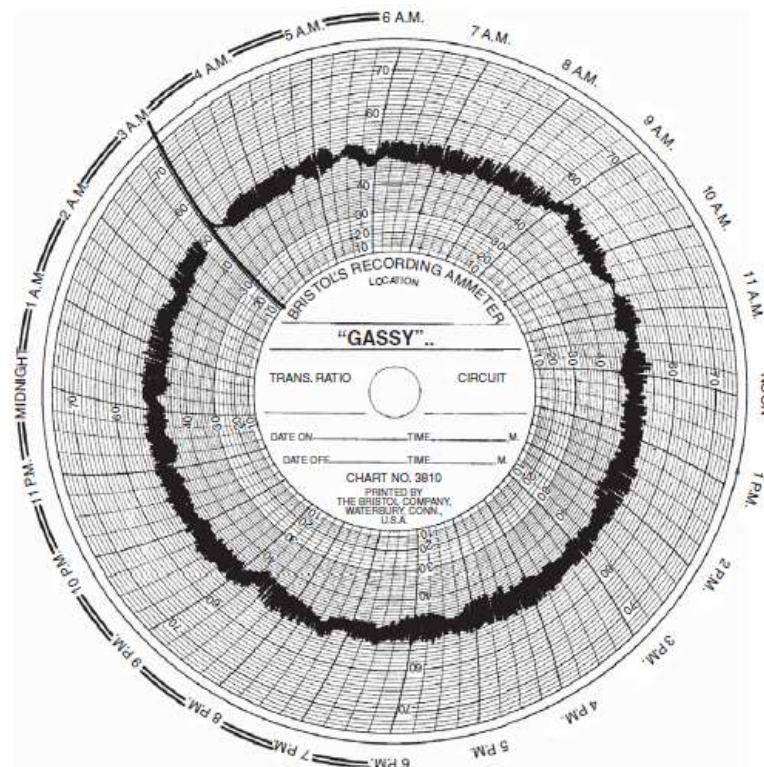


Figura 19. Interferencia de Gas

Fuente: (Takacs, 2009).

B. BLOQUEO POR GAS

Se observan cartas similares a la Figura 20 cuando la capacidad de la unidad de BES es mayor que el influjo del pozo y el pozo produce volúmenes de gas libre sustanciales.

Como se puede observar en la carta, luego del arranque y a medida que el nivel dinámico del pozo baja hasta estabilizarse, se

produce la liberación de gas en el fondo y comienza a ingresar a la bomba (amperaje errático). El ingreso de gas en la bomba produce un bloqueo de la misma, disminuyendo bruscamente la corriente consumida y provocando el paro.

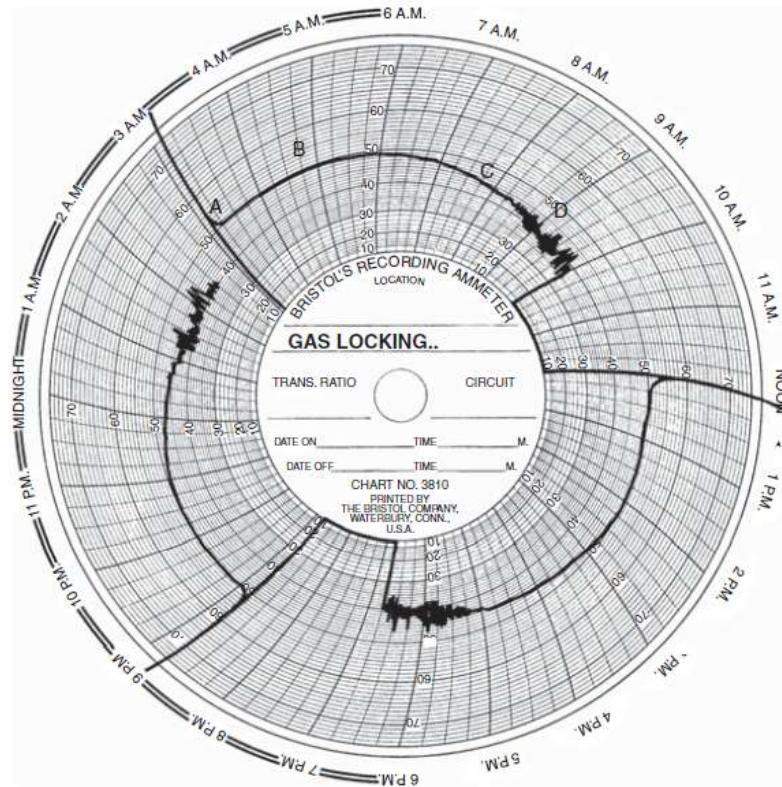


Figura 20. Bloqueo por Gas

Fuente: (Takacs, 2009).

C. BOMBEO DE SÓLIDOS

La siguiente carta, Figura 21, indica una unidad que arrancó, bombeó erráticamente por un período corto y continuó bajo condiciones normales. Esto puede indicar que durante esta etapa de bombeo el equipo bombeó algún tipo de sólido como incrustaciones, arena o algún lodo pesado, luego de realizar una limpieza del pozo.

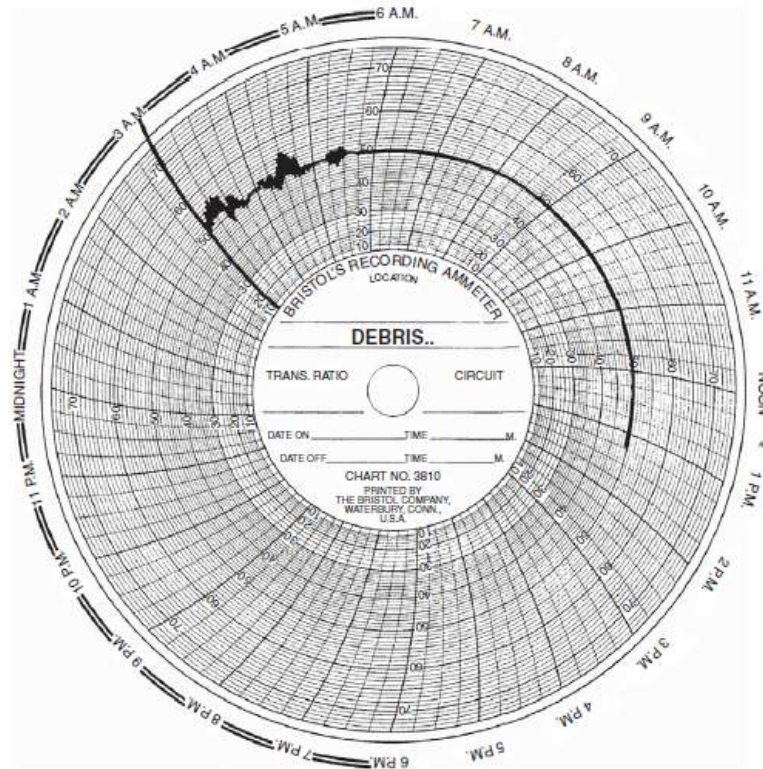


Figura 21. Bombeo de Sólidos

Fuente: (Takacs, 2009).

D. CONDICIÓN DE BAJA AFLUENCIA

Esta carta, Figura 22, ilustra una operación cíclica típica en un pozo bombeado con producción de gas insignificante; causado por una entrada insuficiente del pozo, en comparación con la capacidad del equipo de BES.

Después del arranque, la corriente del motor disminuye rápidamente hasta el valor de diseño porque el alto nivel inicial de líquido en el anular cae y la altura requerida aumenta hasta su nivel de diseño (Sección A). En la Sección B, la bomba funciona según lo diseñado, pero la afluencia limitada de fluidos del pozo hace que el nivel de líquido anular descienda más en la Sección C. En la Sección D, el nivel de fluido se acerca a la entrada de la bomba; la velocidad de bombeo y la corriente del motor disminuyen cuando el tablero de control de superficie apaga la

unidad a un nivel preestablecido de baja corriente. Después de un tiempo de retardo preestablecido, se activa el reinicio automático y la unidad se reinicia. En este momento, el nivel de fluido en el anular ha aumentado y comienza un nuevo ciclo de producción. Como antes, la bomba extrae rápidamente el líquido del anular haciendo que el nivel baje y la unidad se apague debido a la detección de una situación de baja corriente. Como se ve, el segundo ciclo es más corto porque el nivel de líquido anular no alcanzó su valor estático.

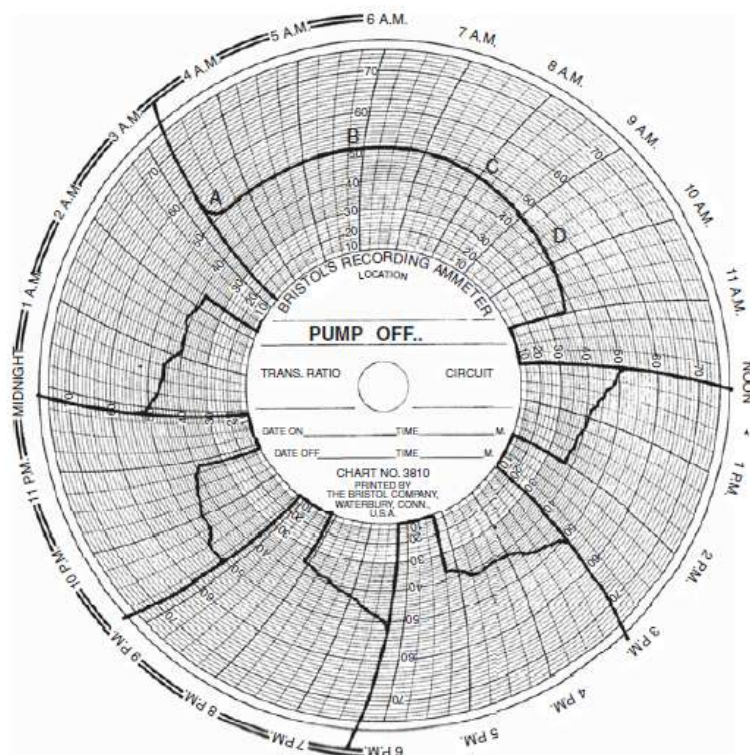


Figura 22. Baja Afluencia

Fuente: (Takacs, 2009).

E. CONDICIÓN DE SOBRECARGA

La carta Figura 23 ilustra el apagado normal del equipo de BES debido a una sobrecarga de la corriente.

Después del arranque en la sección A, la corriente del motor aumenta gradualmente hasta el valor indicado en la placa de identificación, una situación normal. En la sección B, el motor funciona normalmente y consume una corriente constante. Finalmente, en la sección C, la corriente del motor continuamente sube hasta que la unidad es apagada por el relé de protección de sobrecarga. La causa de la sobrecarga no se puede determinar solo con esta carta, y la unidad no debe reiniciarse hasta que se detecte y corrija la causa de la sobrecarga.

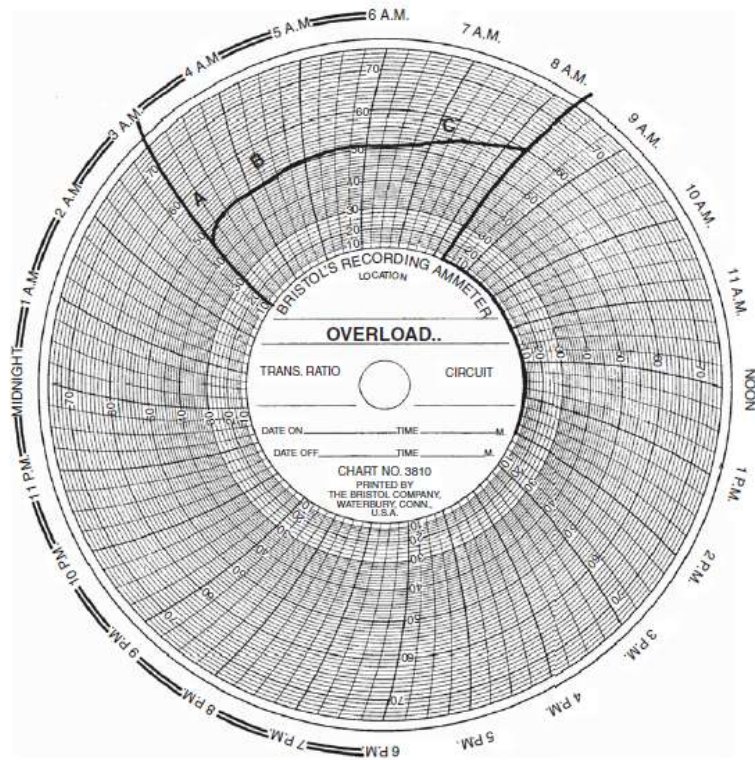


Figura 23. Sobrecarga

Fuente: (Takacs, 2009).

