

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DE TENDENCIAS HISTÓRICAS DE LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE DEL BLOQUE 61 – AUCA

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERA EN PETRÓLEOS**

MARÍA ALFONSINA TRUJILLO CORAL
maria.trujillo@epn.edu.ec

DIRECTOR:
MSc. JAIME OSWALDO GONZÁLEZ MAYA
jaime.gonzalez@epn.edu.ec

Quito, Agosto 2018

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, María Alfonsina Trujillo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

María Alfonsina Trujillo Coral

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por María Alfonsina Trujillo, bajo mi supervisión.

MSc. Jaime González
DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a la Escuela Politécnica Nacional, a todos mis maestros de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, a mi director de tesis por su apoyo incondicional y al Ingeniero Carlos Reyes Hill.

Por compartir su conocimiento y por dedicación a la formación de profesionales y personas. ¡Gracias!

DEDICATORIA

A Dios. No podría ser más agradecida de la vida que me ha dado y por siempre cuidarme.

A la Virgencita. Hay cosas que suelen ser inexplicables en la vida; no puede ser más que su bendición y compañía, la que ha hecho muchas cosas posibles.

A mis mejores amigos: mi Madre y Padre. Mis logros son gracias a su infinito esfuerzo, dedicación, protección y amor incondicional que siempre me han brindado. Los amo.

A todos mis amigos y compañeros de facultad quienes hicieron parte de mi vida universitaria.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN DE AUTORÍA	1
CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA.....	2
AGRADECIMIENTOS	3
DEDICATORIA.....	4
ÍNDICE DE CONTENIDOS	5
ÍNDICE DE FIGURAS	10
ÍNDICE DE TABLAS.....	13
ABREVIATURAS	15
RESUMEN.....	17
INTRODUCCIÓN.....	18
CAPÍTULO 120	
GENERALIDADES DEL BLOQUE 61 – AUCA (B61A) Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE ESTUDIO	
20	
1.1. BLOQUE 61 – AUCA (B61A)	21
1.2. PRODUCCIÓN DEL B61A	22
1.2.1. APORTE DE LOS CAMPOS DEL B61A A LA PRODUCCIÓN NACIONAL	22
1.2.2. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	24
1.2.3. SHAYA ECUADOR S.A.	24
1.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL B61A	25
1.3.1. IMPLICACIONES DE LA APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS BES	25
1.3.2. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS EQUIPOS BES	26
1.3.2.1. ÍNDICE DE FALLAS AÑO MÓVIL	26
1.3.2.2. TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS (MTBF).....	27
1.4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	28
1.4.1. CONFIABILIDAD DE LOS EQUIPOS BES	28
1.4.2. SISTEMAS DE MONITOREO EN TIEMPO REAL DE EQUIPOS BES.....	29
1.4.3. IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS EN LOS PARÁMETROS DE MONITOREO	30
1.5. METODOLOGÍA Y MÉTODO.....	32
1.5.1. METODOLOGÍA CUALITATIVA Y CUANTITATIVA	32
1.5.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL ESTUDIO DE CASOS	33
1.5.3. METODOLOGÍA Y MÉTODO APLICADO AL PRESENTE ESTUDIO	34
1.6. OBJETIVOS.....	35
1.6.1. OBJETIVO GENERAL	35
1.6.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	35
1.7. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	36
1.7.1. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA	36
1.7.2. JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA.....	36
1.7.3. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA	36
CAPÍTULO 2	
BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE: COMPONENTES Y CONDICIONES PARA SU FALLA, MONITOREO EN TIEMPO REAL, Y ANÁLISIS DE FALLAS	
37	
2.1. EQUIPO DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE	38

2.1.1.	PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA	38
2.1.2.	COMPONENTES DE UN EQUIPO BES	40
2.1.2.1.	BOMBA CENTRÍFUGA.....	42
2.1.2.1.1.	DESGASTE DE LAS ETAPAS DE LA BOMBA POR ABRASIÓN O EROSIÓN... ..	43
2.1.2.1.2.	DESGASTE EN LAS ETAPAS DEBIDO SU OPERACIÓN FUERA DE RANGO... ..	43
2.1.2.1.2.1.	CURVAS DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA.....	43
2.1.2.1.2.2.	FUERZAS DE EMPUJE AXIAL	44
2.1.2.1.3.	DESGASTE RADIAL.....	46
2.1.2.1.4.	GAS LIBRE	46
2.1.2.1.4.1.	CAVITACIÓN.....	47
2.1.2.1.5.	ATASCAMIENTO Y TAPONAMIENTO DE LAS PARTES MÓVILES	47
2.1.2.2.	MOTOR ELÉCTRICO	48
2.1.2.2.1.	SOBRECARGA DEL MOTOR.....	49
2.1.2.2.2.	FUGAS EN LOS PROTECTORES	49
2.1.2.2.3.	REFRIGERACIÓN DEFICIENTE	49
2.1.2.3.	CABLE DE POTENCIA.....	50
2.1.2.3.1.	EXTENSIÓN DE CABLE DE MOTOR (MLE).....	51
2.1.2.3.2.	DAÑO DURANTE OPERACIONES DE INSTALACIÓN Y EXTRACCIÓN DEL EQUIPO BES.....	52
2.1.2.3.3.	DETERIORO DEL AISLAMIENTO Y ARMADURA	52
2.1.2.3.4.	GAS LIBRE	53
2.1.2.4.	SECCIÓN DE PROTECTORES / SELLOS	53
2.1.2.4.1.	PROTECTOR TIPO LABERÍNTICO	54
2.1.2.4.2.	PROTECTOR TIPO BOLSA	56
2.1.2.4.3.	ROTURA O DAÑO MECÁNICO.....	57
2.1.2.4.4.	EXCESIVO EMPUJE	57
2.1.2.4.5.	POSICIONAMIENTO DEL EQUIPO EN ALTAS DEVIACIONES.....	57
2.1.2.5.	SEPARADOR DE GAS.....	57
2.1.2.6.	EJES.....	59
2.1.2.7.	SENSOR DE FONDO.....	59
2.1.3.	RESUMEN DE CONDICIONES QUE GENERA LA FALLA DE COMPONENTES BES.....	60
2.2.	SISTEMAS DE MONITOREO EN TIEMPO REAL PARA EQUIPOS BES	61
2.2.1.	EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO	61
2.2.2.	SISTEMAS DE MONITOREO BASADOS EN SENSORES DE FONDO	62
2.2.3.	PARÁMETROS PRINCIPALES DE MONITOREO DE UN EQUIPO BES	64
2.2.3.1.	PRESIÓN DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (PIP).....	64
2.2.3.2.	PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA (PDP).....	64
2.2.3.3.	TEMPERATURA DE MOTOR (TM).....	65
2.2.3.4.	TEMPERATURA DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (TI).....	65
2.2.3.5.	VIBRACIÓN	66
2.2.3.6.	AMPERAJE	66
2.2.3.7.	FRECUENCIA	66
2.3.	FALLAS DE EQUIPOS BES.....	67
2.3.1.	PROCESO DE ANÁLISIS DE FALLAS	68

2.3.1.1.	QUINTA ETAPA DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE FALLA: TEAR DOWN	69
2.3.1.1.1.	DIFA.....	70
2.3.1.2.	SEXTA ETAPA DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE FALLA: MITIGACIÓN, ESTADÍSTICAS Y PLANES DE ACCIÓN Y BASE DE DATOS DE CONFIABILIDAD.	71
2.3.1.2.1.	ESTRUCTURA DE LA INFORMACIÓN ESPECÍFICA DE FALLA Y ESTADÍSTICAS DE FALLAS	71
2.3.1.2.1.1.	RAZÓN DE EXTRACCIÓN.....	72
2.3.1.2.1.2.	COMPONENTE FALLIDO	72
2.3.1.2.1.3.	DESCRIPTORES DE FALLA.....	73
2.3.1.2.1.4.	CAUSA DE FALLA	73

CAPÍTULO 3

RECONOCIMIENTO DE TENDENCIAS Y ANÁLISIS DE DATOS HISTÓRICOS DE MONITOREO MEDIANTE MÉTODOS ESTADÍSTICOS..... 74

3.1.	MINERÍA DE DATOS	75
3.2.	GENERACIÓN DE MODELOS	76
3.2.1.	MODELO MATEMÁTICO.....	78
3.2.2.	MODELOS BASADOS EN EL ANÁLISIS DE DATOS	78
3.2.3.	MODELOS BASADO EN CONOCIMIENTO	79
3.2.3.1.	SISTEMAS EXPERTOS	79
3.2.3.2.	LÓGICA DIFUSA	79
3.2.3.2.1.	LÓGICA DIFUSA EN LA EVALUACIÓN DE EQUIPOS BES.....	80
3.2.3.2.1.1.	RECONOCIMIENTO DE TENDENCIAS	81
3.2.3.2.1.2.	LOGÍCA DIFUSA EN EL PRESENTE ESTUDIO.....	82

CAPÍTULO 4

IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS EN PARÁMETROS DE MONITOREO DE EQUIPOS BES Y ASOCIACIÓN A CONDICIONES DE OPERACIÓN MEDIANTE EL ESTUDIO DE CASOS... 83

4.1.	IDENTIFICACIÓN DE CONDICIONES DE OPERACIÓN EN LOS PARÁMETROS DE MONITOREO	84
4.1.1.	ETAPA 1: DELIMITACIÓN DE LA MUESTRA	84
4.1.1.1.	BASE DE DATOS DE CONFIABILIDAD.....	84
4.1.1.2.	DELIMITACIÓN DE LA MUESTRA	85
4.1.1.3.	VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE FALLA DE LOS POZOS CONSIDERADOS EN LA MUESTRA	86
4.1.1.4.	ESTADÍSTICAS DE FALLA	86
4.1.1.4.1.	PRINCIPALES RAZONES DE EXTRACCIÓN DE EQUIPOS BES EN B61A.....	86
4.1.1.4.2.	PRICIPALES COMPONENTES BES FALLIDOS DEL B61A.....	87
4.1.1.4.3.	DESCRIPTORES DE FALLA DE COMPONENTES BES FALLIDOS DEL B61A	88
4.1.1.4.4.	PRINCIPALES CAUSA DE FALLA DE LOS EQUIPOS BES DEL B61A.....	89
4.1.2.	ETAPA 2: ESTUDIO DE CASOS	90
4.1.2.1.	IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS.....	92
4.1.2.1.1.	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CON CONTENIDO DE SÓLIDOS.....	92
4.1.2.1.1.1.	RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO AL DESGASTE DE LOS COMPONENTES POR ABRASIÓN Y/O EROSIÓN.	92
4.1.2.1.1.2.	RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO AL TAPONAMIENTO DE LAS ETAPAS O SUCCIÓN DE LA BOMBA	98