F. CICLOS FRECUENTES

La Figura 24 representa la carta típica encontrada en pozos con una afluencia mucho más baja que la capacidad del equipo de BES en el pozo. El motor se mantiene encendido poco tiempo debido a que el

amperaje sale del intervalo de operación. El controlador enciende la bomba luego de dos horas. Este procedimiento llevaría pronto a quemar el motor.

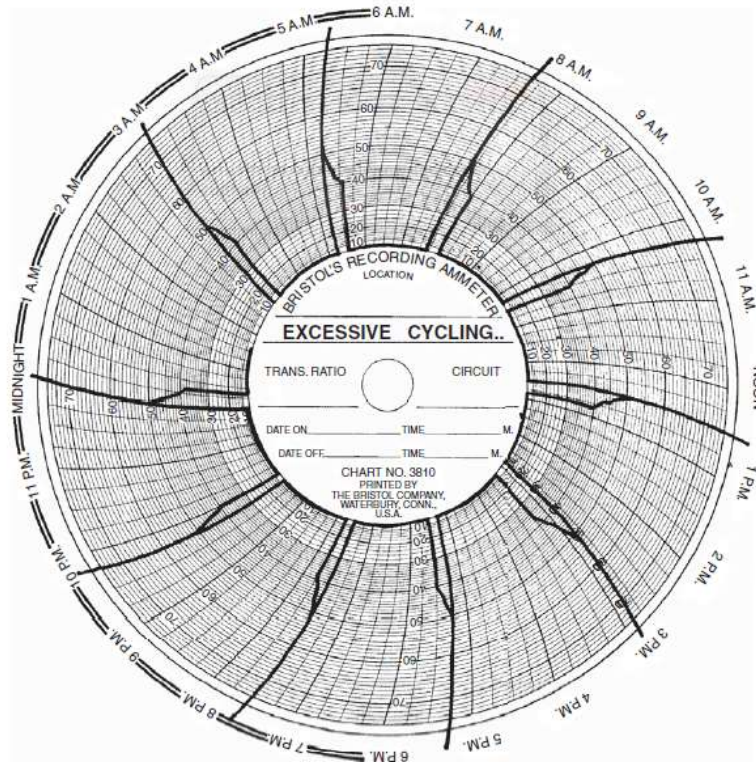


Figura 24. Ciclos Frecuentes

Fuente: (Takacs, 2009).

G. FLUCTUACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cuando la unidad de BES de una instalación diseñada adecuadamente funciona en condiciones ideales, desarrolla una potencia constante y consume una corriente constante. Los picos en la corriente del motor mostrados en la Figura 25, indican los casos en que cae el voltaje primario en el sistema de suministro. En esos momentos, el motor extrae altas corrientes instantáneas para superar los requisitos de potencia de la BES.

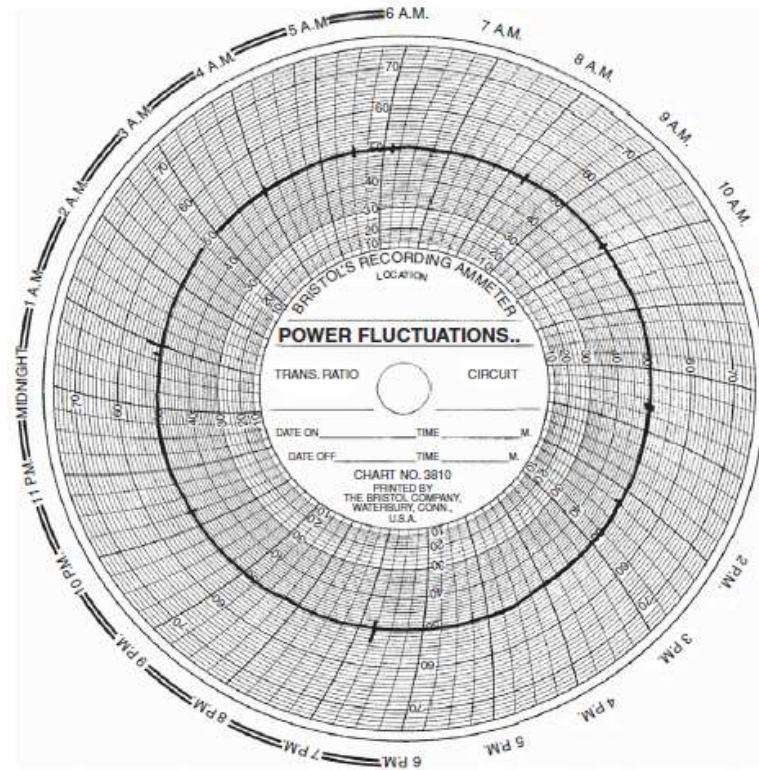


Figura 25. Fluctuaciones de Energía

Fuente: (Takacs, 2009).

H. BOMBA APAGADA CON FALLA DE REINICIO

Operación cíclica típica causada por un flujo de entrada limitado al pozo, una producción de gas insignificante y una configuración de tiempo de retardo inadecuada.

La explicación de la carta de la Figura 26 es idéntica a la que describe la condición de baja afluencia, con la única diferencia siendo que la duración del retraso de tiempo es corto e insuficiente para permitir una acumulación adecuada de nivel de líquido en el anular. La unidad se apaga nuevamente inmediatamente después del arranque automático debido a la falta de líquido para bombear.

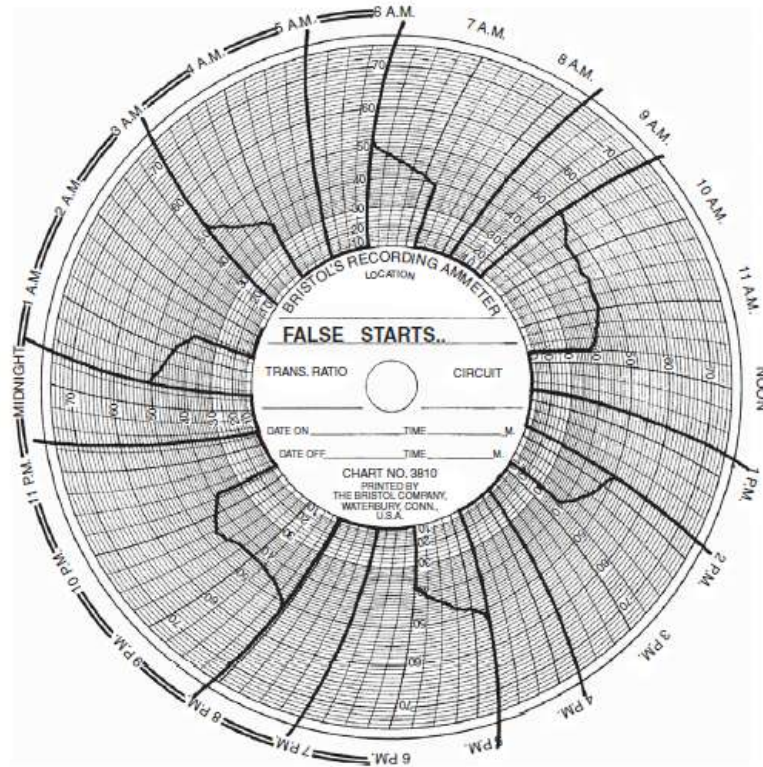


Figura 26. Falla de reinicio

Fuente: (Takacs, 2009).

I. APAGADO POR BAJA CARGA

Este comportamiento, mostrado en la Figura 27, es típico en situaciones en las que la corriente del motor no alcanza la configuración de baja carga. Cada vez que expira el tiempo de retardo, la unidad se apaga inmediatamente después del arranque.

Después de arrancar, el relé de baja corriente apaga inmediatamente el motor porque la potencia requerida por la bomba es demasiado pequeña. Esto puede ser causado por un eje de la unidad roto, un fluido de pozo demasiado ligero o una baja tasa de líquido.

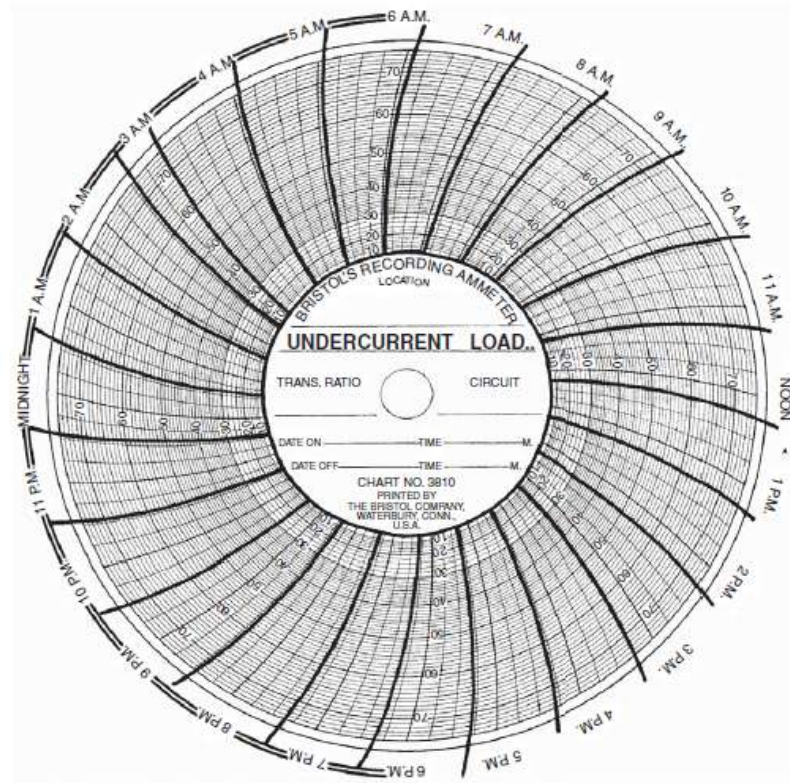


Figura 27. Baja Carga

Fuente: (Takacs, 2009).

J. FALLA DE BAJA CORRIENTE

La carta que se muestra, Figura 28, ilustra un modo de falla del equipo de BES típico para unidades sobredimensionadas con protección de baja corriente configurada incorrectamente.

Después del arranque, la unidad de BES bombea los fluidos y el flujo de bombeo disminuye hasta un punto en el que el relé de baja corriente debería apagarla. Sin embargo, este se configuró incorrectamente por debajo del amperaje al que debería desactivar el motor, por lo que continúa funcionando sin casi bombear líquido. Sin suficiente enfriamiento, el motor se calienta y finalmente se quema.

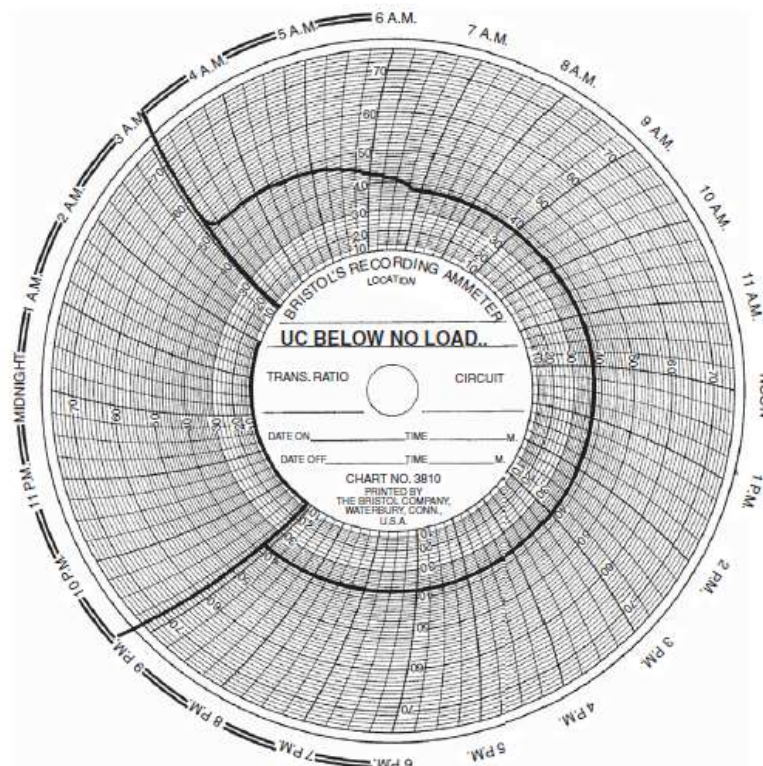


Figura 28. Baja Corriente

Fuente: (Takacs, 2009).

K. CONTROL DE NIVEL DE TANQUE INCORRECTO

La Figura 29, ilustra una unidad de BES controlada por un interruptor de nivel de un tanque en la descarga en superficie. En este caso, el retraso de reinicio del motor está configurado incorrectamente.

A veces, la unidad de BES se controla mediante un interruptor de tanque que detiene las unidades cuando se activa el contador de reinicio automático. El tiempo de retardo establecido en este caso es demasiado corto y el fluido producido está cayendo de regreso en la tubería. Dado que la unidad de BES está girando hacia atrás mientras se vacía la tubería, iniciarlo durante este período puede provocar daños graves en los componentes de la BES, especialmente en los ejes. Para evitar que esto suceda, se recomienda un mínimo de 60 minutos de retardo después de cada apagado.

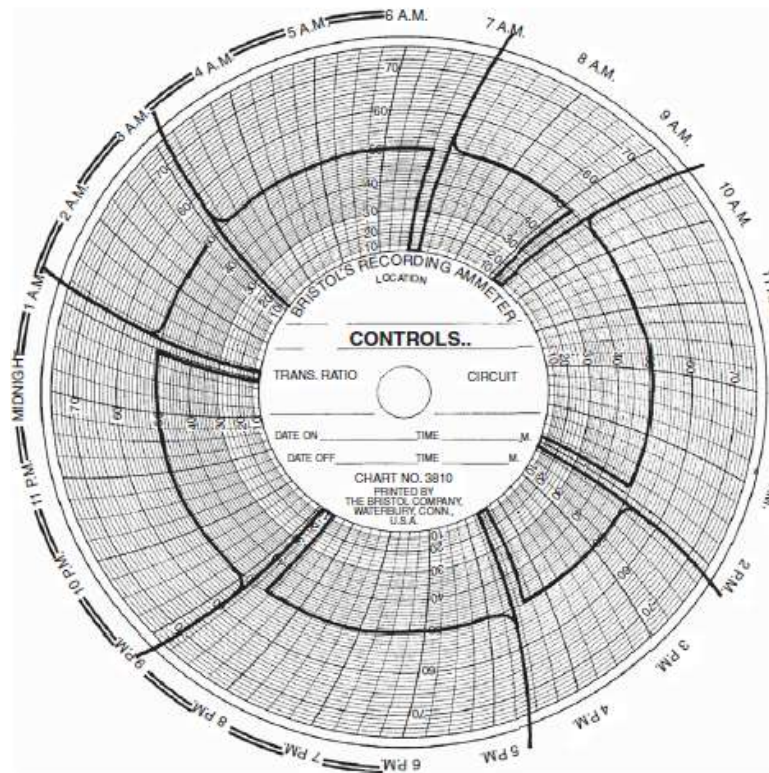


Figura 29. Nivel de Tanque incorrecto

Fuente: (Takacs, 2009).

L. EXCESIVOS INTENTOS DE REINICIO MANUAL

La carta de la Figura 30, muestra varios intentos manuales de iniciar la unidad de BES después de que se apagó debido a una condición de sobrecarga.

Es una muy mala práctica intentar arrancar manualmente un motor previamente sobrecargado y apagado automáticamente sin primero detectar y eliminar la causa de la sobrecarga. Varios de estos intentos eventualmente destruirán y quemarán el motor.

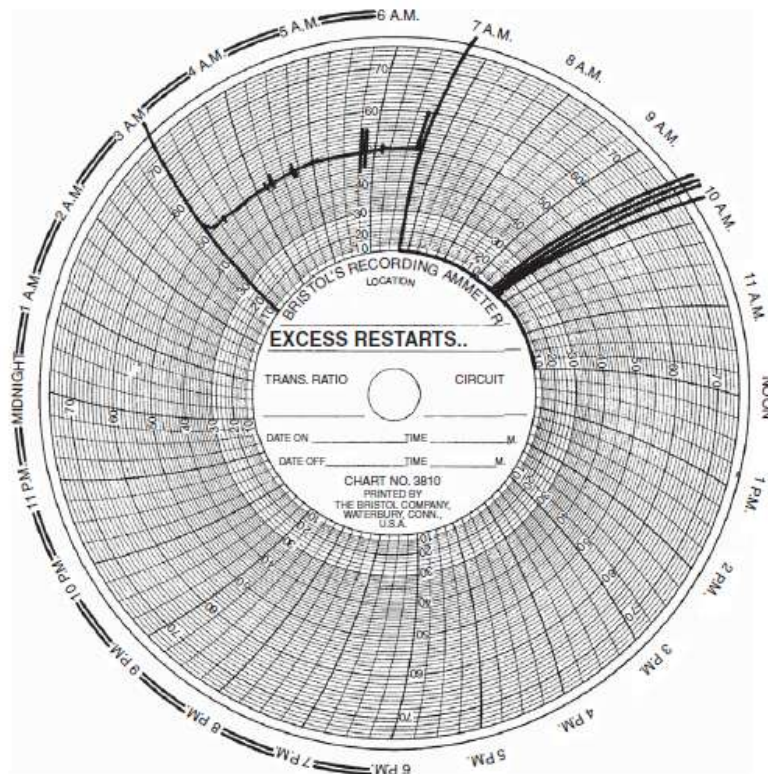


Figura 30. Excesivos intentos de reinicio manual

Fuente: (Takacs, 2009).

M. CONDICIONES DE CARGA ERRÁTICAS

En la Figura 31, se observa que, antes de apagarse debido a una situación de sobrecarga, la corriente consumida por el motor varía muy erráticamente.

La corriente del motor cambia con frecuencia y puede ser causada por grandes fluctuaciones en la gravedad específica del fluido y / o la presión superficial o fallas mecánicas en la bomba o el motor.

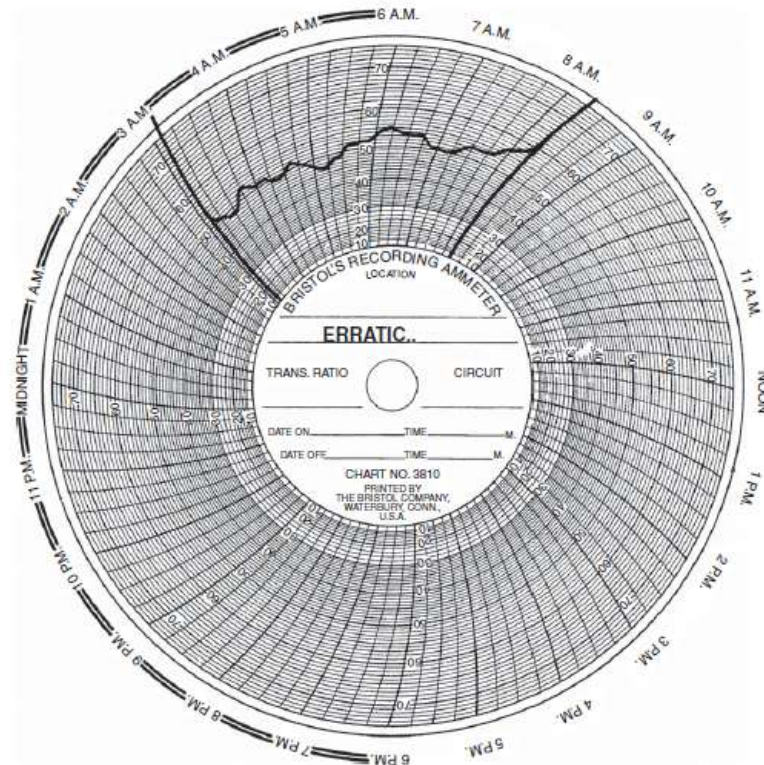


Figura 31. Condiciones de carga erráticas

Fuente: (Takacs, 2009).

4.3.2 DIAGNÓSTICO DE FALLAS

Una vez detectada la falla del sistema, se debe identificar la causa de la falla, esta etapa es llamada Diagnóstico de Fallas y para efectuar un diagnóstico de manera rápida y efectiva, se plantea un diagrama de flujo que podrá seguirse si se tienen los datos necesarios para la identificación de las causas.

4.3.2.1 MODELOS PARA EL DIAGNÓSTICO

Se evaluaron los diferentes modelos de diagnóstico, definidos por Abdelaziz y col. (2017), para desarrollar el diagrama planteado.

Para realizar el monitoreo del funcionamiento y la predicción de fallas para un sistema específico, se debe construir un modelo de representación que describa el estado exacto de funcionamiento en

función de los parámetros medidos. Por lo tanto, el problema de realizar pronósticos precisos en BES puede definirse mejor como un problema para construir un modelo preciso que describa la dinámica del sistema de BES. Si se construye un modelo perfecto para el BES, entonces se podrá detectar cuando el sistema está funcionando fuera de la región normal y podrá diagnosticar el modo de falla y la causa raíz, y predecir la vida útil restante del BES. El modelo puede usar datos de entrada sobre el diseño del BES (potencia del motor, tipo de bomba, etc) y construcción (diagrama de completación, profundidad de instalación, etc.), junto con parámetros medidos durante su operación (temperatura, corriente, presión y vibración). En la Figura 32 se muestra un resumen rápido de los tipos de técnicas de modelado disponibles.

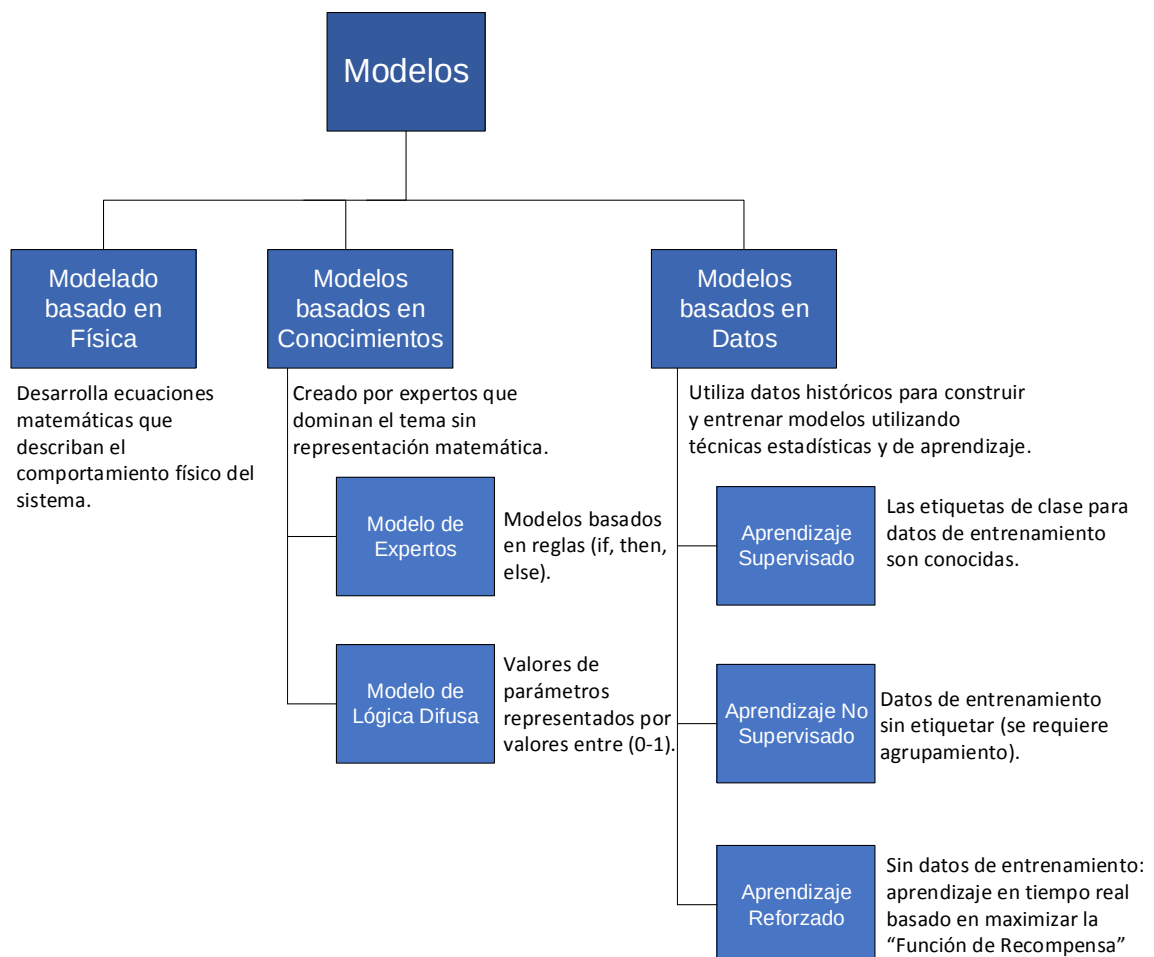


Figura 32. Resumen de los Tipos de Modelos para el diagnóstico

Fuente: (Abdelaziz y col, 2017).