4.1.2.1.2.	RECIRCULACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING – CASING	103
4.1.2.1.2.1.	RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO A LA RECIRCULACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING	104
4.1.2.1.3.	BAJO / NO FLUJO	110
4.1.2.1.3.1.	RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO A LA CONDICIÓN DE BAJO FLUJO	110
4.1.2.1.3.1.1.	BAJO FLUJO Y GAS LIBRE EN RESERVORIOS DEPLETADOS	112
4.1.2.1.4.	PRECIPITACIÓN / DEPÓSITO ESCALA EN COMPONENTES BES.....	114
4.1.2.1.4.1.	RESPUESTA DE PARÁMETROS DE MONITOREO A LA CONDICIÓN DEPOSITACIÓN DE ESCALA EN LOS COMPONENTES DEL EQUIPO BES.....	115
4.1.2.2.	RESUMEN DE LA IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS.....	117
4.1.2.3.	IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS Y LÓGICA DIFUSA.....	117
4.1.2.4.	EJEMPLO DE APLICACIÓN	118
4.1.2.4.1.	TENDENCIAS ASOCIADAS A UNA DETERMINADA CONDICIÓN.....	119
4.1.2.4.2.	IDENTIFICACIÓN DE CONDICIONES ESTABLES E INESTABLES	119
4.1.2.4.3.	LÍMITES DE VARIACIÓN.....	120
4.1.2.4.4.	GRADOS DE CERTEZA.....	121
4.1.2.4.5.	VALORES MEDIDOS.....	122
CAPÍTULO 5		
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		126
5.1.	CONCLUSIONES	127
5.2.	RECOMENDACIONES.....	128
BIBLIOGRAFÍA		130
ANEXOS		138
ANEXO A-1.....		139
ANEXO A-2.....		140
ANEXO A-3.....		141
ANEXO A-4.....		142
ANEXO A-5.....		143
ANEXO A-6.....		145
ANEXO A-7.....		150
ANEXO A-8.....		151
PRIMER CASO DE ESTUDIO: RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO AL DESGASTE DE LOS COMPONENTES POR ABRASIÓN O EROSIÓN.....		151
ANEXO A-9.....		157
SEGUNDO CASO DE ESTUDIO: RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO AL DESGASTE DE LOS COMPONENTES POR ABRASIÓN O EROSIÓN.....		157
ANEXO A-10.....		162
TERCER CASO DE ESTUDIO: RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO AL DESGASTE DE LOS COMPONENTES POR ABRASIÓN O EROSIÓN.....		162
ANEXO A-11.....		169
CUARTO CASO DE ESTUDIO: RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO AL TAPONAMIENTO DE LA BOMBA CENTRÍFUGA EN ETAPAS O SUCCIÓN.....		169
ANEXO A-12.....		176

QUINTO CASO DE ESTUDIO: RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO A LA RECIRCULACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING	176
ANEXO A-13.....	179
SEXTO CASO DE ESTUDIO: RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO A LA RECIRCULACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING	179
ANEXO A-14.....	182
SÉPTIMO CASO DE ESTUDIO: RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO A LA RECIRCULACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING.....	182
ANEXO A-15.....	184
OCTAVO CASO DE ESTUDIO: RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO COMO PRESUESTA A LA CONDICIÓN DE DOWNTHRUST (BAJO FLUJO)	184
ANEXO A-16.....	191
NOVENO CASO DE ESTUDIO: RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO A LA DEPOSITACIÓN DE ESCALA EN LOS COMPONENTES DEL EQUIPO BES	191
ANEXO A-17.....	195
NOVENO CASO DE ESTUDIO: RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO A LA DEPOSITACIÓN DE ESCALA EN LOS COMPONENTES DEL EQUIPO BES	195

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1	GENERALIDADES DEL BLOQUE 61 – AUCA Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE ESTUDIO	PÁG
Figura 1.1	Campos del B61A	21
Figura 1.2	Producción acumulada y reservas del B61A con respecto al total de producción acumulada y reservas nacionales	23
Figura 1.3	Producción promedio del B61A con respecto a la producción total fiscalizada del Ecuador; distribución anual en MBPPD	23
Figura 1.4	Histórico de producción y operadoras encargadas del manejo de los campos del B61A	24
Figura 1.5	Distribución de pozos en el B61A	25
Figura 1.6	Reporte mensual 2016 de índice de fallas año móvil para equipos de BES operando en los campos del B61A	27
Figura 1.7	Reporte mensual 2017 de índice de fallas año móvil para equipos de BES operando en los campos del B61A	27
Figura 1.8	Tiempo medio entre fallas (MTBF) para equipos de BES de los campos del B61A	28
Figura 1.9	Parámetros de monitoreo de un pozo con equipo BES	30
Figura 1.10	Diferenciación entre un comportamiento estable y un comportamiento variable/inestable de las curvas de monitoreo de un equipo BES	32
CAPÍTULO 2	BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE: COMPONENTES Y CONDICIONES PARA SU FALLA, MONITOREO EN TIEMPO REAL, Y ANÁLISIS DE FALLAS	PÁG
Figura 2.1	(a) Sección transversal de una bomba centrífuga con etapas para flujo radial. (b) Partes de una etapa de flujo radial	38
Figura 2.2	(a) Sección transversal de una bomba centrífuga con etapas para flujo mixto. (b) Partes de una etapa de flujo mixto	39
Figura 2.3	Impulsor y subcomponentes	40
Figura 2.4	Etapas de una bomba centrífuga	40
Figura 2.5	Componentes de superficie, componentes de subsuelo y configuración típica de un sistema de bombeo eléctrico sumergible.	41
Figura 2.6	Subcomponentes de una bomba centrífuga de un equipo BES	42
Figura 2.7	Curvas características de una bomba centrífuga	44
Figura 2.8	Rango de operación de una bomba centrífuga, en relación al tipo de empuje generado por las fuerzas axiales que actúan sobre los impulsores de la bomba	46
Figura 2.9	Subcomponentes de un motor eléctrico de un equipo BES	48
Figura 2.10	Partes de un cable eléctrico de un equipo BES	50

Figura 2.11	Tipos de cables de potencia para equipos BES	51
Figura 2.12	Tipos de conexiones MLE-Motor. (a) Conexión de empalme (b) Conector enchufable	52
Figura 2.13	Gráfico esquemático de un protector	53
Figura 2.14	Sello mecánico de eje de un protector	54
Figura 2.15	Configuración de un protector tipo laberinto	55
Figura 2.16	Configuración de protector tipo bolsa elastomérica	56
Figura 2.17	Separador de gas	58
Figura 2.18	Componentes de un equipo BES y principales causas de falla	60
Figura 2.19	Sensor de fondo	62
Figura 2.20	Flujo de datos en un sistema de monitoreo de equipos BES.	63
Figura 2.21	Etapas del proceso de análisis de falla para los equipos BES del B61A	68
Figura 2.22	Etapa de “Tear Down” del proceso de análisis de fallas para equipos BES del B61A.	69
Figura 2.23	Estructura de un entregable DIFA	70
Figura 2.24	Etapa de “Mitigación, Estadísticas y Planes de Acción” del proceso de análisis de fallas para equipos BES del B61A	71
CAPÍTULO 3	RECONOCIMIENTO DE TENDENCIAS Y ANÁLISIS DE DATOS HISTÓRICOS DE MONITOREO MEDIANTE MÉTODOS ESTADÍSTICOS	PÁG
Figura 3.1	Tipos de Modelamiento	77
CAPÍTULO 4	IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS EN LOS PARÁMETROS DE MONITOREO DE EQUIPOS BES Y ASOCIACIÓN A CONDICIONES DE OPERACIÓN MEDIANTE EL ESTUDIO DE CASOS	PÁG
Figura 4.1.	Método inductivo aplicado a la asociación de condiciones de operación con el comportamiento de los parámetros de monitoreo	84
Figura 4.2	Consideraciones para la selección de una muestra relevante para este estudio	85
Figura 4.3	Razón de extracción general y específica para equipos BES del B61A	87
Figura 4.4	Componentes y subcomponentes fallidos de los equipos BES del B61A	87
Figura 4.5	Descriptor de falla para los componentes y subcomponentes fallidos de los equipos BES del B61A	88
Figura 4.6	Descriptor de falla para los componentes y subcomponentes fallidos de la completación de pozos equipados con sistemas BES del B61A	88
Figura 4.7	Causas de falla principales los equipos BES del B61A	89
Figura 4.8	Etapas del análisis inductivo de información cualitativa	91

Figura 4.9	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al desgaste de las etapas, para el pozo ACSD-025/WO1	94
Figura 4.10	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al desgaste de las etapas, para el pozo CNOF-064/WO1	95
Figura 4.11	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al desgaste de las etapas, para el pozo CNOF-064/WO2	96
Figura 4.12	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al taponamiento de la succión, para el pozo ACSD-015/WO3.	99
Figura 4.13	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al taponamiento de la succión, para el pozo ACSD-015/WO3.	101
Figura 4.14	Diferencia entre la respuesta comportamiento de la bomba ante un taponamiento de la succión y un bloqueo de las etapas.	103
Figura 4.15	(a) Presencia de corrosión al interior de la tubería; reportado en la extracción de la tubería del pozo YCAC-007 WO#19. (b) Presencia de corrosión severa; reportado en la extracción de la tubería del pozo YCAC-007 WO#20	105
Figura 4.16	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde a una comunicación tubing-casing para el pozo CNOF-056/WO1	106
Figura 4.17	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde a una comunicación tubing-casing para el pozo ANCA-005/WO6	107
Figura 4.18	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde a una comunicación tubing-casing para el pozo ACAC-079/WO3	108
Figura 4.19	Posicionamiento de los impulsores dentro de las etapas en condiciones de empuje descendente (downthrust), en condiciones óptimas de operación y en condiciones de empuje ascendente (upthrust)	110
Figura 4.20	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde a la condición de bajo flujo para el pozo CHSA-007/WO1	113
Figura 4.21	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al depósito de escala en el motor, para el pozo YCAC-037/WO1	116
Figura 4.22	Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al depósito de escala en el motor comparación entre valores estables y variables de los parámetros de monitoreo	118
Figura 4.23	Delimitación de zona de comportamiento estable y variable. Se muestra el comportamiento de las curvas de monitoreo de un periodo de 88 días para el pozo ACSD-015	120
Figura 4.24	Delimitación de zona de comportamiento estable y variable. Se muestra el comportamiento de la producción dentro de un periodo de 88 días para el pozo ACSD-015	120
Figura 4.25	Función de pertenencia para la PIP del caso ejemplo	122

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1	GENERALIDADES DEL BLOQUE 61 – AUCA Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE ESTUDIO	PÁG
Tabla 1.1	Datos generales de los campos del B61A	22
CAPÍTULO 3	RECONOCIMIENTO DE TENDENCIAS Y ANÁLISIS DE DATOS HISTÓRICOS DE MONITOREO MEDIANTE MÉTODOS ESTADÍSTICOS	PÁG
Tabla 3.1	Evolución de los procedimientos y sistema para el monitoreo de equipos BES	75
CAPÍTULO 4	IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS EN LOS PARÁMETROS DE MONITOREO DE EQUIPOS BES Y ASOCIACIÓN A CONDICIONES DE OPERACIÓN MEDIANTE EL ESTUDIO DE CASOS	PÁG
Tabla 4.1	Causas de fallas de los equipos BES a analizarse en este estudio	91
Tabla 4.2	Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta al desgaste de las etapas de la bomba.	93
Tabla 4.3	Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta al taponamiento de la succión de la bomba.	98
Tabla 4.4	Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta al bloqueo de las etapas de la bomba.	100
Tabla 4.5	Diferencia entre la respuesta de los parámetros de monitoreo a un taponamiento de la succión de la bomba y un bloqueo de las etapas, al momento de presurizar en cabeza.	103
Tabla 4.6	Pozos fallidos por completación debido a la presencia de ambientes corrosivos.	105
Tabla 4.7	Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta a la condición de recirculación por comunicación tubing-casing.	105
Tabla 4.8	Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta a la condición de bajo flujo.	111
Tabla 4.9	Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta a la depositación de escala en las paredes de motor.	115
Tabla 4.10	Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta a las condiciones de operación que generan fallas en los equipos BES del Bloque 61- Auca	117
Tabla 4.11	Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta al taponamiento de la succión de la bomba.	119

Tabla 4.12	Límites de variación de los valores de los parámetros de monitoreo correspondientes a la condición de operación del pozo ACSD-015.	121
Tabla 4.13	Límites de variación de los valores de los parámetros de monitoreo correspondientes a la condición de operación del pozo ACSD-015	122
Tabla 4.14	Límites de variación de los valores de los parámetros de monitoreo correspondientes a la condición de operación del pozo ACSD-015	123
Tabla 4.15	Cálculo de Pi para cada valor de parámetro de monitoreo medido.	124
CAPÍTULO 5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	PÁG
Tabla 5.1.	Tabla de conclusiones respecto a resultados	126
ANEXO A-1		PÁG
Tabla A-1	Flujograma del proceso de análisis de fallas para equipos BES del B61A.	139
ANEXO A-2		PÁG
Tabla A-2	Posibles razones de extracción de un equipo BES	140
ANEXO A-3		PÁG
Tabla A-3	Posibles componentes y subcomponentes de falla en un equipo BES	141
ANEXO A-4		PÁG
Tabla A-4	Posibles descriptores de falla de un equipo BES	142
ANEXO A-5		PÁG
Tabla A-5	Posibles causas de falla de un equipo BES	143
ANEXO A-6		PÁG
Tabla A-6	Muestra de pozos intervenidos por falla del equipo BES en base a consideraciones de la figura 4.2	145
ANEXO A-7		PÁG
Tabla A-7	Muestra de pozos BES intervenidos por falla en la completación y en base a consideraciones de la figura 4.2	150

ABREVIATURAS

SIGLAS	SIGNIFICADO	DIMENSIÓN
AGH	Manejador de gas – <i>Advanced Gas Handling</i>	
AMP	Carga/Corriente de motor	IT
AOF	Flujo Abierto Absoluto - <i>Absolute Open flow</i>	
B61A	Bloque 61 – Auca	
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /T
BES	Bombeo eléctrico sumergible	
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ /T
BPPD/BOPD	Barriles de petróleo por día - <i>Barrels of Oil Per Day</i>	L ³ /T
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos básicos	%
Ca ²⁺	Cationes de calcio	
CaCO ₃	Carbonato de calcio	
CMA	Centro de Monitoreo Auca	
CO ₂	Dióxido de carbono	
CSG	Revestidor de pozo - <i>Casing</i>	
CTU	Unidad de tubería flexible - <i>Coiled Tubing Unit</i>	
DIFA	Inspección por desmantelamiento, análisis de fallas – <i>Dismantle and Inspection Failure Analysis</i>	
ESP-RIFTS	Sistema de información de confiabilidad y seguimiento de fallas de equipos de bombeo eléctrico sumergible - <i>Electric Submersible Pump Reliability Information and Failure Tracking System</i>	
GOR	Relación Gas Petróleo - <i>Gas-Oil relation</i>	
HCL	Ácido clorhídrico	
HCO ₃	Ácido carbónico	
HCO ₃ ⁻	Ion de bicarbonato	
HP	Caballos de fuerza – <i>Horse Power</i>	L ² M/T ²
HZ	Frecuencia	T ⁻¹
I	Dimensión de la intensidad de corriente eléctrica	
IF _{móvil}	Índice de fallas año móvil	

L	Dimensión de longitud	
M	Dimensión de masa	
MBPPD	Miles de barriles de petróleo diarios	L ³ /T
MLE	Extensión de cable de motor– <i>Motor Lead Extension</i>	
MMBLs	Millones de barriles	L ³
MSCF	Miles de pies cúbicos estándar (gas)	L ³
MTBF	Tiempo medio entre fallas	T
°API	Gravedad específica en grados API	
OOIP	Petróleo original en sitio	L ³
PAM	Petroamazonas EP	
Pb	Presión de Burbuja	M/LT ²
PDP	Presión de descarga de bomba – <i>Pump Discharge Pressure</i>	M/LT ²
PIP	Presión de succión de bomba – <i>Pump Intake Pressure</i>	M/LT ²
Q	Caudal	L ³ /T
RF	Factor de recobro – <i>Recovery Factor</i>	
RL	Tiempo de vida útil – <i>Run Life</i>	T
SLB	Schlumberger	
STB	Barriles fiscales - <i>Stock Tank Barrel</i>	L ³
TBG	Tubería de Producción - <i>Tubing</i>	
TDH	Carga dinámica total – <i>Total Dynamic Head</i>	L
T	Dimensión de tiempo	
T	Dimensión de temperatura	
TI	Temperatura de succión – <i>Intake temperature</i>	t
TM	Temperatura de motor – <i>Motor Temperature</i>	T
TVD	Profundidad vertical verdadera – <i>True Vertical Depth</i>	L
Vib	Vibración	
VSD	Variador de Frecuencia	
WHP	Presión en cabeza de pozo – <i>Well Head Pressure</i>	M/LT ²
WO	Intervención de pozo/reacondicionamiento – <i>Workover</i>	
ΔP	Diferencial de presión	M/LT ²

RESUMEN

Los parámetros de monitoreo en tiempo real de un sistema de bombeo eléctrico sumergible (BES), graficados en función al tiempo, generan curvas con una tendencia de comportamiento. La interpretación en conjunto de las tendencias que toma cada curva, permite la identificación de condiciones adversas que se encuentran afectando el desempeño de un sistema BES y que pueden generar su falla. En este estudio se analizaron las curvas históricas de parámetros de monitoreo de determinados equipos de Bombeo Eléctrico Sumergible (BES) registrados en la base de confiabilidad de Shaya, que fueron extraídos y cuya causa de falla fue identificada por medio de su desmantelamiento. Posteriormente se identificó la tendencia que presentó cada una de las curvas como respuesta a la condición que generó su falla. Para ello se hizo uso de la metodología cualitativa y el método inductivo por medio del estudio de casos, lo que implicó la revisión de una gran cantidad de información histórica. Al momento de identificar tendencias en las curvas de monitoreo, se debió tomar en cuenta de diversos factores externos que afectan su comportamiento generando cierta dificultad al momento de su interpretación. Como resultados de este estudio se presentan las tendencias de comportamiento de las curvas de monitoreo asociadas a una determinada condición de operación propia del campo, la cual genera la falla de un equipo BES. Se llegó a concluirse que dado al número de factores que se podrían encontrar influyendo en la tendencia que toma una curva de un determinado parámetro de monitoreo y por esto, la dificultad que presenta el reconocimiento de la condición que genera dicha tendencia, se debe considerar el uso de métodos de modelamiento para la generación de algoritmos que permitan la identificación de dichas condiciones que se encuentran afectando el desempeño de un equipo BES y pueda propiciar su falla. El uso de las tendencias de comportamiento, resultado de este estudio, constituiría la base para la generación de modelos basados en el conocimiento experto y la lógica difusa para la predicción de fallas, por lo que se recomendó que, en futuros trabajos, se plantee la generación de algoritmos basados en la lógica difusa y las tendencias identificadas en este estudio, para la identificación de condiciones que podrían desencadenar la falla de un equipo BES.

Palabras clave: Parámetros de monitoreo, identificación de tendencias, base de datos de confiabilidad, tendencias de comportamiento de las curvas históricas de parámetros de monitoreo, lógica difusa, modelos basados en conocimiento experto.

INTRODUCCIÓN

Entiéndase a “confiabilidad” como un atributo de los equipos BES que evalúa la eficiencia y la capacidad del sistema para funcionar bajo ciertas condiciones de operación durante un periodo de tiempo determinado. En la práctica la confiabilidad se traduce en un indicador de desempeño conocido como tiempo medio entre fallas, cuyo valor se expresa en días y que, entre más alto sea, más confiable se considerará el sistema.

Dado un correcto diseño e instalación de un equipo BES, su tiempo de vida dependerá totalmente de las operaciones de monitoreo que el operador le brinde al sistema. Los sistemas de monitoreo han ido evolucionando en el tiempo, con la finalidad de aumentar la confiabilidad de los equipos. Los sensores de fondo, constituyen el avance más importantes en el monitoreo de sistemas BES, pues permiten la medición directa de ciertos parámetros que, al ser interpretados por especialista en la materia, permiten identificar condiciones adversas para el desempeño óptimo de los equipos y por lo tanto la generación de acciones que determinarán el tiempo de vida útil del equipo.

A pesar de dichos avances tecnológicos, las fallas de los equipos BES siguen siendo una de las preocupaciones más grandes de los operadores, pues la falla de equipos trae como consecuencia pérdidas de producción, producción diferida, y altos costos por intervención y remplazo de equipos asociados a estos sistemas.

Publicaciones actuales afirman que las grandes cantidades de datos históricos generados por los sistemas de monitoreo en combinación con principios de ingeniería, métodos estadísticos y algoritmos, permiten construir un modelos que describan el estado exacto de la operación en base a parámetros medidos para la prevención y predicción de fallas en este documento se hace un estudio de tendencias históricas de los parámetros de operación de los equipos de bombeo eléctrico sumergible del bloque 61, el cual está estructurado de la siguiente manera:

El primer capítulo da una descripción breve del B61A, detalla el problema de estudio, su importancia de aplicación en el B61A, y la metodología y justificación de investigación a seguirse para la consecución de los objetivos planteados.

El segundo capítulo se divide en tres partes principales. En la primera parte se explica de forma detallada el funcionamiento de los componentes de subsuelo de un equipo BES y las condiciones que generan su falla. La segunda parte se explica sobre los sistemas de monitoreo remoto en tiempo real, como parte fundamental para evitar la ocurrencia de fallas. Por último, en la tercera parte se hace una descripción de las etapas más relevantes del proceso de análisis de fallas para los equipos BES del B61A, con especial atención a la estructuración de la información de fallas por medio del estándar ESP RIFTS de C-FER Technologies.

El tercer capítulo explica el concepto de la identificación de tendencias o patrones de comportamiento de las curvas de parámetros de monitoreo, y explica cómo la identificación de dichas tendencias, en combinación con principios de ingeniería, métodos estadísticos y algoritmos, permiten construir un modelos que describen el estado exacto de la operación en base a parámetros medidos para la prevención y predicción de fallas.