A. MODELO BASADO EN FÍSICA

La construcción de un modelo basado en la física que describa con precisión el comportamiento del sistema de BES conlleva una gran dificultad, ya que hay muchos sistemas complejos asociados, por ejemplo:

1. Cambios en la condición del flujo: cambios en los diferentes regímenes de flujo trifásico o producción de arena.
2. El yacimiento cambia con el tiempo (presión del yacimiento, composición de fluidos, corte de agua).
3. Rendimiento del flujo de entrada y del flujo multifásico vertical que puede ser diferente de un pozo a otro y para cada pozo con el tiempo (diferentes IP, skin, tamaños de tuberías y revestidor, completación del pozo, etc.).
4. Modelado mecánico y eléctrico de la bomba y el motor.

Los parámetros calculados con los modelos físicos se usan para determinar cuando estas variables están fuera del rango normal de operación y activar alertas para tomar acciones correctivas y evitar fallas.

B. MODELOS BASADOS EN CONOCIMIENTOS

Un modelo basado en el conocimiento es tan bueno como las reglas introducidas por el experto. Aunque no describe la dinámica inherente al sistema, se puede aplicar a una amplia gama de fallas o configuraciones de instalación.

El modelo del conocimiento es un proceso de creación de un modelo de conocimiento interpretable por computadora o especificaciones estándar sobre un tipo de proceso y / o sobre un tipo de instalación o producto. El modelo de conocimiento resultante solo puede ser interpretado por computadora cuando se expresa en algún lenguaje de representación de conocimiento o estructura de datos que permita que el

conocimiento sea interpretado por software y almacenado en una base de datos o archivo de intercambio de datos.

En inteligencia artificial, un sistema experto es un sistema informático que emula la capacidad de toma de decisiones de un experto humano. Los sistemas expertos están diseñados para resolver problemas complejos razonando a través de cuerpos de conocimiento, representados principalmente como reglas *if-then*, en lugar de a través de un código de procedimiento convencional. Un sistema experto se divide en dos subsistemas: el motor de inferencia y la base de conocimiento. La base de conocimiento representa hechos y reglas. El motor de inferencia aplica las reglas a los hechos conocidos para deducir nuevos hechos. Los motores de inferencia también pueden incluir habilidades de explicación y depuración.

La lógica difusa es una forma de lógica de muchos valores en la que los valores de verdad de las variables pueden ser cualquier número real entre 0 y 1, ambos inclusive. Se emplea para manejar el concepto de verdad parcial, donde el valor de verdad puede variar entre completamente verdadero y completamente falso.

C. MODELOS BASADOS EN DATOS

Los modelos basados en datos, por el contrario, mejoran con el tiempo con los datos recopilados de un número creciente de instalaciones de BES equipadas con sensores de fondo de pozo. Estos datos cubren una amplia gama de operaciones y condiciones de campo, lo que enriquece el modelo constantemente. Los factores anteriores favorecen los modelos basados en datos para el problema de predicción de fallas de los sistemas de BES.

El modelado basado en datos se ha asociado fuertemente con el aprendizaje automatizado y los dos términos se han usado indistintamente para describir el mismo concepto.

4.3.2.2 DATOS DISPONIBLES DEL SISTEMA

Los datos disponibles de los sistemas de BES provienen de diferentes fuentes: datos dinámicos, datos estáticos y datos históricos, descritos por Abdelaziz y col. (2017), como se puede ver en la Figura 33. Estos datos también vienen en diferentes formatos: flujos SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), bases de datos de historiadores, hojas de Excel, archivos pdf, documentos de texto o imágenes.

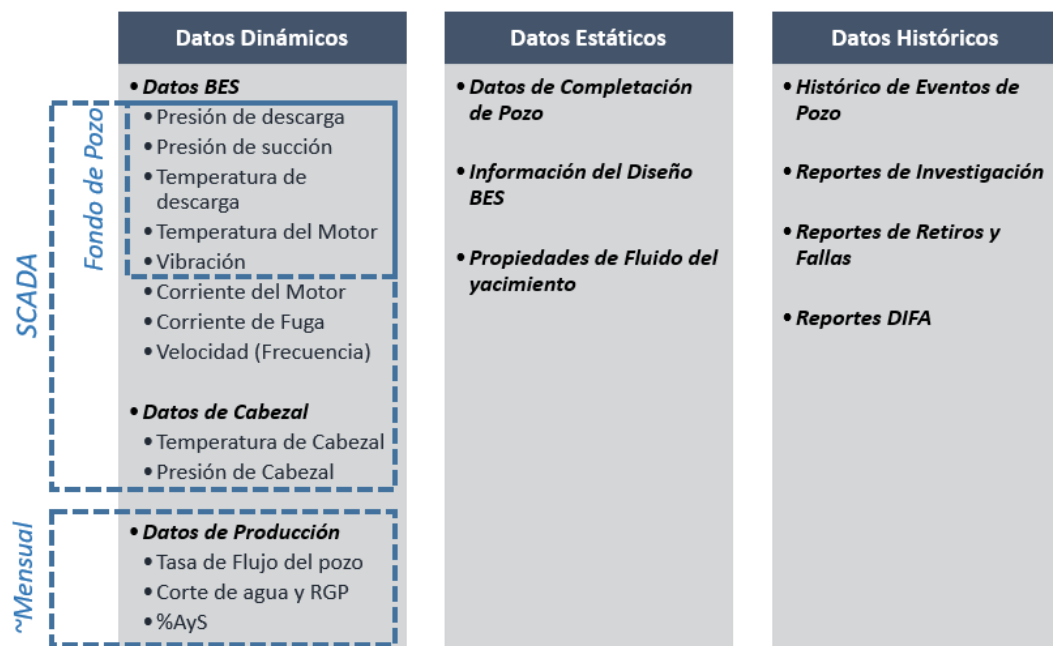


Figura 33. Datos disponibles del sistema de BES

Fuente: (Abdelaziz y col, 2017).

A. DATOS DINÁMICOS

Estos datos generalmente se capturan a través de un sistema SCADA. Estas mediciones dinámicas son responsables de describir el estado operativo de la bomba; por lo tanto, son la fuente principal utilizada en este estudio. Los datos dinámicos comunes disponibles son los siguientes:

- **Datos de BES (suministrados por VSD).**
 1. Presión de descarga: mide la presión en la descarga de la bomba (Pd) en psi.

2. Presión de succión: mide la presión en la admisión de la bomba (PIP) en psi.
3. Temperatura de descarga: mide la temperatura en la descarga de la bomba en °F.
4. Temperatura del motor: mide la temperatura de la bobina del motor (normalmente en el punto y) en °F.
5. Vibración: consiste en acelerómetros que miden las vibraciones en diferentes ejes (x, y y z, donde z es el eje longitudinal al pozo).
6. Corriente del motor: medición en superficie de la corriente removida por el motor en amperios.
7. Corriente de fuga: medición en superficie interpretada a partir de la diferencia de voltaje entre una de las fases y la tierra en amperios.
8. Velocidad (frecuencia): la frecuencia marcada en el VSD (variador de frecuencia) en Hz.

- **Datos del cabezal de pozo (suministrados directamente por la RTU: Unidad Terminal Remota).**

Las señales provenientes de los sensores son transmitidas a través del cable de alimentación a las RTUs.

1. Temperatura del cabezal del pozo: temperatura de la superficie medida antes del múltiple del estrangulador (°F).
2. Presión del cabezal del pozo: presión superficial medida antes del múltiple del estrangulador (psi).

- **Datos de producción (suministrados de forma intermitente: cuando se realiza la prueba de caudal).**

1. Caudal del pozo
2. Corte de agua y RGP
3. %AyS

Los cinco primeros datos son mediciones de fondo de pozo que dependen de la comunicación con el sistema de monitoreo de fondo de pozo. Se transfieren superponiendo la señal de comunicación de alta frecuencia en la parte superior del cable de alimentación trifásico. Como el sensor de medición de fondo de pozo depende del voltaje diferencial

entre el punto “y” (fondo de pozo) y la carcasa de la bomba (la tierra eléctrica para el sensor), la conexión a tierra de cualquiera de las tres fases da como resultado la pérdida de las mediciones de fondo de pozo. Esto se conoce como sensores de fondo de pozo.

Dado que el motor de fondo de pozo no requiere voltaje de tierra para funcionar (solo requiere voltaje trifásico), normalmente el motor de la bomba puede funcionar incluso con sensores de fondo de pozo conectados a tierra. Esto significa que la bomba puede funcionar normalmente durante un largo período sin medición de fondo de pozo. Este fenómeno es común y uno de los principales obstáculos para realizar el monitoreo de condición en BES.

B. DATOS ESTÁTICOS

Los datos estáticos describen el sistema actual instalado (información del BES, configuración del pozo):

1. Completación del pozo (incluida la profundidad de la bomba y el ángulo de inclinación).
2. Información de diseño de la BES (tipo de bomba, fabricante, número de etapas y curvas de la bomba).
3. Información sobre el fluido del yacimiento (incluidos los niveles de H_2S).

C. INFORMACIÓN HISTÓRICA

Se registran algunos datos históricos sobre el pozo y las fallas anteriores. Ejemplos de estos datos son:

1. Acontecimientos históricos del pozo. Ejemplo: fallas anteriores, evento de fuga del revestidor y reparaciones ocurridas.
2. Informes de solución de problemas (informe de investigación después de una anomalía).
3. Informes de falla y extracción.
4. Informes DIFA (Inspección de Desmontaje y Análisis de Fallas).

4.3.2.3 DIAGRAMA DE DIAGNÓSTICO PLANTEADO

El diagrama planteado en la Figura 34, ha sido desarrollado mediante el modelo basado en conocimientos, específicamente el modelo de expertos, ya que es interpretable por computadora. En este diagrama se identifican los problemas relacionados con algunas de las fallas más comunes que se presentan en el sistema de BES, dado que la identificación de éstas es muy compleja.

La elección de dicho modelo, se debe a que el mismo determina la facilidad con la que se pueden resolver ciertos problemas, si se tienen los datos necesarios, que en este caso son, los datos del BES y de producción del pozo.

Este diagrama es especialmente útil para diagnosticar el problema una vez producida una alarma. La rapidez en la identificación es importante para evitar que ocurra una falla.