El cuarto capítulo constituye la parte central del presente estudio. Aquí se describen las dos etapas que se siguieron para la identificación de tendencias. La primera etapa implica la delimitación de una muestra de estudio y la generación de una estadística de fallas generada a partir de dicha muestra. La segunda etapa, se centra en el estudio de casos por medio del método inductivo, mostrándose sólo los resultados obtenidos; es decir se asocia el comportamiento de las curvas de los parámetros de monitoreo a las condiciones de operación características del B61A que generan determinadas tendencias o patrones de comportamiento.

En el quinto capítulo, se tiene las conclusiones y recomendaciones obtenidas a través de este estudio.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES DEL BLOQUE 61 – AUCA (B61A) Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE ESTUDIO

Entiéndase a parámetro como un dato, factor o variable que permite analizar, valorar o identificar una condición. Partiendo de esta definición podemos establecer que los parámetros de monitoreo de los equipos de bombeo eléctrico sumergible (BES), permiten evaluar el rendimiento de los mismos, resultado de las condiciones bajo las cuales estos se encuentran operando, pudiendo ser estas óptimas o adversas.

Estos parámetros, son monitoreados por medio de sistemas remotos con el objetivo principal de detectar en tiempo real, las condiciones que pueden generar fallas prematuras en el equipo y en consecuencia, pérdidas de producción y altos costos de intervenciones característicos de los pozos equipados con este método de levantamiento artificial.

Estudios han demostrado que la data histórica de los parámetros de monitoreo de equipos BES permiten prevenir fallas mediante la identificación temprana de condiciones de operación adversas. Esto permite generar acciones para prevenir o disminuir la intensidad, de dichas condiciones y en consecuencia extender el tiempo de vida útil de los equipos.

El presente trabajo tiene como finalidad el análisis de la data histórica de monitoreo de una muestra previamente delimitada de equipos BES del Bloque 61 – Auca (B61A), por medio del estudio de casos particulares y la aplicación del método inductivo de la investigación. Cabe destacar que la importancia de aplicar este estudio en el B61A radica en que, el 90% de los pozos producen por medio de bombeo eléctrico sumergible y son responsables del 94% de la producción de los campos. Además, dichos campos generan aproximadamente el 11% de la producción nacional. A continuación se desarrolla el planteamiento del problema de estudio, su importancia de aplicación en el B61A, la metodología y la justificación de su aplicación a los campos del B61A.

1.1. BLOQUE 61 – AUCA (B61A)

El Bloque 61 - Auca (B61A) es un grupo de 16 campos petroleros, localizados en el norte de la cuenca oriente, los cuales fueron distribuidos y agrupados según el mapa petrolero del Ecuador a partir del año 2011.

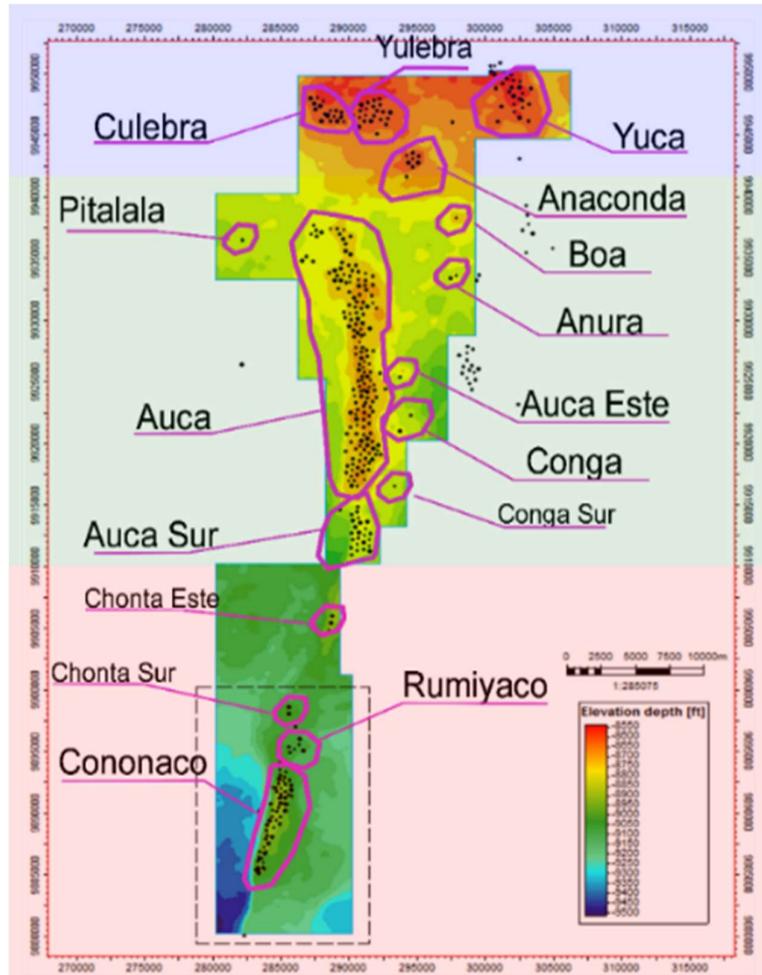


Figura 1.1. Campos del B61A.
Fuente: (Reyes et al., 2017)

Auca, el campo más importante del B61A, fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Auca 1, en el año de 1970. Su producción fue de 3072 BPPD de los reservorios Hollín (31° API) y T (27° API). La producción de este campo se inició en Abril de 1975, con 6752 BPPD. (Baby et al., 2014).

Datos generales de los campos que conforman el B61A se detallan en la tabla 1.1, a continuación.

Tabla 1.1. Datos generales de los campos del B61A.
Fuente: (Baby et al., 2014; Shaya Ecuador S.A., Estado de Pozos B61A, 2017)
Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Campo	Fecha de Descubrimiento	Profundidad pozo TVD, pies	Producción Inicial	Producción inicial, BPPD	OOIP, MMBLs	RF @ Junio 2015, %	Total Pozos @ Oct-2017	Pozos Activos @ Oct-2017
Auca	mar-1970	10578	abr-1975	6752	1810	14.4	198	115
Yuca	oct-1970	10426	ene-1981	1150	273	21.5	44	18
Auca Sur	ene-1980	10800	sep-1981	-	116	14.3	35	25
Anaconda	may-1991	10403	oct-1991	1488	102	8.8	11	5
Auca Este	jun-1980	10330	jul-1992		18	4.9	1	1
Conga	-	-	feb-1994	-	27	3.9	2	0
Conga Sur	-	-	abr-1995	-	27	0.9	1	0
Chonta Este	feb-2012	10924	feb-2012	1411	73	1.6	8	5
Pitalaya	abr-2013	10695	abr-2013	420	56	0.4	1	1
Boa	nov-2013	11183	mar-2014	878	28	0.7	1	0
Anura	may-2014	10526	jun-2014	1158	18	0.2	2	1
Chonta Sur	sep-2014	11397	sep-2014	1571	27	3.3	14	11
Culebra	dic-1973	10625	feb-1981	702	459	12.3	24	15
Yulebra	jun-1980	10345	feb-1981	1830			21	12
Cononaco	dic-1972	11220	oct-1983	930	764	16.8	67	26
Rumiyaco	nov-1982	10687	oct-1983	-			6	3

1.2. PRODUCCIÓN DEL B61A

1.2.1. APORTE DE LOS CAMPOS DEL B61A A LA PRODUCCIÓN NACIONAL

Los campos del B61A constituyen una de las áreas más productivas del Ecuador, cuyo descubrimiento se da durante la segunda etapa de exploración en la cuenca oriente. Esta etapa se llevó a cabo de 1967 a 1972, y confirmó la existencia de un sistema petrolero en la cuenca oriente, dando lugar a la mayor incorporación de reservas de la historia petrolera del Ecuador (ver figura 1.2.), con el descubrimiento de los mayores campos de la cuenca: Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y Auca. (Baby et al.,2014)

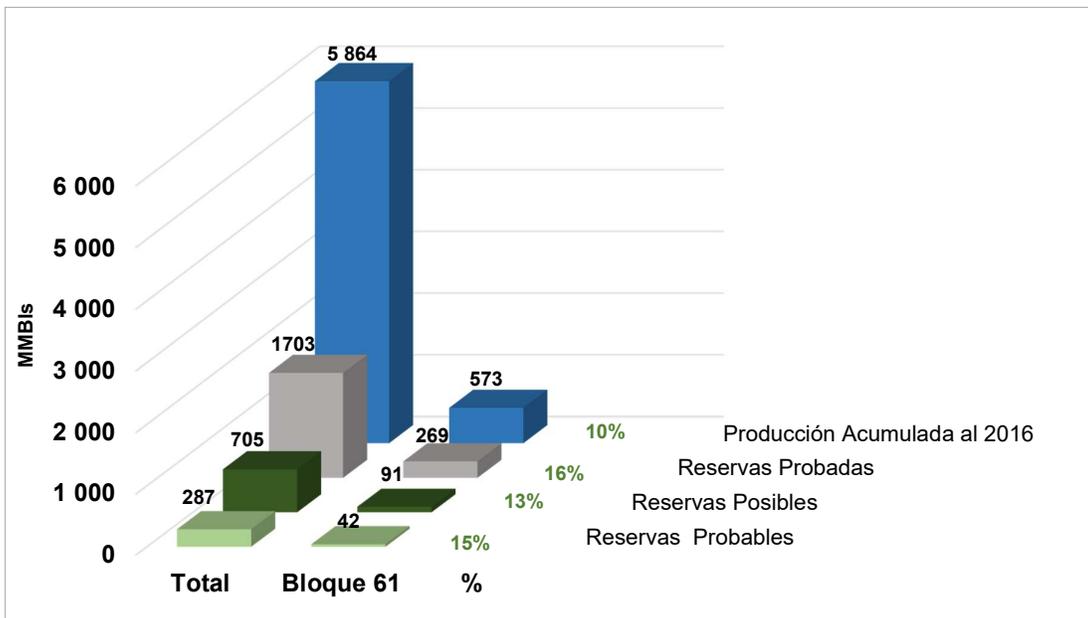


Figura 1.2. Producción acumulada y reservas del B61A con respecto al total de producción acumulada y reservas nacionales.

Fuente: (SHE, 2017)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo.