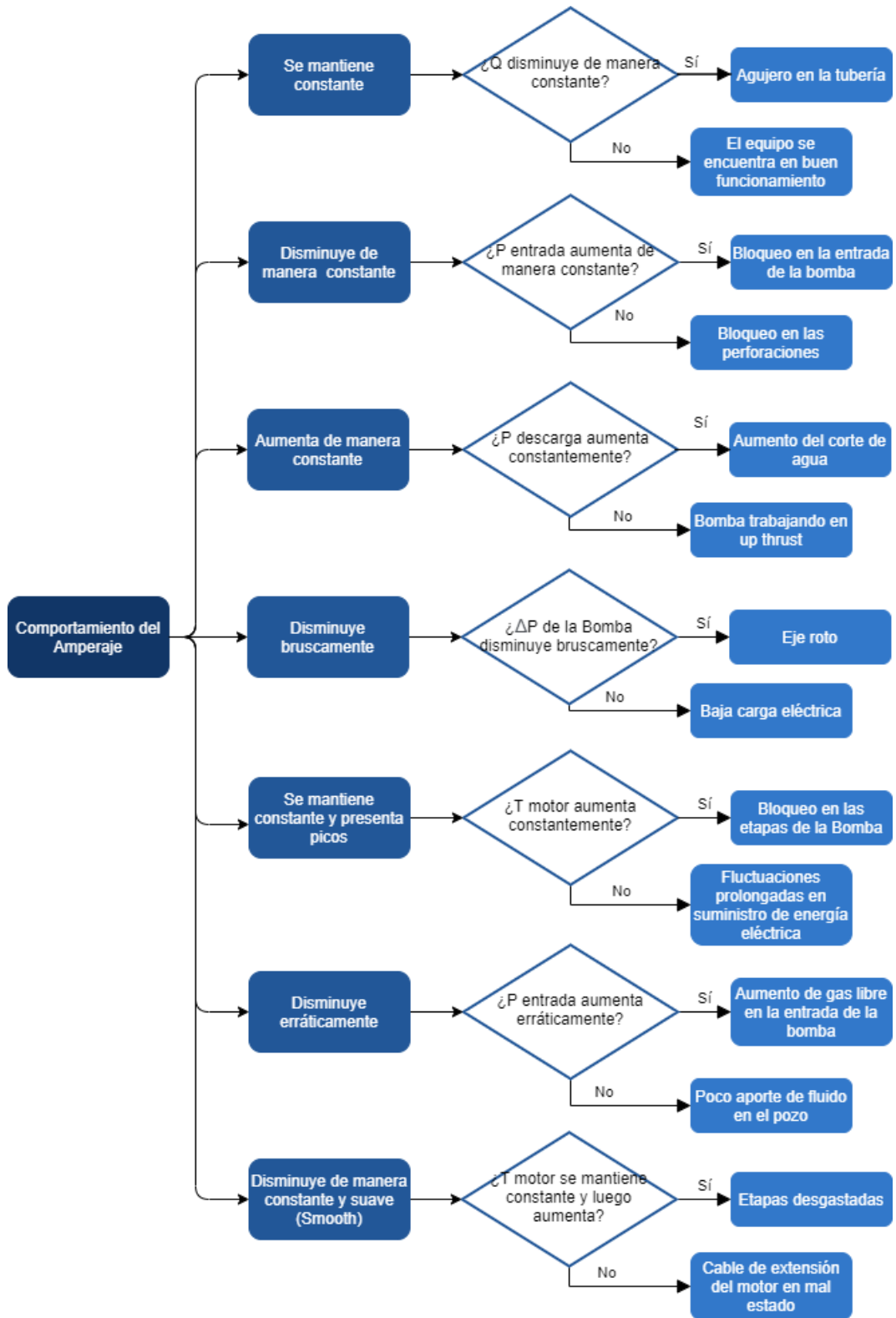


Figura 34. Diagrama de diagnóstico de fallas del BES

4.3.3 GESTIÓN DE ANÁLISIS DE FALLA

Para reducir el número de intervenciones y reducir los costos, es necesario que se cuente con una Gestión de Análisis de Fallas adecuada, como lo explica Archila (2020).

Existen ciertos factores que intervienen en el buen funcionamiento de los equipos del sistema de BES, ocasionando fallas que reducen la vida útil de cada uno de sus componentes, generando gastos por intervenciones y producción diferida, por estas razones es importante definir e implementar planes de acción que permitan determinar la causa raíz del problema de las diferentes fallas; es por esto que se hace necesario realizar la gestión de falla, cuyos objetivos son:

- Brindar conceptos de una terminología estándar para clasificar las fallas de todos los sistemas de extracción.
- Asegurar la consistencia de la información
- Determinar las causas raíz
- Definir e implementar planes de acción.

A. Proceso de Gestión de Fallas

La Gestión de Fallas se desarrolla de la siguiente manera:

1. Evitar que suceda.
2. Tener el historial, para evaluar el funcionamiento del pozo antes de la falla.
3. Diagnóstico preliminar de intervención: recolección de las variables operacionales. Definir la razón de la desinstalación.
4. Desinstalación del sistema (Workover): recolección de evidencias de las condiciones en que sale el equipo y la sarta del sistema de extracción.
5. Desensamble e inspección del sistema: definir el componente fallado y el descriptor de la falla mediante el desensamble del equipo.

6. Análisis de Causa de Falla: investigación de la causa de falla analizando todos los datos recolectados. Definir el origen de la falla.
7. Implementación de acciones de mejora continua: identificar y aplicar las acciones correctivas, mejorativas y preventivas para mitigar la causa de falla.
8. Seguimiento y lecciones aprendidas: hacer seguimiento a las acciones implementadas y difundir lecciones aprendidas.

B. Asignación de la Causa de Falla

Para asegurar la asignación adecuada de la causa de falla:

- No confundir causa de falla con mecanismo de falla.
- No asignar causa de la falla a condiciones del pozo (fluidos, yacimiento) a menos que sea una condición inesperada.
- Muy rara vez la causa de la falla está asociada a la calidad de los equipos (defectos de fábrica, manufactura)
- Tener en cuenta: frecuencia, naturaleza y el detalle de la investigación de la falla varía dependiendo de cada situación y comportamiento del pozo.
- Requiere personal con experiencia y que conozca al detalle los sistemas de fondo.
- Ocasionalmente se requiere un equipo multidisciplinario, cuando la falla no es fácilmente identificable.

C. Indicadores de rendimiento y Variables de medición

Para realizar la gestión de fallas de un campo, se requiere del resultado de indicadores y variables que dependen de las condiciones propias de cada campo, estos son:

- Índice de Falla

$$\text{Índice de Falla} = \frac{\# \text{Fallas en los últimos 12 meses (acumulado)}}{\# \text{Pozos activos promedio de los últimos 12 meses}}$$

Ecuación 18. Índice de falla

Permite medir el desempeño en la gestión de la frecuencia de las fallas de cada uno de los sistemas de extracción.

- Índice de Severidad

$$\text{Índice de Severidad} = \frac{\# \text{Fallas en los últimos 12 meses (acumulado)}}{\# \text{Pozos fallados acumulado de los últimos 12 meses}}$$

Ecuación 19. Índice de severidad

El objetivo es identificar los pozos con fallas repetitivas o malos actores. Cuando el Índice de Severidad es igual a 1, los sistemas fallan solo una vez en el lapso de tiempo evaluado (ideal).

- Índice de Pulling

Indicador que correlaciona el número de desinstalaciones (pulling) de los sistemas de extracción sobre el número de pozos activos, ocurridos en los últimos 12 meses. Se calcula con la siguiente formula:

$$\text{Índice de Pulling} = \frac{\# \text{Servicios por desinstalación del sistema en los últimos 12 meses (acumulado)}}{\# \text{Pozos activos promedio de los últimos 12 meses}}$$

Ecuación 20. Índice de Pulling

El concepto de “pulling” se aplica cuando se desinstala completamente o parcialmente el sistema de extracción con o sin falla. El denominador del promedio de pozos productores activos de los últimos 12 meses debe ser el mismo del índice de fallas de sistemas de extracción.

El indicador incluye servicios por desinstalación con o sin falla (elaboración de presupuestos).

4.4 NUEVAS TECNOLOGÍAS EN MONITOREO Y DIAGNÓSTICO DE BES

4.4.1 DIAGNÓSTICO DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE POZO

Una vez que el sistema de BES experimenta problemas, la curva de restauración de presión (Buildup) se muestra diferente y se desvía de la que se encuentra en condiciones normales. Por lo tanto, el análisis de la restauración de presión de cierre de cabezal de pozo debería ser un diagnóstico práctico del mal funcionamiento de BES (Han y col, 2015).

La prueba de restauración de presión de cabezal está basada en derivaciones analíticas (conservación de la masa y curva de rendimiento de la bomba) para pozos asistidos por levantamiento con BES.

La Figura 35 ilustra el proceso de cierre del pozo. La figura 35a representa el pozo antes de ser puesto en producción.

La figura 35b ilustra la producción normal y el fluido que fluye es una mezcla de líquido y gas. La figura 35c representa el período inicial después de que el pozo está cerrado. Las fases gaseosa y líquida comienzan a segregarse. El nivel del líquido sube a la línea roja punteada inferior debido al soporte de presión del yacimiento, y la línea roja punteada superior se logra después de comprimir el gas a medida que aumenta la altura de BES. La figura 35d muestra el escenario final de cierre.

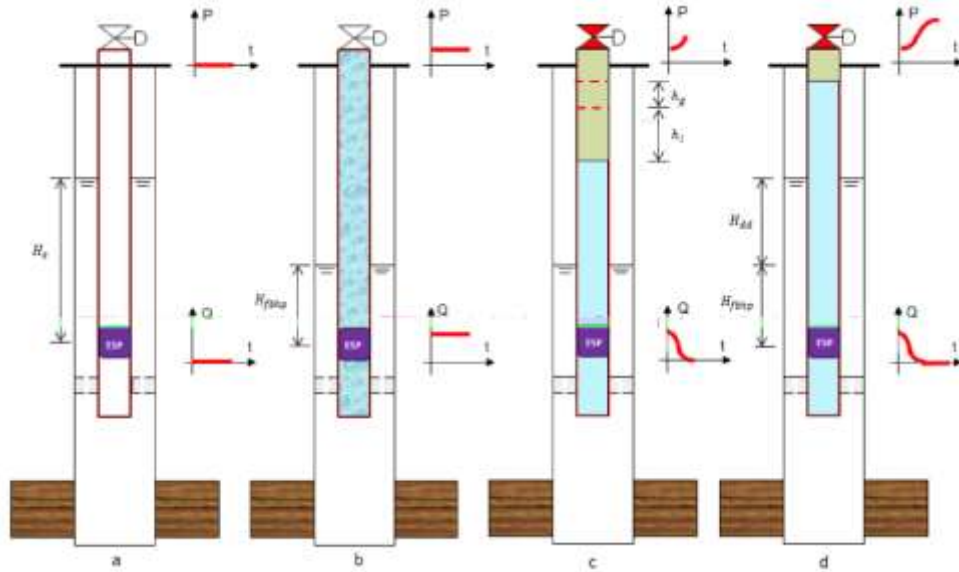


Figura 35. Procedimientos de prueba de restauración de presión de cierre del cabezal de pozo.

Fuente: (Han y col, 2015).

La Figura 36 muestra los aumentos de la altura de la bomba desde el estado de funcionamiento hasta el máximo mientras el caudal de fluido se acerca a cero.

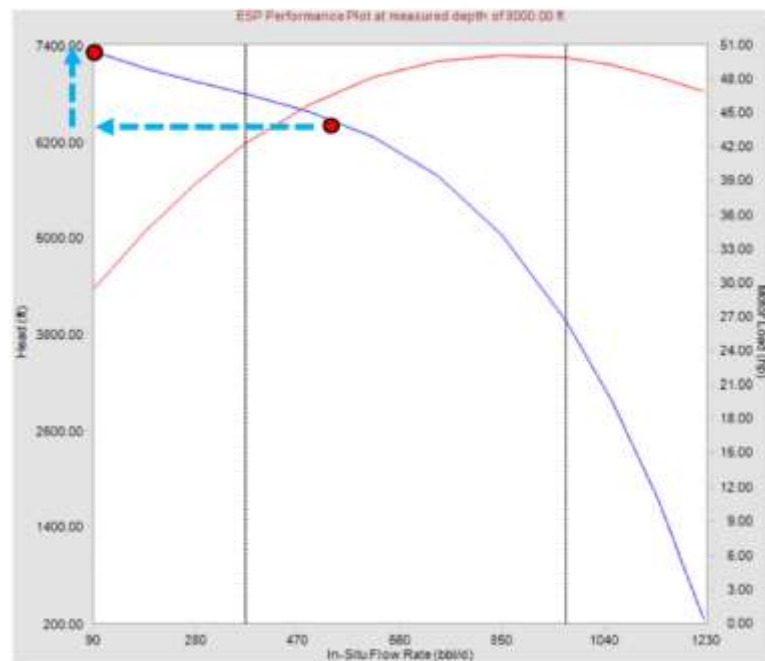


Figura 36. Carga del motor y altura de BES versus caudal durante la prueba de restauración de presión.

Fuente: (Han y col, 2015).

Ecuaciones utilizadas en el método

Combinando la Ecuación 5, Ecuación 15 y Ecuación 17, se tiene:

$$q(t) = \sqrt{\frac{1}{C} \left[H_{max} - \gamma_l h_l - \left(\frac{3.488 \gamma_g h_g}{zT} + 102.04 \right) \times (p_{t0} + \Delta p(t)) \right]}$$

Ecuación 21. Rendimiento de la bomba

Sustituyendo la Ecuación 21 en la Ecuación 4, se obtiene una correlación entre el cambio de presión de cierre de cabezal y el tiempo de cierre.

$$t = \frac{\Delta p(t)(C_g V_g + C_l V_l)}{\sqrt{\frac{1}{C} \left[H_{max} - \gamma_l h_l - \left(\frac{3.488 \gamma_g h_g}{zT} + 102.04 \right) \times (p_{t0} + \Delta p(t)) \right]}}$$

Ecuación 22. Tiempo desde el cierre del pozo

La Ecuación 22 proporciona la presión teórica del cabezal del pozo en función del tiempo durante la prueba de restauración, que puede representarse mediante la línea roja continua en la Figura 37.

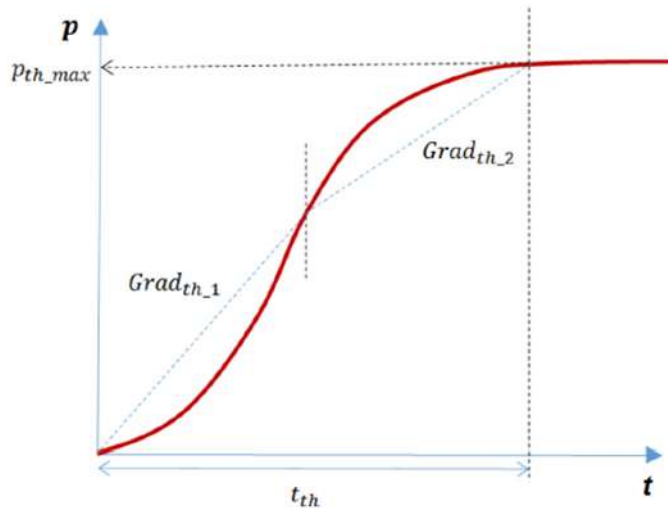


Figura 37. Evolución de la presión de cabezal de pozo con el tiempo de cierre durante la prueba de restauración de presión de cierre del cabezal de pozo.

Fuente: (Han y col, 2015).

La presión máxima teórica de cierre de cabezal del pozo viene dada por:

$$p_{th_{max}} = \frac{\left[H_{max} - \gamma_l h_l - \frac{3.488 \gamma_g h_g}{zT} (p_{t0} + \Delta p(t)) \right]}{102.04}$$

Ecuación 23. Presión máxima teórica de cierre

Caracterizar la curva de restauración de presión de cabezal

La línea roja continua en la Figura 37 representa la curva de restauración de presión teórica después del cierre del pozo, derivada de la Ecuación 11. Se utilizaron dos gradientes de presión, Grad_{th_1} y Grad_{th_2} en dos medios períodos para capturar las características de la curva.

Aplicando el mismo enfoque de la Figura 37, se puede obtener la presión de cierre máxima real del cabezal del pozo P_{a_max} .

El diagrama de flujo de trabajo para diagnosticar el mal funcionamiento de BES utilizando la restauración de presión en el cabezal del pozo se muestra en la Figura 38.

eléctricas, puede indicar positivamente cambios en el sistema eléctrico, pero rara vez brinda suficiente información para identificar la causa raíz del problema operativo. Debe recordarse que las fallas eléctricas son a menudo causadas por problemas mecánicos o de otro tipo que, con el tiempo, finalmente se convierten en una falla de naturaleza eléctrica. La detección de la falla inicial o raíz, por lo tanto, no es una tarea fácil y requiere información adicional y un analista experimentado. Se puede comparar muy adecuadamente el uso de cartas amperimétricas con un caso en el que, en lugar de mirar el velocímetro, se intenta encontrar la velocidad de un automóvil a partir de su consumo de combustible.

Los controladores de BES modernos utilizan microprocesadores para proporcionar un control y una protección mucho mejores de los componentes eléctricos del sistema de BES. En lugar de la carta amperimétrica registrada en papel, utilizan varias otras variables eléctricas además de la corriente consumida por el motor y pueden mostrarlas y almacenarlas para su análisis inmediato o futuro y para su control. La condición de bomba apagada, por ejemplo, se detecta más fácilmente si se analizan los cambios de potencia del motor (kW).

La desventaja básica de usar cartas amperimétricas es que este tipo de análisis no cubre ni puede cubrir todos los aspectos del sistema de BES. La instalación del BES funciona como un sistema que consta de (1) componentes mecánicos, (2) hidráulicos y (3) eléctricos y, si se requiere una descripción completa de su comportamiento, debe tratarse en consecuencia. El análisis del sistema (nodal) es la forma definitiva de describir el funcionamiento del sistema y este enfoque es el adecuado para la resolución de problemas. A continuación, se describe el procedimiento completo que utiliza los principios del análisis nodal, explicado por Takacs (2009).

Suponiendo un caso ideal para la resolución de problemas: el sistema está equipado con una unidad DHM (medición de fondo de pozo) y los siguientes parámetros se miden o conocen con precisión:

- En la superficie:
 - Presión de cabezal de pozo, WHP,
 - Tasa de producción, q_l ,
 - Nivel de líquido dinámico, L_{dyn} y
 - Frecuencia de conducción, f_{actual}
- Por la unidad DHM:
 - Presión de descarga de la bomba, P_d , y
 - Presión de entrada de la bomba, PIP.
- De archivos de pozo:
 - Presión estática de fondo de pozo, SBHP
 - Índice de productividad del pozo, IP.

Con base en estos datos y considerando los componentes hidráulicos y mecánicos del sistema de BES, se pueden construir dos gráficos, que se muestran en la Figura 39, que describen adecuadamente el comportamiento del sistema. Los parámetros medidos se indican mediante pequeños cuadrados; calculados por círculos. El gráfico del lado izquierdo representa la cooperación del pozo y la formación productora y muestra los recorridos de presión en la tubería del pozo y en el espacio anular. El gráfico del lado derecho describe el funcionamiento de la BES en varias frecuencias de conducción, incluida la actual. En cada curva, los dos límites del rango operativo recomendado se indican mediante puntos.

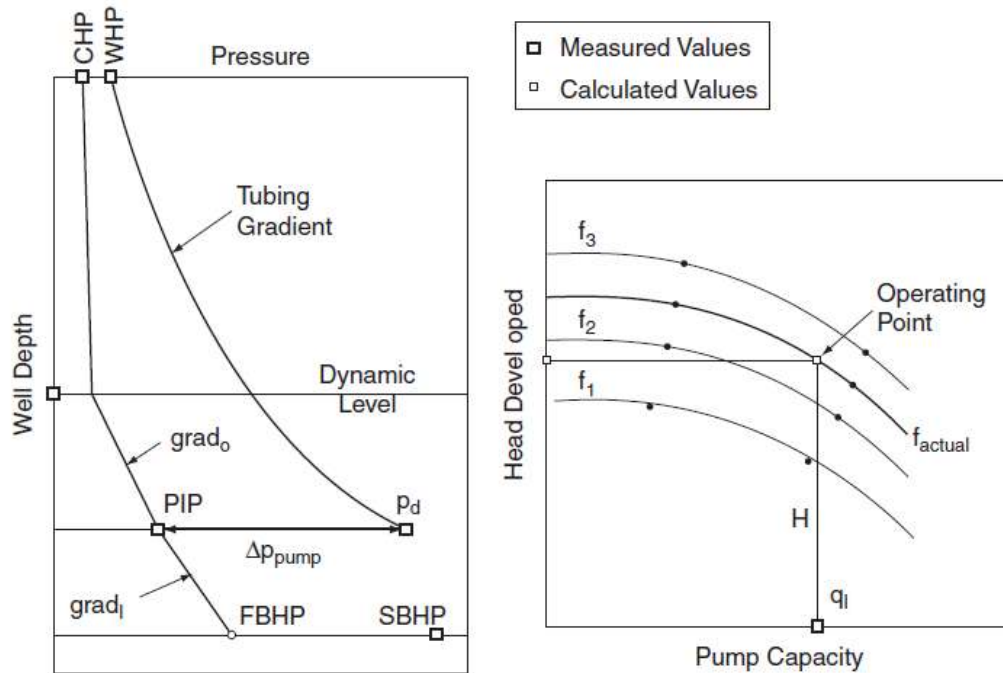


Figura 39. Gráfico de Solución de Problemas para sistemas de BES.

Fuente: (Takacs, 2009).

La altura real desarrollada por la bomba se puede calcular a partir de las presiones de entrada y descarga medidas de la siguiente manera:

$$H = \frac{Pd - PIP}{0.433\gamma l}$$

Ecuación 24. Altura real de la bomba

Donde:

- Pd: presión de descarga de la bomba, psi.
- PIP: presión de entrada de la bomba, psi.
- γl : gravedad específica del líquido producido, -.

Esta altura, si se traza frente a la tasa de líquido medida, q_l , define el punto de funcionamiento del sistema de BES que debe caer en la curva de rendimiento de la altura de la bomba válida a la frecuencia de conducción real. Para sistemas correctamente diseñados, este punto se encuentra en algún lugar entre los dos límites del rango de caudal de líquido recomendado, como se muestra en la figura. Así es como debería verse un sistema ideal con todos los datos de producción medidos con

precisión. Para verificar la integridad de los datos medidos, se calcula la presión de fondo de pozo que fluye, FBHP, a partir del PIP medido con la debida consideración a la caída de presión calculada en la sarta de revestimiento. Luego, utilizando la productividad conocida, se puede determinar la tasa de flujo de entrada al pozo, Q . En el caso de datos de entrada precisos, esta tasa debe ser idéntica al valor medido, q_l . En este punto la tasa total de manejo de bomba incluye la suma de la tasa de petróleo, agua y gas, medidos a la presión local y, en estas condiciones entra un factor de incertidumbre adicional.

En caso de que el punto de funcionamiento no caiga en la curva de rendimiento, la bomba puede estar desgastada y su curva de rendimiento de altura puede haberse desplazado a alturas más bajas. De manera similar, si la bomba está en buenas condiciones, pero el punto de operación está fuera del rango recomendado, se debe verificar el diseño de instalación original porque la bomba opera en modo de empuje hacia arriba o hacia abajo.

El uso de las curvas de presión (el lado izquierdo de la Figura 39) permite la validación de varios parámetros importantes que no están fácilmente disponibles o que se sospecha que están en error. Los procedimientos requeridos difieren para cada parte de la distribución de presión:

- Flujo en la tubería. Como se muestra en la Figura 39 izquierda, las presiones de descarga de la bomba y del cabezal de pozo medidas dan los dos puntos extremos de la presión de flujo transversal en la tubería. Los parámetros desconocidos o inexactos (corte de agua, RGL, gravedad del fluido en la descarga de la bomba, etc.) se pueden validar ejecutando repetidamente cálculos de caída de presión multifase con varios de sus valores supuestos. Con prueba y error, los parámetros adecuados se encuentran cuando las presiones calculadas y medidas en los dos extremos de la presión transversal coinciden entre sí.

- BES. A partir de las presiones de entrada y descarga de la bomba medidas, la altura desarrollada por la bomba se encuentra utilizando la Ecuación 24. El cabezal de la bomba es una función de la frecuencia de inmersión, el caudal, el número de etapas de la bomba, la gravedad del fluido y la eficiencia de la bomba; los valores de algunos de estos pueden ser inexactos. Si la altura de la bomba representada frente a la tasa de líquido se ajusta a la curva de rendimiento de la bomba, los datos se validan. De lo contrario, un análisis de los parámetros de influencia puede dar la razón del desempeño incorrecto.
- Sección del pozo debajo de la bomba. Es una tarea fácil calcular la presión de fondo fluyente (FBHP) utilizando cálculos de caída de presión de una o varias fases. Se puede verificar la precisión de este valor comparándolo con la presión encontrada en la relación de rendimiento del flujo de entrada del pozo.

El monitoreo continuo de parámetros cruciales de fondo de pozo, permite al ingeniero de producción realizar el tipo de análisis que se acaba de describir en varias ocasiones. Los resultados de tales análisis mejoran en gran medida las posibilidades de detectar problemas mecánicos o hidráulicos mucho antes de que provoquen fallas eléctricas fatales. Siguiendo los procedimientos adecuados, se puede aumentar la vida útil del sistema de BES; un objetivo sin fin del operador.

4.5 EVALUACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS A UNA FALLA DEL SISTEMA DE BES

Dado que tanto el costo de instalación como de reparación de un equipo de BES es elevado, y considerando la pérdida de producción que se da al presentarse una falla en uno de los pozos, es importante realizar la Gestión de Fallas. En la Tabla 1 y Tabla 2, se presentan datos del departamento de aplicaciones de Baker Hughes (2014).

Tabla 1. Costos Sistema de BES Convencional. Fuente: (Salazar, 2014).