La producción de los campos del B61A, como se muestra en la figura 1.3, ha constituido en promedio y a partir del 2011 al 2016, el 11% del total de la producción nacional de petróleo. (AIHE, 2016)

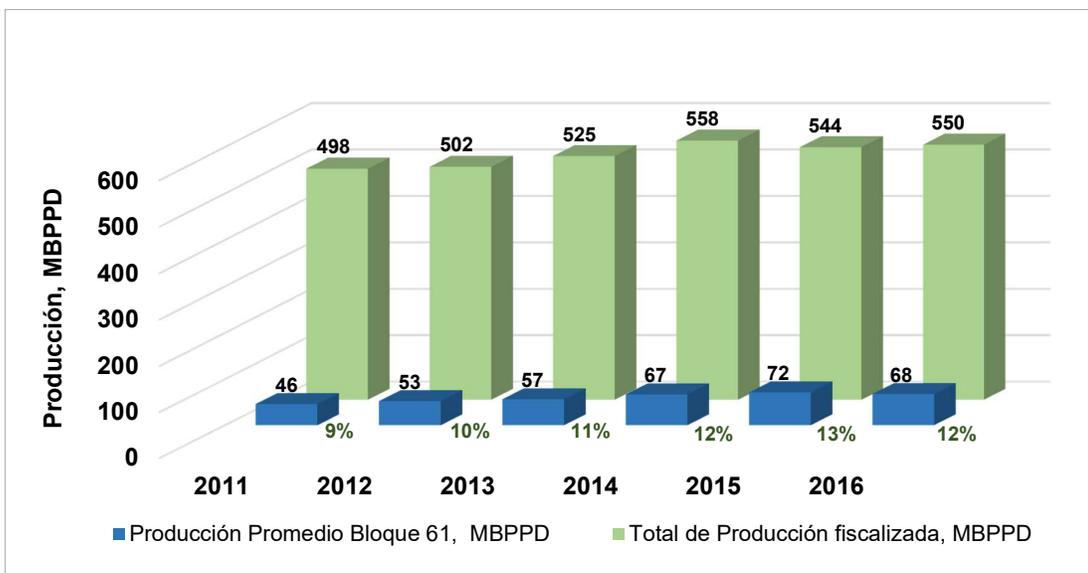


Figura 1.3. Producción promedio del B61A con respecto a la producción total fiscalizada del Ecuador; distribución anual en MBPPD.

Fuente: (AIHE, 2017)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo.

1.2.2. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Como se muestra en la tabla 1.1, los mayores campos del B61A tienen un tiempo en producción considerable. En marzo de 2015, el B61A alcanzó su pico de producción con 74 MBPPD, disminuyendo a 66 MBPPD final del mismo año, como se muestra en la figura 1.4., del comportamiento histórico de producción, el mismo que evidencia una curva de producción declinatoria. (Reyes et al., 2017).

1.2.3. SHAYA ECUADOR S.A.

En 2015, la Empresa Petrolera Estatal ecuatoriana PETROAMAZONAS EP, preocupada por la disminución de la producción de crudo de los campos del B61A, firma el **“Contrato de Servicios Específicos con Financiamiento de la Contratista, en los campos petroleros del Bloque 61 de la región Amazónica ecuatoriana, operados por Petroamazonas EP”**, con una empresa filial de SCHLUMBERGER fundada bajo el nombre de SHAYA ECUADOR S.A. El objetivo de este contrato es continuar el desarrollo de los campos del B61A, y revertir la tendencia declinatoria de la producción, mediante la aplicación de técnicas de optimización, permitiendo impulsar la producción, mejorar el factor de recobro, incrementar reservas y por lo tanto, extender la vida productiva de los campos. (Petroamazonas EP, 2015).

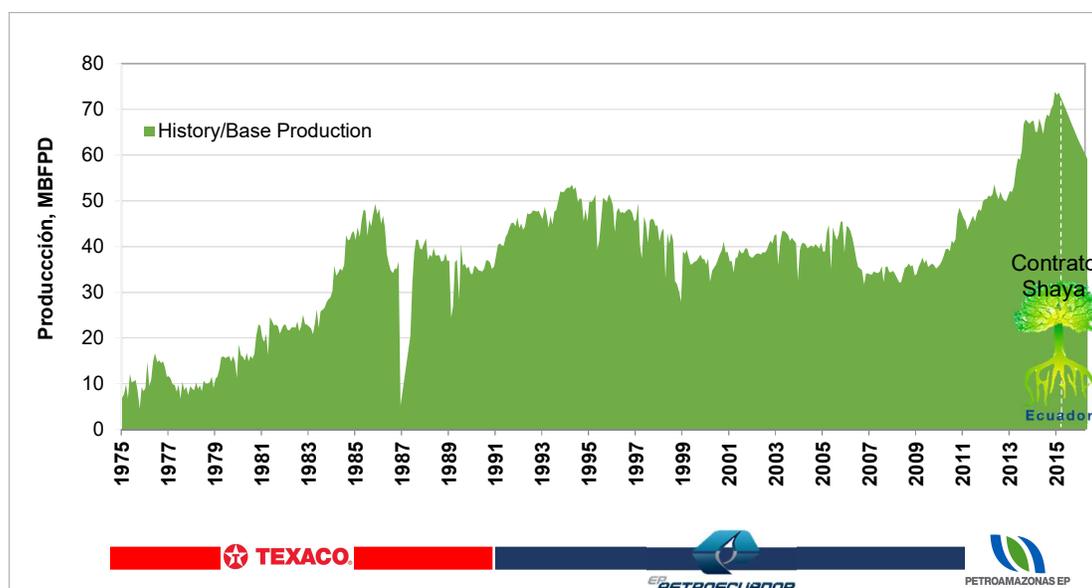


Figura 1.4. Histórico de producción y operadoras encargadas del manejo de los campos del B61A.

Fuente: (Reyes et al., 2017)

1.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL B61A

A octubre de 2017, Shaya reportó un total de 436 pozos, de los cuales 238 son pozos productores activos. Como se muestra en la figura 1.5., del total de pozos activos, 99% se encuentra produciendo por medio de levantamiento artificial. Entre los diferentes métodos de levantamiento artificial, solo tres de ellos se aplican en el B61A, siendo predominante el bombeo eléctrico sumergible (BES) con un 90% de los pozos activos, y responsable del 94% de la producción diaria de petróleo del B61A. (Shaya Ecuador S.A., Resumen Ejecutivo Ingeniería, 2017).

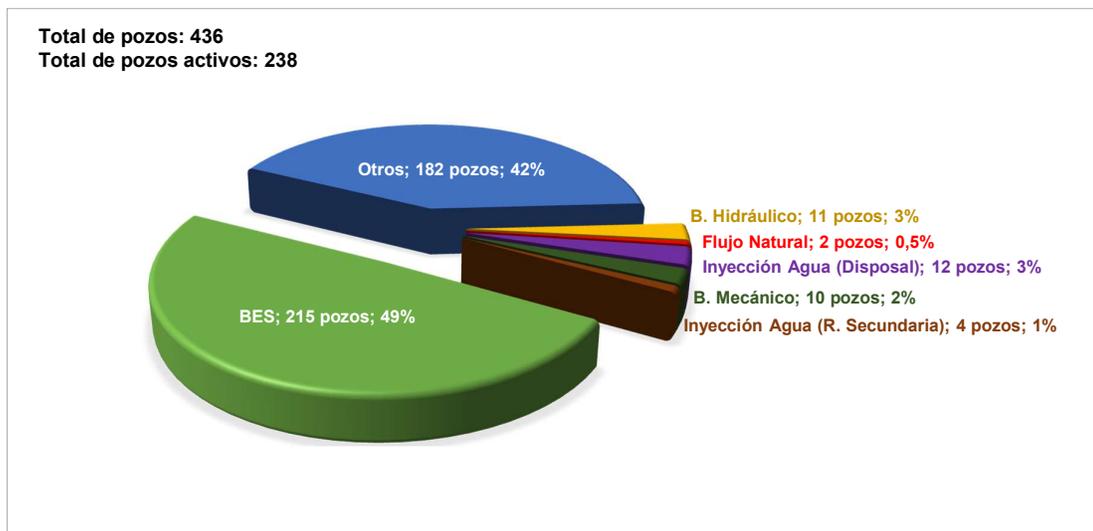


Figura 1.5. Distribución de pozos en el B61A.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A., Estado de Pozos B61A, 2017)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

1.3.1. IMPLICACIONES DE LA APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS BES

El uso de equipos BES en la industria del petróleo comenzó hace más de ocho décadas y ha crecido mucho, a juzgar por los gastos anuales en equipos BES de la industria. Se estima que en 2009, los gastos en equipos BES constituía el 58% del total del mercado de equipos de levantamiento artificial, es decir que la industria gasta más dinero anualmente en equipos BES, que en todas las demás métodos de levantamiento artificial.

Tres factores explican en gran medida el crecimiento sustancial en la aplicación de equipos BES: Su gran versatilidad, considerándose el método más eficiente y efectivo, pues tienen un amplio rango de aplicación pudiendo producir desde bajos

a altos caudales, a grandes profundidades y a altas temperaturas. Es considerado el método más eficiente para la producción de grandes volúmenes a medianas y altas profundidades. Por último, los avances tecnológicos, la introducción de nuevos materiales para mejorar la robustez del sistema, y la experiencia de los operadores y proveedores han logrado aumentar el tiempo de vida útil de los equipos BES. (Vandevier, 2010).

A pesar de los avances tecnológicos, las fallas de equipos BES siguen siendo una de las preocupaciones más comunes, pues tienen importantes implicaciones económicas para los operadores, que incluyen: tiempo no productivo, producción diferida, pérdidas de producción y altos costos operativos asociados al reacondicionamiento y remplazo de equipos. (Lastra, 2016)

1.3.2. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS EQUIPOS BES

Dado que el sistema BES es principal método de levantamiento artificial del B61A, se establece importante el uso de indicadores de desempeño, los mismos que permiten evaluar decisiones respecto a los equipos BES o monitorear su eficiencia, y desempeño bajo determinadas condiciones de operación asociadas al campo. Los indicadores más importantes que evalúan el desempeño de los equipos BES del B61A son el índice de fallas año móvil ($IF_{móvil}$) y el tiempo medio entre fallas (MTBF).

1.3.2.1. ÍNDICE DE FALLAS AÑO MÓVIL

El índice de fallas año móvil ($IF_{móvil}$), se define como la frecuencia a la que se observan las fallas de los equipos en un período de tiempo determinado y tomando en cuenta la cantidad de pozos activos. Si bien el Índice de fallas no puede describir la dinámica de la confiabilidad del equipo BES, es especialmente útil cuando se pronostica el costo de mantenimiento de los pozos de un campo. El valor del índice de fallas móvil se calcula por medio de la ecuación a continuación:

$$IF_{movil} = \frac{\sum \text{Fallas en los últimos 12 meses}}{\sum \text{Promedio de pozos en producción en los últimos 12 meses}} \quad (1.1)$$

La figura 1.6 y 1.7 muestran el reporte mensual del índice de fallas de equipos BES del B61A, correspondiente a los años 2016 y 2017, respectivamente.

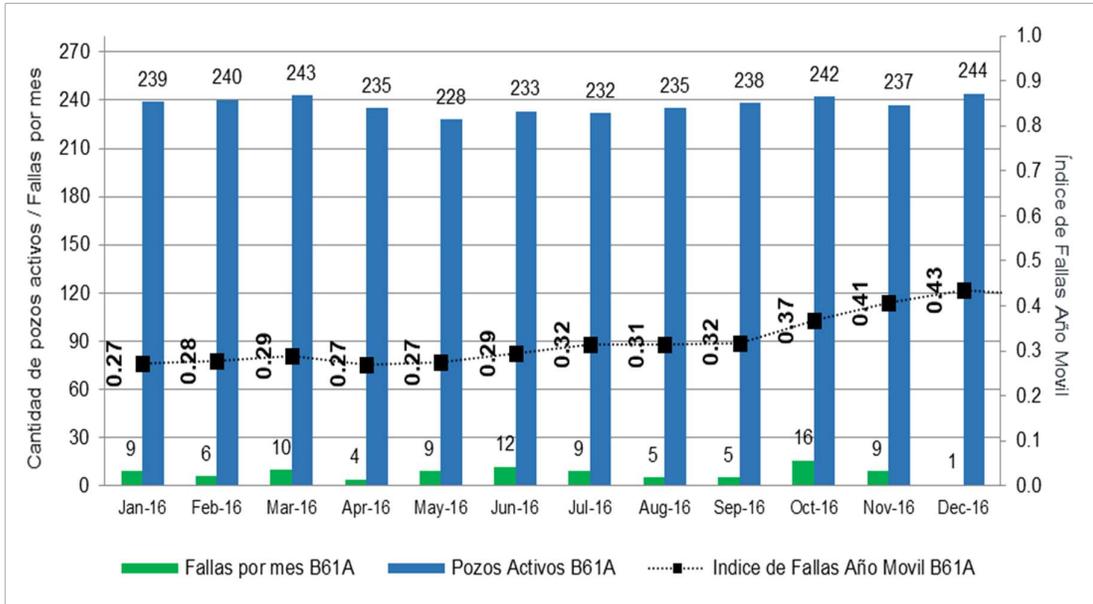


Figura 1.6. Reporte mensual 2016 de índice de fallas año móvil para equipos de BES operando en los campos del B61A.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A., Estado de Pozos B61A, 2017)

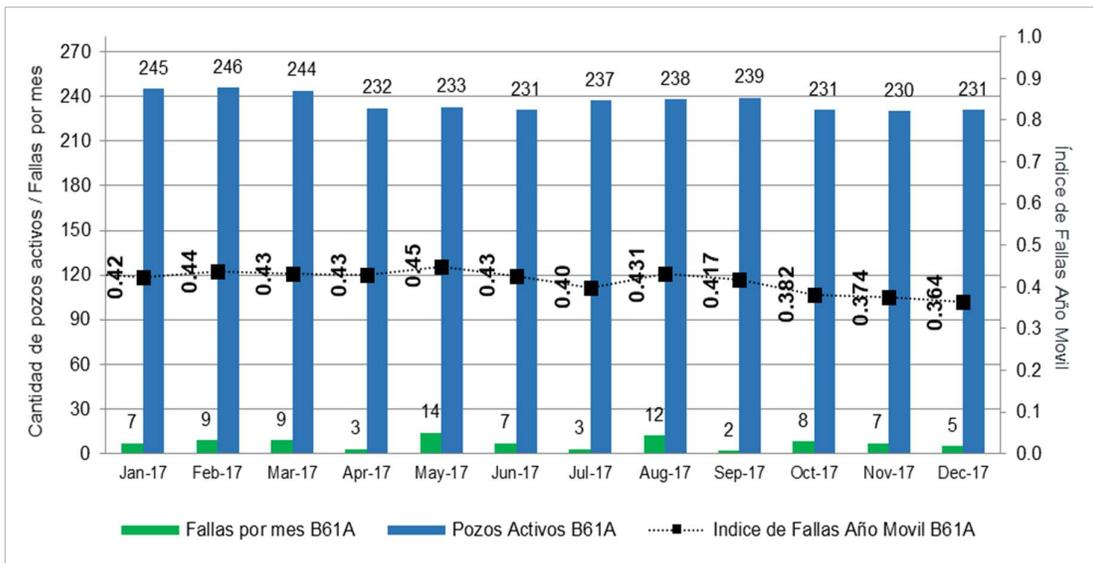


Figura 1.7. Reporte mensual 2017 de índice de fallas año móvil para equipos de BES operando en los campos del B61A.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A., Estado de Pozos B61A, 2017)

1.3.2.2. TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS (MTBF)

La confiabilidad, es un atributo de los equipos BES que ayudan a evaluar su eficiencia y la capacidad de que el sistema funcione bajo condiciones de producción/operativas preestablecidas durante un período de tiempo determinado.

La confiabilidad generalmente se enfoca en equipos, no procesos. El tiempo medio entre fallas o mejor conocido en la industria como MTBF (Mean Time Before Failure, por sus siglas en inglés), cuantifica la confiabilidad de un sistema BES; cuanto mayor es el valor, más confiable es el sistema. Dado que el cálculo de MTBF no es uniforme en la industria, a continuación se detalla la fórmula que Shaya utiliza para el cálculo de este indicador.

$$MTBF = \frac{\sum \text{Tiempo de vida útil del total de equipos BES fallados en el mes}}{\sum \text{Total de equipos BES fallados en el mes}} \quad (1.2)$$

Shaya a partir del inicio de las operaciones en el 2016, ha reportado un MTBF creciente. Como se muestra en la figura 1.8, en enero de 2016 el MTBF fue de 247 días, en comparación con los 450 días reportados a diciembre de 2017; cabe destacar que el MTBF máximo histórico en el B61A de 700 días. (Shaya Ecuador S.A., Key Performance Indicators, 2017)

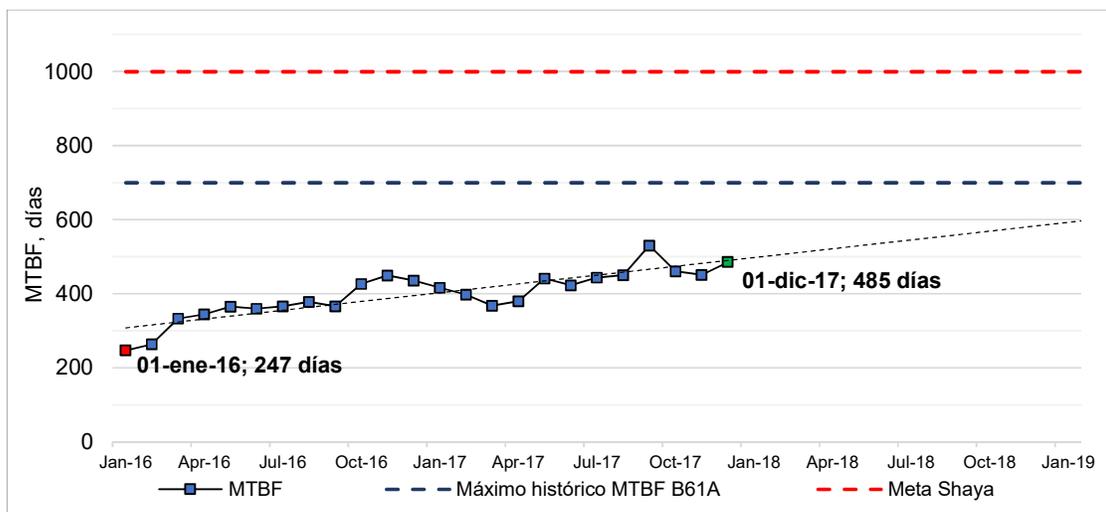


Figura 1.8. Tiempo medio entre fallas (MTBF) para equipos de BES del B61A.
Fuente: (Shaya Ecuador S.A., Key Performance Indicators, 2017)

1.4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.4.1. CONFIABILIDAD DE LOS EQUIPOS BES

¿Cuál es el tiempo de vida útil aceptable de un equipo BES? Dado que los operadores no utilizan un método unificado para calcular o informar el MTBF, no es un proceso sencillo establecer un nivel de confiabilidad general para equipos BES (Lastra, 2016). Además se debe considerar que, la diferencia de condiciones de

operación de un campo a otro, las características de los equipos, su diseño, entre otros; impacta de forma diferente en el tiempo de vida útil de un equipo BES.

A partir de un reporte de tipo estadístico realizado por Vandevier (2010), el cual se basa en 13 artículos publicados entre los años 2000 a 2009 por 11 compañías y un total de 15,000 equipos BES en 11 países diferentes; se pudo cuantificar el rendimiento de los sistemas BES, a partir de su tiempo vida útil o *Run Life* (RL). Lastra (2016), concluye que con los antecedentes presentados por Vandevier, se puede establecer un MTBF alrededor de tres años, como un nivel de confiabilidad alcanzable, al menos para la tecnología actual de equipos BES.

1.4.2. SISTEMAS DE MONITOREO EN TIEMPO REAL DE EQUIPOS BES

Entiéndase a parámetro como un dato, factor o variable que se toma como necesario para analizar, valorar o identificar una condición. Partiendo de esta definición podemos decir que los parámetros de monitoreo de un equipo de bombeo eléctrico sumergible (BES), permiten evaluar las condiciones bajo las cuales dicho equipos se encuentra operando, pudiendo ser estas óptimas o adversas.

La confiabilidad de los equipos BES se debe en gran parte a los sistemas remotos de monitoreo en tiempo real de los parámetros de operación de un equipo BES. Estos sistemas registran y almacenan cada cierto intervalo de tiempo, principalmente valores de presión de succión (PIP), presión de descarga (PDP), temperatura de motor (TM), temperatura de succión (TI), frecuencia (HZ), amperaje o carga de motor (AMP), vibración, además de otras variables; las cuales son medidas cada intervalo de tiempo por medio de sensores. A estos valores de ahora en adelante y para efectos de este estudio, se los denominará **parámetros de monitoreo**. Al graficar cada una de los valores de los parámetros de monitoreo con respecto al tiempo se forman curvas, a las cuales nos referiremos como **curvas de parámetros de monitoreo**.

Los sistemas de monitoreo remoto permiten la visualización de dichas curvas (como se muestra en la figura 1.9), consiguiendo aumentar la capacidad del operador para diagnosticar y evaluar la eficiencia operativa de los equipos BES, cuando alguna de estas variables tome un valor fuera de su rango normal.

En la actualidad, el monitoreo de los equipos BES del B61A se encuentra a cargo del “Centro de Monitoreo Auca” (CMA). La principal función de este Centro es de monitorear la operación del equipo de fondo, generando una respuesta ante comportamientos y condiciones anormales de operación que se reflejan de forma indirecta en los valores que toman los parámetros de monitoreo.

Esto permite al operador generar acciones que permitan volver a las condiciones óptimas de operación y extender el tiempo de vida útil del equipo BES. Sin embargo, en cierta medida, este proceso es de naturaleza reactiva, es decir se toman medidas después de que se produce un evento.

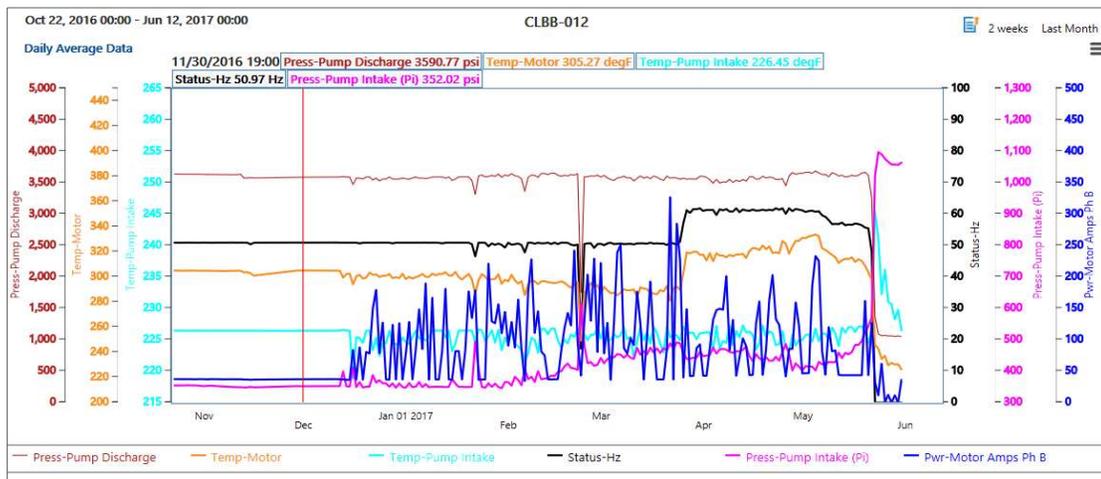


Figura 1.9. Parámetros de monitoreo de un pozo con equipo BES. Los parámetros que se muestran son PIP, PDP, TM, TI, HZ, y amp.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos BES Ambient™ -Baker Hughes – Centro de Monitoreo Auca.