Pozo	Componente	Descripción	Longitud Cable (pies)	Precio venta (USD)
A	Bomba	PMP 400PMXHVSXD 078 P35 H6 FER STD_PNT		28.312,92
	Bomba	PMP 400PMXHVSXD 078 P35 H6 FER STD_PNT		28.312,92
	Bomba	PMP 400PMXHVSXD 057 P35 H6 FER STD_PNT		15.466,59
	Intake	INTK 400PINTSSD H6 STD_PNT		834,77
	Seal	SEAL GSB3 XLT FER HL SSCV H6 AB PFSA CL6		6.272,01
	Motor	MTR 450MSP1X 216/1540/90 24R 180/1283/90		34.178,23
	Motor	MTR 450MSP1X 216/1540/90 24R 180/1283/90		34.178,23
	Sensor	WELLFT H, MGU & TC		23.990,69
	Descarga	DSCHG B/O PMP 400 2.38X8 EUE 416SS		126,62
	Cable	1SOL 5KV 90 LD B GAL .3 GAL F3/8" TUBE	6475	61.059,25
	TOTAL			232.732,23

Tabla 2. Costos Instalación Sistema BES Convencional. Fuente: (Salazar, 2014).

Costos Estimados – Inicial de BES Convencional – Pozo “A”	
Trabajo	Costo, (USD)
Movimiento de la Torre	4.000
Trabajo de la Torre (+/- 5 Días)	20.0000
Supervisión y Transporte	10.000
Químicos	2.500
Equipo de Subsuelo	232.732
Supervisión + Instalación BES	5.000
Spooler	5.000
Vaccum	5.000
Contingencias (+/- 20%)	100.046,4
TOTAL COSTOS	600.278,4

Una de las principales implicaciones financieras de las fallas del BES es la de tiempo de inactividad de producción, que se traduce en producción diferida de petróleo.

El objetivo es disminuir o eliminar el tiempo de inactividad de producción como resultado de un mantenimiento BES no planificado.

- Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento son aquellos costos de mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos, así como

también los costos por seguimiento, control y monitoreo de los mismos.

- Costos de Reparación con Torre de Reacondicionamiento (Workover)

Los costos de reparación con torre son los costos de workover, como se puede ver en la Tabla 3. Para hacer reparación de equipos de fondo es necesario utilizar la torre.

Tabla 3. Costos de reacondicionamiento. Fuente: (Salazar, 2014).

Costo de Torre WO - Workover Tradicional	
Movilización de la Torre (USD)	40.000
Costo/día de Torre de WO (USD/día)	36.000
Días de WO (día)	5
Costos Asociados (USD)	80.000
TOTAL (USD)	300.000

- Costos de Reparación sin Torre de Reacondicionamiento

Los costos de reparación sin torre son los costos que implican el cambio de equipos durante su vida útil sin necesidad del uso de la torre.

- Costos por tiempo de espera

Un pozo que necesita mantenimiento en equipos de superficie o de fondo por cualquier circunstancia requiere un tiempo de espera hasta que pueda ser intervenido con una torre de reacondicionamiento. Este tiempo genera costos, que deben ser determinados y cuantificados a través de los barriles de producción perdidos en el tiempo de espera hasta que pueda ser funcional y operativo nuevamente. Este tiempo de espera depende de la producción del pozo y la disponibilidad de equipos de workover.

- Caso de estudio: Campo Milne Point (Alaska)

Según Sawaryn y col. (2002), en el campo Milne Point de Alaska, hay más de 112 pozos con BES operando y el análisis revela que la vida útil de BES del campo varía considerablemente. El tiempo promedio actual para fallar es de 330 días, con una antigüedad de la bomba más larga que excede los 10 años. Se presentan en promedio 50 fallas en un año y se requiere una reparación con workover, que cuesta en el rango de US \$ 300,000, para reemplazar una BES fallida. La carga sobre el costo operativo del activo es grande, excediendo los US \$ 20 millones por año. Las fallas del BES también resultan en una pérdida de producción, que se estima en 1,700,000 STB por año, con lo que se puede calcular el costo por pérdida de producción con la siguiente ecuación:

Costo por pérdida de producción

$$= \# \text{ fallas por año } \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] \times \# \text{ días no operativos } \left[\frac{\text{días}}{\text{falla}} \right] \\ \times \text{Tasa de producción } \left[\frac{\text{bbl}}{\text{día}} \right] \times \text{Precio del petróleo } \left[\frac{\$}{\text{bbl}} \right]$$

Ecuación 25. Costo por pérdida de producción

4.6 ANÁLISIS DE COSTOS Y VENTAJAS ASOCIADAS AL MONITOREO USANDO SENSORES DE FONDO

La mayoría de los sistemas de control, resolución de problemas y análisis de BES se basan en el uso de parámetros eléctricos para predecir el rendimiento de la BES y del pozo.

A medida que evolucionaron los sistemas de control de BES, se hizo posible proteger el sistema provocando el apagado de la bomba en función de los ajustes de corriente de sobrecarga y baja carga, lo que indica una condición de funcionamiento adversa.

Desde el punto de vista de la producción, los parámetros más importantes son las presiones a través del BES; después de todo, la función del BES es agregar energía y provocar un cambio de presión en el pozo para permitir que el pozo fluya a una tasa mayor. Si se mide P_i y P_d , se conoce la respuesta exacta de la presión en el pozo y, por lo tanto, se puede considerar el pozo como un sistema hidráulico. Cuando las presiones de entrada y descarga del BES se conocen y se utilizan junto con la curva de rendimiento de BES, se pueden utilizar para validar o determinar una serie de condiciones operativas útiles, como: validar las propiedades del fluido; trazar la presión a través de la bomba (dP) frente a la frecuencia; inferir el caudal de fondo de pozo; y calcular la presión de flujo de fondo de pozo. La Tabla 4 proporciona un resumen de la información que se puede obtener usando dos presiones medidas.

Tabla 4. Niveles de Monitoreo. Fuente: (Williams, 2009).

Nivel de Monitoreo	Se mide	Características
Parámetros eléctricos	Amperaje y Corriente.	Costo de equipo más bajo. Menor valor agregado.
Niveles de fluidos monitoreados	Registros sónicos tomados ocasionalmente para determinar la presión de admisión.	Medición inexacta de la presión de entrada, posibilidad de análisis basado en datos incorrectos.
Sensor básico (P_i y T_i)	Presión y Temperatura de admisión precisas conocidas en tiempo real.	Potencial para control de P_i , pero rara vez se realiza.
Sensor avanzado (P_i , P_d , T_i , T_m , Vib)	Determinación precisa del ΔP de la bomba, temperatura de admisión, temperatura del motor, vibración del sistema.	Conjunto de herramientas completo para realizar análisis y diagnóstico del rendimiento de pozos y bomba. Mayor valor.

A continuación, se proporciona un resumen de los parámetros clave que se pueden medir con un sensor de fondo de pozo según Williams (2009):

Presión de entrada de la bomba (P_i): debe usarse para evitar una situación de bomba apagada (pump-off) o para evitar que el pozo caiga

por debajo de una presión determinada (punto de burbuja o presión mínima de flujo de fondo de pozo).

Presión de descarga de la bomba (Pd): responderá inmediatamente a los cambios en la gravedad específica del fluido producido (corte de agua o gas), cambios en la presión de la superficie (cabezal de pozo) y se puede usar para evitar que una bomba se bloquee o funcione en un escenario de flujo bajo. El ajuste del disparo / alarma debe basarse en un valor máximo calculado para Pd durante las condiciones normales de funcionamiento o el valor puede establecerse en el funcionamiento normal Pd más un margen (por ejemplo, 50 psi). El valor también se puede determinar prácticamente en el campo realizando una prueba de cierre, es decir, observando el Pd medido y estableciendo el nivel de disparo por debajo de este valor. El conocimiento de ambas presiones da un conocimiento exacto del trabajo realizado por la bomba en cualquier momento y es de especial utilidad en situaciones de BES complejas, como fluidos de alta viscosidad o pozos gaseosos.

Diferencial de presión de la bomba (dP): se puede utilizar para garantizar que el BES funcione dentro del rango. Para una frecuencia de bomba dada y con una densidad conocida de los fluidos producidos, se puede establecer un dP de bomba mínimo y máximo correspondiente al rango de empuje hacia arriba y hacia abajo en el BES para garantizar que la bomba funcione dentro del rango. Para una bomba que funciona "dentro del rango": los puntos de funcionamiento mínimo y máximo corresponden a una altura a la frecuencia de funcionamiento y los fluidos producidos tienen un peso específico promedio. Utilizando la relación:

$$dP \text{ (psi)} = \text{Altura (pies)} \times GE \times 0,433 \text{ (psi / pie)}$$

Ecuación 26. Diferencial de presión de la bomba

Se calcula un dP mínimo y máximo de acuerdo con el rango de eficiencia de la bomba. Estos valores se programarían en el sistema de control de superficie para que se disparara una alarma si la dP de la bomba aumentara por encima del dP máximo; También se podría

establecer un disparo de la bomba si el dP de la bomba continúa aumentando, una indicación de que la bomba se está moviendo más hacia un flujo bajo o una condición de empuje descendente potencialmente dañina.

Temperatura del motor (Tm): puede ser la temperatura del devanado del motor o la temperatura del aceite del motor. Siempre que sea posible, es preferible controlar la temperatura del devanado del motor, ya que la temperatura del devanado siempre aumenta más rápidamente en respuesta a problemas del BES. El disparo / alarma debe configurarse para que se active a aprox. 20 °C por encima de la temperatura de funcionamiento normal.

Temperatura de admisión de la bomba (Ti): actúa como respaldo de la temperatura del motor y se configuraría para disparo / alarma al mismo valor que la lectura de temperatura del motor. Sin embargo, es casi siempre probable que la temperatura del motor responda primero. El cambio de temperatura de entrada también puede ser un indicador de cambios en el caudal del pozo.

Vibración (Vib): es una medida indirecta del rendimiento del BES ya que, al igual que los amperios, incluye componentes mecánicos (por ejemplo, arena, desgaste), eléctricos (por ejemplo, frecuencia) e hidráulicos (por ejemplo, gas y viscosidad). Por lo tanto, es difícil interpretar un valor absoluto y exacto de la vibración; más bien, la tendencia de la vibración es importante y puede indicar una variedad de condiciones problemáticas o cambios en las condiciones normales de funcionamiento, tales como:

- Cambio de frecuencia (velocidad de la bomba) y funcionamiento alrededor de frecuencias resonantes;
- Cambio en la presión de cabezal del pozo (por estrangulamiento de superficie);
- Aumento de corte de agua de pozo e indicación de emulsiones;

- Inicio o aumento de la producción de sólidos (arena / escamas) y seguimiento del desgaste de la bomba;
- Inicio de bloqueo de gas;
- Cambio de temperatura de la bomba / motor causado por una operación severa de empuje hacia arriba / hacia abajo.

Generalmente, la vibración solo se configuraría como una función de alarma. Si el sistema de control de superficie muestra una alarma o la bomba se dispara, es importante comprender por qué se disparó la bomba. Antes de reiniciar una bomba, se debe hacer el esfuerzo de examinar los datos del sensor registrados para determinar la causa del apagado. Muchas fallas prematuras de la bomba podrían evitarse si se tomara el tiempo para comprender por qué ocurrió un disparo o una alarma.

Para usar dichos parámetros de manera efectiva para controlar y proteger el BES, generalmente se requiere una tarjeta de entrada en el VSD para permitir que la bomba se controle en tiempo real usando parámetros medidos por el sensor de fondo de pozo. Este simple paso puede tener un efecto significativo en la vida útil del BES. El control del BES utilizando parámetros medidos en combinación con un cambio de enfoque para considerar el pozo producido por BES como un sistema hidráulico puede proporcionar al operador una vida útil más larga, una mayor producción e información valiosa para el diseño de sistemas futuros: un método simple para proporcionar mejoras al BES.

Aspectos Económicos

De acuerdo con Williams (2009) “la decisión de no ejecutar un sensor de fondo de pozo con un BES surge inevitablemente del costo. Un sensor de fondo de pozo confiable puede costar entre \$ 20,000 y \$ 80,000, lo que algunos pueden considerar un costo alto.” Sin embargo, un sensor de fondo puede pagarse por sí mismo en muy pocos días, dependiendo de la productividad del pozo y el precio del petróleo.

Si se usa para controlar el BES, el sensor de fondo de pozo brinda la oportunidad de evitar fallas en el BES, lo que puede prolongar la vida útil del sistema. Si los datos del sensor de fondo de pozo también se utilizan para analizar el sistema de BES y optimizar la producción, el valor del sensor aumenta aún más.

El costo de un sensor de fondo de pozo en relación con las oportunidades de aumentar la producción, la prevención de una falla del BES o la producción diferida en relación con el costo del sensor es mínimo.