1.4.3. IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS EN LOS PARÁMETROS DE MONITOREO

Al revisar el histórico de fallas de equipos BES en el B61A, se puede encontrar fallas repetitivas, haciendo posible generar una estadística de donde se puede identificar cuáles son los problemas más recurrentes que pueden llevar a un equipo BES al fallo. Pero, ¿Cómo anticiparse a estas fallas que son recurrentes, ya sea en un mismo pozo o en un área específica?

Como se menciona en la sección anterior, la variación de los valores de los parámetros de monitoreo se pueden visualizar cuando estos son graficados con respecto al tiempo. Estudios han demostrado que el análisis en conjunto del

comportamiento de curvas de monitoreo, permiten identificar una determinada condición de operación como presencia de sólidos en el fluido de producción, incremento de gas libre, pozos con baja producción, entre otros. La identificación de estas condiciones se le conoce como reconocimiento de tendencias o patrones, lo cual será descrito más a fondo en el tercer capítulo; pero de forma simple ¿A que nos referimos cuando hablamos del análisis de comportamiento de las curvas de monitoreo o reconocimiento de tendencias?

En la figura 1.10, se puede observar los parámetros de monitoreo, representado por seis curvas con una tendencia de comportamiento a lo largo del tiempo. Como se puede ver, se ha superpuesto un cuadro de color verde en la zona donde se considera un comportamiento estable de los parámetros de monitoreo, es decir que sus valores son similares generándose una línea. Sería ideal que el comportamiento de las curvas sea de esta forma, pues este comportamiento es un indicativo de que el equipo está trabajando en las condiciones para las cuales fue diseñado o que mantiene una condición de operación estable en el tiempo.

Por otro lado en la misma figura, se tiene superpuesto un cuadro de color rojo en la zona donde se tiene un comportamiento variable, oscilante, no periódico y además se puede ver que una curva (azul) presenta una variación más pronunciada en comparación con las otras curvas.

Si a estas curvas se las analiza en conjunto, habiéndose detectado valores de parámetros fuera de lo normal, es posible determinar qué factores ligados a la operación son los que se encuentran interfiriendo en la operación normal y óptima del equipo. Estos factores generan la pérdida de capacidad de levantamiento o eficiencia del equipo, el daño de sus componentes y en consecuencia generando su falla.

Ahora es importante mencionar que la inestabilidad en el comportamiento de los parámetros de operación, puede ser ocasionada no solo por una condición, sino por la combinación de varias, que es lo que hace complejo definir cuál es el factor principal que debe ser atacado para regresar a las condiciones estables y óptimas de funcionamiento del equipo. A pesar de ello, estudios demuestran que la implementación de reconocimiento de tendencias y la aplicación de análisis

estadísticos a partir de la data histórica de monitoreo, permite generar acciones para mantener la condición de operación estable de un equipo BES y así poder extender su tiempo de vida útil.

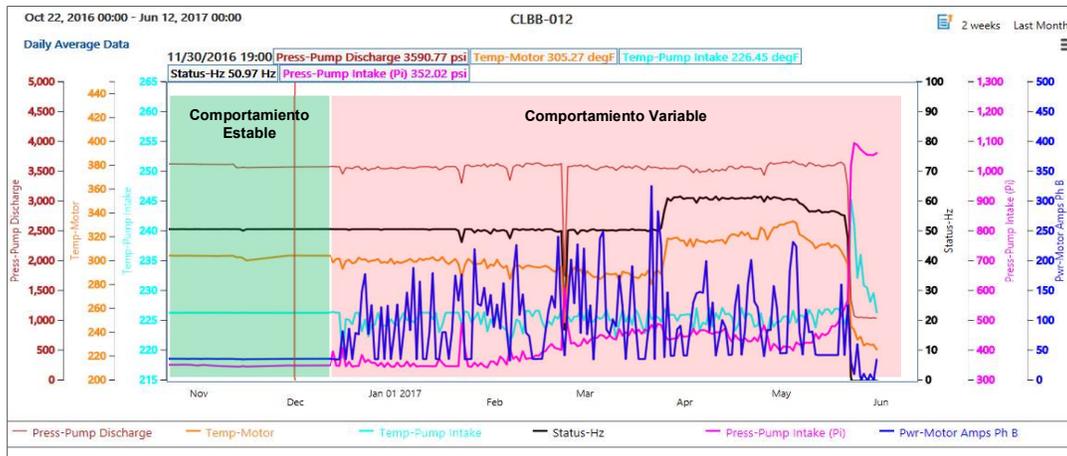


Figura 1.10. Diferenciación entre un comportamiento estable y un comportamiento variable/inestable de las curvas de monitoreo de un equipo BES.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos BES Ambit™ -Baker Hughes. – Centro de Monitoreo Auca.

Por lo mencionado anteriormente, se ha visto factible el realizar el estudio de las tendencias históricas de los parámetros de operación en los equipos BES del B61A, para posteriormente asociar dichas tendencias a las condiciones propias de los campos que generan fallos en los equipos; dichas condiciones se describirán más adelante en el Capítulo 2, en relación a los componentes que resultan afectados.

1.5. METODOLOGÍA Y MÉTODO

El presente trabajo se basa en el estudio de casos, por lo que es necesario entender lo que implica este enfoque y su relación con la metodología cualitativa de la investigación y el método inductivo. Para ello se debe diferenciar entre la metodología cualitativa y cuantitativa en la investigación científica.

1.5.1. METODOLOGÍA CUALITATIVA Y CUANTITATIVA

A la investigación científica puede dársele un enfoque metodológico cuantitativo o cualitativo. Un enfoque cuantitativo consiste en el contraste de una o más teorías existentes, a partir de una serie de hipótesis surgidas de la misma, siendo necesario obtener una muestra, ya sea en forma aleatoria o discriminada, pero representativa de una población o fenómeno objeto de estudio. Por lo tanto, para realizar estudios

cuantitativos es indispensable contar con una teoría ya construida, dado que el método científico utilizado en la misma, es el método deductivo. (Martínez, 2006)

Por otro lado el enfoque cualitativo consiste en la construcción o generación de una teoría a partir de una serie de proposiciones extraídas de un cuerpo teórico que servirá de punto de partida al investigador, para lo cual no es necesario extraer una muestra representativa, sino una muestra teórica conformada por uno o más casos, o lo que se denomina, el estudio de casos. La metodología cualitativa está direccionada a la construcción o generación de teorías, a partir de una serie de observaciones de la realidad objeto de estudio, haciendo uso del método inductivo, el cual es un proceso analítico-sintético que parte del estudio de casos, hechos o fenómenos particulares, para llegar al descubrimiento de un principio o ley general que los rige (Leiva, 1996).

El objetivo principal de los estudios de naturaleza cuantitativa, basados en un número elevado de observaciones, es determinar cuánto(s) o con qué frecuencia ocurre un determinado suceso, mientras que en el estudio de casos, que es un enfoque más bien cualitativo, se trata de comprender el proceso por el cual tienen lugar ciertos fenómenos. Además de permitir captar adecuadamente la heterogeneidad y el rango de variación existente en una población determinada, la selección teórica o hecha a propósito de la investigación cualitativa (frente al muestreo probabilístico o aleatorio) facilita la selección deliberada de aquellos casos que se revelan críticos para valorar una(s) teoría(s) ya existente(s) o en desarrollo. (Martínez, 2006)

1.5.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL ESTUDIO DE CASOS

El estudio de casos ofrece sus mejores resultados en la generación de teorías, mientras que los estudios cuantitativos se consideran aptos para la contrastación de teorías. Pese a esto, muchos autores señalan que el estudio de casos puede presentar ciertas desventajas:

- Carencia de rigor, por permitir que el punto de vista del investigador influya en la dirección de los encuentros y en las conclusiones de la investigación.
- Proporciona pocas bases para la generalización, y

- Muchas veces adquieren demasiada amplitud, por lo cual los documentos resultan demasiados extensos.

No obstante lo anterior, el investigador debe trabajar duro para sortear dichas limitaciones, seleccionando adecuadamente la estrategia de investigación de acuerdo con el tema de estudio y eligiendo un buen método de recolección de información. Además a pesar de que el estudio de caso ha sido considerado como la estrategia más suave de investigación, es también considerada la más difícil de hacer. (Yin, 1989)

Yin (1989), en su publicación sobre el método de estudio de casos, establece que dicho método es apropiado para temas que se consideran prácticamente nuevos, pues en su opinión, la investigación empírica tiene los siguientes rasgos distintivos:

- Examina o indaga sobre un fenómeno contemporáneo en su entorno real.
- Las fronteras entre el fenómeno y su contexto no son claramente evidentes.
- Se utilizan múltiples fuentes de datos.
- Puede estudiarse tanto un caso único como múltiples casos.

Chetty (1996), indica que de estudio de casos se caracteriza por:

- Ser adecuado para investigar fenómenos en los que se busca dar respuesta a cómo y por qué ocurren.
- Permite estudiar los fenómenos desde múltiples perspectivas y no desde la influencia de una sola variable.
- Permite explorar en forma más profunda y obtener un conocimiento más amplio sobre cada fenómeno, lo cual permite la aparición de nuevas señales sobre los temas que emergen, y
- Juega un papel importante en la investigación, por lo que no debería ser utilizado meramente como la exploración inicial de un fenómeno determinado.

1.5.3. METODOLOGÍA Y MÉTODO APLICADO AL PRESENTE ESTUDIO

Por todo lo mencionado en las dos secciones anteriores, se ha considerado que el estudio de casos aplicando el método inductivo y la metodología cualitativa, son las más idóneas a aplicarse en el presente estudio, pues la metodología cualitativa

presenta la posibilidad de analizar fenómenos y elaborar de teorías en las que los elementos de carácter intangible, tácito o dinámico juegan un papel determinante. Además, es importante destacar que, pese a las desventajas que puede presentar el estudio de casos, este presenta la ventaja de ser capaz de satisfacer los objetivos de una investigación, pues es más flexible al permitir analizar diferentes casos con distintas intenciones, enfocarlos de distinta manera y direccionar la investigación de acuerdo a los resultados obtenidos durante la misma.