Ejemplos de los artículos estudiados

En los artículos estudiados, se explica cómo luego de la aplicación de distintos métodos de monitoreo de sistemas de BES usando sensores de fondo y un posterior análisis (el análisis es en lo que se diferencia cada método), se ha comprobado que la vida útil de los sistemas ha aumentado, como se refleja en la Figura 40.

- **Bohai Bay (China)**, Anadarko. Se hizo un estudio completo de ciclo de vida útil de BES desde diseño hasta solución de problemas e inspecciones. Se consiguió una vida útil promedio para 110 BES, mayor a la esperada desde el inicio de las operaciones de 3.5 años, siendo la mayor de 6.1 años (Sheridan y col, 2012).
- **Modelos Algorítmicos y ALT** (Artificial Lift Teams), Saudi Aramco. El ALT ha desarrollado el sistema ESP M&SS para diagnosticar, detectar, analizar y optimizar el rendimiento de BES junto con las tasas de producción específicas de cada pozo. Gracias a esta metodología, se consiguió un aumento en el promedio de vida útil de las BES respecto al promedio industrial a nivel mundial, el cual es de 3 años. La vida útil de las bombas aumentó de 3,2 años a 4,6 años (Al Shuwaikhat y col, 2017).

- **Oman oil fields**, PDO (Petroleum Development Oman). En los campos de Omán, en los últimos años se ha conseguido un aumento de la vida útil de BES de 5% anual, llegando a ser en promedio 2,5 años, implementando un Modelo de ciclo de vida útil de BES que incluye aspectos desde la selección de los equipos hasta el análisis de fallas (Al-Bimani y col, 2008).
- **Milne Point (Alaska)**. Se analizaron modelos estadísticos para estudiar las causas principales de fallas del campo y los tiempos de vida útil de las bombas, que son en total 112 BES. El promedio de vida útil calculado es de 3,2 años (Sawaryn y col, 2002).
- **Khalda Petroleum Company**. Desierto Occidental de Egipto. La optimización de las BES es un rol mayor, parte del plan de la compañía, usando vigilancia en tiempo real, minimizando los disparos, detectando eventos críticos usando umbrales de alarma ajustados. Se ha conseguido un aumento de la vida útil de 2,9 años en el año 2007 a 4,5 años en el año 2014 (El Gindy y col, 2015).
- **GUPCO (Gulf of Suez Petroleum Company)**. El monitoreo en tiempo real ha incrementado la vida útil de los sistemas de BES de la plataforma costa afuera SG-300, utilizando un sistema de alarmas robusto. Antes de la implementación de la vigilancia y monitoreo en tiempo real, la vida útil promedio era de 2,6 años y en la actualidad es de 3,35 años (Abdel-Basset y col, 2012).

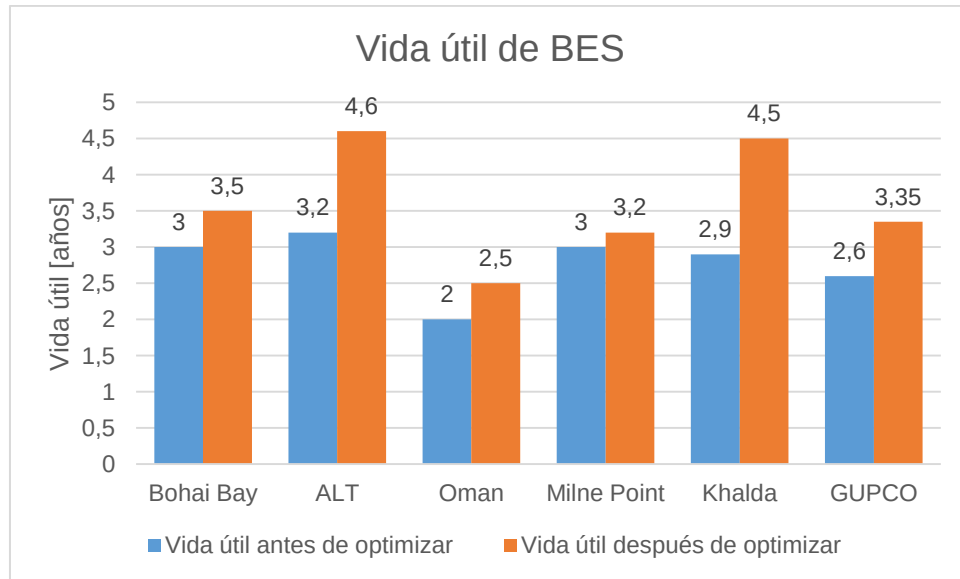


Figura 40. Vida útil del Sistema de BES.

CONCLUSIONES

1. La optimización del BES se logra implementando diferentes técnicas de monitoreo del sistema, como el uso de cartas amperimétricas y sensores de fondo con un análisis de fallas eficaz que previene futuros problemas al efectuar la gestión de fallas.
2. El estado del arte realizado, revela que existen métodos novedosos para el monitoreo del sistema de BES y usando herramientas de diagnóstico se obtienen resultados precisos del funcionamiento del sistema para detectar fallas de manera rápida, durante toda su vida útil.
3. Mediante el estudio de los componentes del sistema de BES se determinaron los posibles problemas que suelen presentarse en el método, causados por producción de fluidos corrosivos, sólidos y producción de arena, baja afluencia de la formación, errores en diseño y problemas de equipos eléctricos.
4. La comparación de los datos de producción y BES con el comportamiento del amperaje, permite identificar los problemas relacionados con algunas de las fallas más comunes, como se han expuesto en el diagrama de diagnóstico planteado.
5. La gestión de fallas es una práctica eficaz para prolongar la vida útil del BES, que consiste en implementar planes de acción para evitar que sucedan las fallas, evaluar el funcionamiento del pozo antes de la falla, identificar y aplicar las acciones correctivas, mejorativas y preventivas para mitigar la causa de falla, a través de un seguimiento y lecciones aprendidas.
6. La prueba de diagnóstico de restauración de presión de pozo es un procedimiento sencillo basada en derivaciones analíticas que permite identificar fugas de tubería, eje de la bomba roto, levantamiento de bajo rendimiento y baja eficiencia de trabajo.
7. La presente investigación describe cómo los datos de campo y las herramientas de escritorio se combinaron con éxito para monitorear y

diagnosticar problemas de rendimiento para ofrecer mejoras en la producción de petróleo.

8. Las prácticas de supervisión, realizadas a lo largo de toda la vida operativa de la BES, proveen valiosa información para identificar la causa de la falla en caso de que el sistema falle antes de su expectativa de vida normal.

9. La supervisión del sistema de bombeo también se traduce en medidas proactivas, instando a la implementación de prácticas de operación mejoradas que aumentan la vida operativa de la bomba, la productividad y el flujo de caja.

10. El monitoreo de BES usando datos de sensores de fondo provee una oportunidad para diagnosticar el desempeño de BES desde un punto de vista hidráulico, lo que se relaciona directamente a la producción del pozo y mejora la confiabilidad de BES. Los datos de sensores de fondo proveen una medición precisa, directa e inmediata del desempeño de BES.

11. El costo de un sensor de fondo en relación a las oportunidades de incremento de producción, prevención de una falla BES o producción diferida, es mínimo.

12. La clave para un rendimiento de BES efectivo es emplear un enfoque integrado, es decir, la combinación correcta de individuos (equipo de BES) y herramientas (tendencias de producción y análisis nodal).

RECOMENDACIONES

1. Disponer de especialistas en los sistemas de BES para que manejen datos y respondan en forma oportuna y segura a fin de pasar de un enfoque reactivo a una secuencia de tareas preventivas y predictivas.
2. Realizar una gestión de fallas, dado que esta facilita la detección de las mismas de manera reactiva y proactiva, lo que permite optimizar las operaciones de mantenimiento, incrementar la confiabilidad del sistema y la producción.
3. Construir un modelo de diagnóstico que describa en línea el estado exacto del funcionamiento del equipo en función de los parámetros medidos, para realizar un monitoreo del funcionamiento y la predicción de fallas para un sistema específico.
4. Desarrollar un sistema que analice el funcionamiento de las BES a través del uso de las cartas amperimétricas, entrenado con numerosas cartas amperimétricas de campo y simuladas para cubrir todas las posibles fallas.
5. Ampliar los modelos de monitoreo existentes, para que los mismos sean capaces de predecir el tiempo restante de ejecución de BES e informar sobre modos de falla existentes del sistema y la vida útil restante para programar los mantenimientos.
6. Mejorar los procedimientos en las actividades de resolución de problemas, teniendo un representante de sitio de la empresa a tiempo completo en el campo, que trabaje en estrecha colaboración con los proveedores de BES y que tenga experiencia técnica en BES y principios de rendimiento de pozo.
7. Utilizar simuladores que sean capaces de predecir la probabilidad de fallas e identificar qué BES tienen más probabilidades de fallar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdelaziz, M.; Lastra, R. y Xiao, J. (2017). ESP Data Analytics: Predicting Failures for Improved Production Performance. *SPE*.
- Abdel-Basset, M.; Elbarkatawy, A.; Elsherif, M.; Eraky, H.; Matar, H. y Hashim, S. (2012). How Real-Time Surveillance Improves the ESP Run Life, Uptime and Reduces Production Deferment. *SPE*.
- Al Shuwaikhat, H.; Ramos, M.; Aifan, A. y Al-Sadah, A. (2017). Innovative Approach to Prolong ESP Run Life Using Algorithmic Models. *SPE*.
- Al-Bimani, A.; Armacanqui, S.; Al-Barwani, B.; Sipra, I.; Al-Hajri, S. y Al-Riyami, H. (2008). Electrical Submersible Pumping System: Striving for Sustainable Run-Life Improvement in Oman Oil Fields. *SPE*.
- Arcentales, D. y Caizapanta, M. (2011). *Aplicación del Análisis Nodal para la Evaluación del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible del Campo ESPOL III*. TEG, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil.
- Archila, J. (2020). *Gestion de fallas en sistemas de levantamiento* [Video en línea]. Disponible en: <https://youtu.be/DxUmsj-QR-c>
- Arias, F. (2012). *El Proyecto de Investigación: Introducción a la metodología científica* (6ª ed). Caracas: Episteme.
- Barragan, L. (2002). *Localización, Detección y Análisis de Fallas en el Sistema de Bombeo Electrosumergible para la Región Amazónica del Ecuador*. TEG, Escuela Politécnica del Ejército, Latacunga.
- Dholkawala, Z.; Daniel, S. y Billingsley, B. (2012). From Operations to Desktop Analysis to Field Implementation: Well and ESP Optimization for Production Enhancement in the Cliff Head Field. *SPE Production & Operations. SPE*.

Economides, M.; Hill, A.; Ehlig-Economides, C. y Zhu, D. (2013). *Petroleum Production Systems* (2a ed). New Jersey: Pearson Education, Inc.

El Gindy, M.; Abdelmotaal, H.; Botros, K. y Ginawi, I. (2015). Monitoring & Surveillance Improve ESP Operation and Reduce Workover Frequency. *SPE*.

Han, G.; Chen, M.; Zhang, H. y Ling, K. (2015). Real-Time Monitoring and Diagnosis of Electrical Submersible Pump. *SPE*.

Salazar, J. (2014). Estudio Técnico – Económico para las Completaciones con Bombeo Electrosumergible mediante el Sistema Zeitecs en Pozos del Oriente Ecuatoriano. TEG, Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Sánchez, L.; Bocanegra, N.; Alarcón, D.; Cruz, J. y Lara, S. (s.f). *Bombeo Electrosumergible (ESP)*. Universidad Industrial De Santander.

Sawaryn, S.; Grames, K. y Whelehan, O. (2002). The Analysis and Prediction of Electric Submersible Pump Failures in the Milne Point Field, Alaska. *SPE Production & Facilities*. *SPE*.

Sheridan, E.; Janjua, Z.; McRae, J.; Paranj, S. y Long, M. (2012). Successful Application of ESPs in Bohai Bay Development. *SPE*.

Soar, J. (2016). Flujo Natural. [Página web en línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/314107875/Flujo-Natural>

Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations and Maintenance*. Burlington: Gulf Professional Publishing.

Williams, A.; Cudmore, J. y Beattie, S. (2009) ESP Monitoring – Where's your speedometer? *SPE*

Zambrano, A. (2020). Diagnóstico y Solución de las Fallas Operativas Presentadas en Sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES). Cartilla de Estudio, Unidades Tecnológicas de Santander.