1.6. OBJETIVOS

1.6.1. OBJETIVO GENERAL

Estudiar las tendencias históricas de los parámetros de monitoreo en los equipos de Bombeo Eléctrico Sumergible para la asociación de su comportamiento a las condiciones de operación y características de los campos del Bloque 61- Auca.

1.6.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Generar una estadística sobre las condiciones o eventos más frecuentes que generan fallas en los equipos BES en el B61A, a través de la clasificación de la información de falla acorde a la estructura establecida en el estándar ESP RIFTS de C-FER Technologies.
- b. Identificar las tendencias que presentaron las curvas de los parámetros de monitoreo durante el tiempo de vida útil de los equipos a ser considerados el estudio de casos, para la identificación de las condiciones operativas las cuales generan la falla de los equipos BES.
- c. Evaluar las condiciones de operación bajo las cuales se encontraban operando los equipos BES, para los casos que ameriten dicha evaluación, mediante simulaciones con el software DesignPro®, para la determinación de la eficiencia a la que se encontraba operando previo al momento de falla y el impacto que tienen dichas condiciones en la bomba y en su capacidad de levantamiento.
- d. Identificar las condiciones operativas las cuales generan comportamientos anormales de operación, registradas en el monitoreo.
- e. Evaluar procedimientos operacionales y métodos estadísticos, para que, en conjunto con las tendencias identificadas en las curvas de los parámetros de monitoreo y las condiciones operativas que generaron las mismas, sea posible

la generación de acciones para la prevención de fallas y en consecuencia, el aumento del tiempo de vida útil de los equipos BES del B61A.

1.7. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

1.7.1. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA

El presente trabajo influye en el área Ingeniería en Petróleos, específicamente en el área de producción de hidrocarburos y levantamiento artificial con equipos de bombeo eléctrico sumergible. En este estudio se analizarán los principales parámetros de operación de los equipos BES para identificar condiciones operativas que generan su pérdida de eficiencia y fallas. La correlación de dicha información generará trazabilidad en condiciones operativas bajo las cuales operan los pozos del B61A equipados con Bombeo Eléctrico Sumergible.

1.7.2. JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA

El presente estudio propone una metodología de investigación cualitativa y el uso del método inductivo para el estudio de casos, los cuales, mediante los argumentos detallados en la sección 1.5 y subsecciones, se ha concluido como el camino más idóneo a seguirse para la consecución de los objetivos planteados en este estudio.

1.7.3. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA

Las fallas de los equipos BES tienen importantes implicaciones económicas y operativas negativas para los operadores, que incluyen: tiempo no productivo, producción diferida, baja en la producción y altos costos operativos asociados a intervenciones.

Estos eventos impactan los indicadores de desempeño, principalmente al MTBF, el cual es el principal indicativo de fallas en el proyecto Shaya. El presente estudio nace como una idea en un evento denominado “Shaya Artificial Lift Workshop 2017”, como parte de uno de los planes de acción generados por Shaya, con el objetivo de superar un MTBF superior al máximo histórico (700 días), con miras a alcanzar a los 1000 días para el 2020.

CAPÍTULO 2

BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE: COMPONENTES Y CONDICIONES PARA SU FALLA, MONITOREO EN TIEMPO REAL, Y ANÁLISIS DE FALLAS

Un proceso de análisis de fallas para un equipo BES consiste en reunir y analizar toda la información respecto a su diseño, instalación, operación y monitoreo; hasta su análisis de falla a través del desmantelamiento de sus componentes e inspección. Toda la información recopilada se utiliza en la identificación de la causa raíz de la falla, la misma que al definirse, contribuye al aprendizaje sobre la mejor aplicación de los sistemas BES de acuerdo a las características del campo. Además permite tomar de decisiones respecto a la operación de los equipos que se encuentran en producción, el diseño de equipos a instalarse y además respecto a procedimientos operacionales; todo esto para evitar la recurrencia de eventos o condiciones adversas que generen la falla de un equipo BES.

Este capítulo se divide en tres partes principales. En la primera parte se explica de forma detallada el funcionamiento de los componentes de subsuelo de un equipo BES y las condiciones que generan su falla. Dicha descripción no sólo permitirá entender el proceso de análisis de fallas, sino servirá además como punto de partida para el entendimiento de la información a presentarse en el capítulo 4 y en los estudio de casos para la identificación de tendencias de comportamiento en las curvas de los parámetros de monitoreo BES.

La segunda parte se explica sobre los sistemas de monitoreo remoto en tiempo real, como parte fundamental para evitar la ocurrencia de fallas. El entendimiento del funcionamiento sistemas remotos y los parámetros de operación monitoreados a través de estos, es indispensable dado que el presente estudio se basa en estos sistemas para la identificación de condiciones adversas que generan fallas en los equipos BES, por medio de la revisión de la data histórica de monitoreo. Por último, en la tercera parte se hace una descripción de las etapas más relevantes del proceso de análisis de fallas para los equipos BES del B61A.

2.1. EQUIPO DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE

2.1.1. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA

Las bombas utilizadas en la industria del petróleo, específicamente en los sistemas de levantamiento artificial, pueden clasificarse en dos grupos: bombas de desplazamiento positivo y bombas dinámicas. Las bombas centrífugas de un equipo de bombeo electrosumergible trabajan en el principio dinámico y son accionadas por medio de energía eléctrica que es suministrada desde superficie. (Takacs, 2009)

Estas bombas son tipo multi-etapas; el número de las etapas depende de cada aplicación específica. Existen dos tipos de etapas: de flujo radial (figura 2.1) y de flujo mixto (figura 2.2). En los impulsores de flujo radial, el fluido es obligado a realizar cambios de dirección en forma abrupta y siguiendo ángulos agudos. El grado de cambio direccional es cercano a los 180°. Es este cambio de dirección, lo que desarrolla la altura o “head” de la etapa. Los álabes (vanes) forman ángulos cercanos a los 90° con el eje. Las etapas con impulsores del tipo radial pueden manejar aproximadamente 10% de gas libre. (Bidone, 2012)

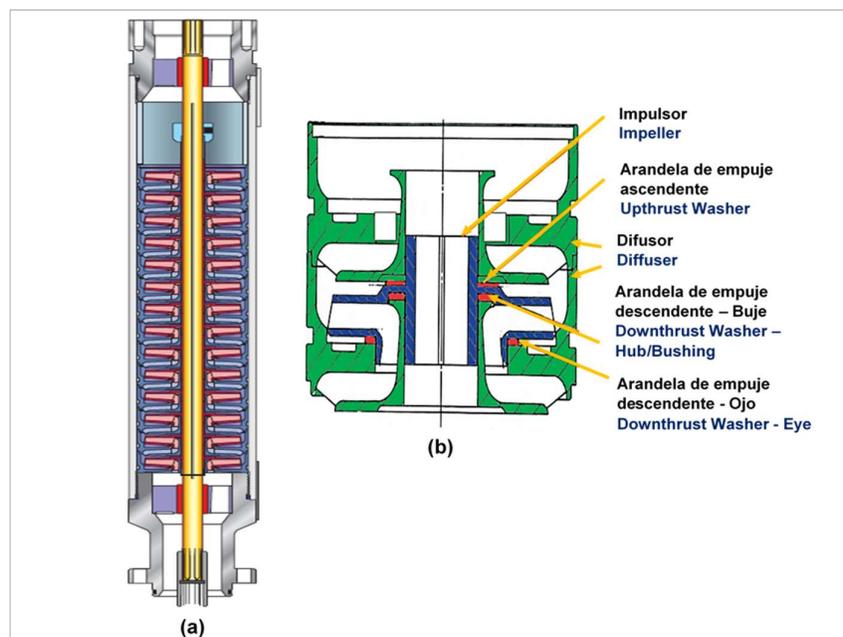


Figura 2.1. (a) Sección transversal de una bomba centrífuga con etapas para flujo radial.
(b) Partes de una etapa de flujo radial.

Fuente: (SPE, ESP Radial Flow Stages, 2016; New Mexico Tech University, 2012)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Las etapas de flujo mixto presentan cambios direccionales más suaves y el fluido puede viajar a través de los impulsores y difusores con menor restricción. Debido a esto, las etapas son adecuadas para manejar mayores volúmenes de fluido, pero no desarrollaran gran altura. Un impulsor de flujo mixto tiene álabes (vanes) con un ángulo cercano a los 45° con respecto al eje de la bomba. Las etapas con impulsores del tipo mixto manejan más del 20% de gas libre. (Bidone, 2012)

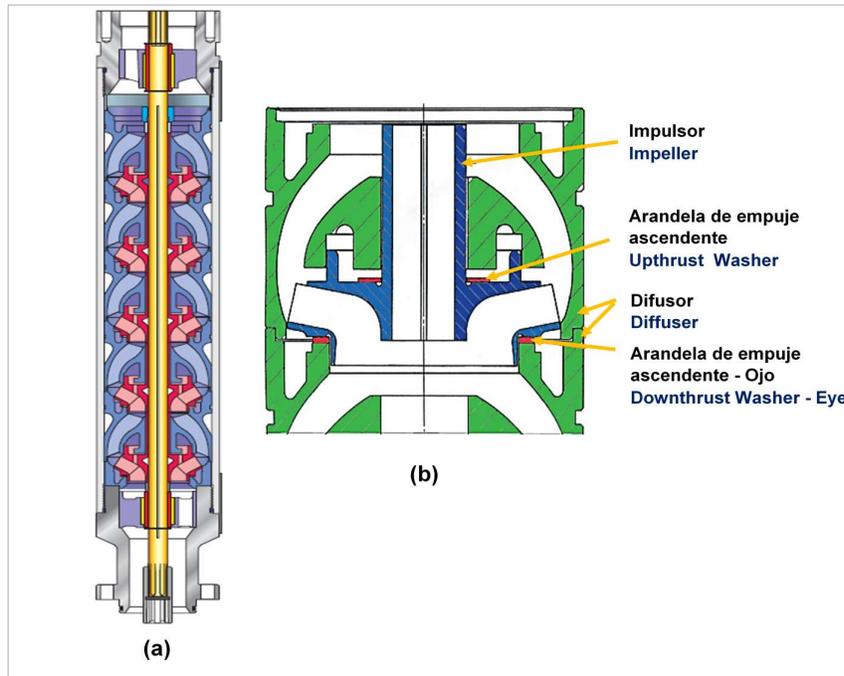


Figura 2.2. (a) Sección transversal de una bomba centrífuga con etapas para flujo mixto.
(b) Partes de una etapa de flujo mixto.

Fuente: (SPE, ESP Radial Flow Stages, 2016; New Mexico Tech University, 2012)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Cada etapa está compuesta por un impulsor rotario (figura 2.3), y un difusor estacionario (figura 2.4); este último contiene en su interior al difusor. Por otra parte, el conjunto de difusores están contenidos dentro de la carcasa de la bomba centrífuga.

El impulsor está sujeto en el eje y gira con las revoluciones del motor. Los impulsores pueden ser de tipo flotante y fijo. Los impulsores flotantes pueden desplazarse en forma axial dentro del difusor, experimentando movimientos hacia arriba o hacia abajo sobre el eje cuando la bomba está en operación. Los impulsores fijos se mueven conjuntamente con el eje. (Hollund, 2010)

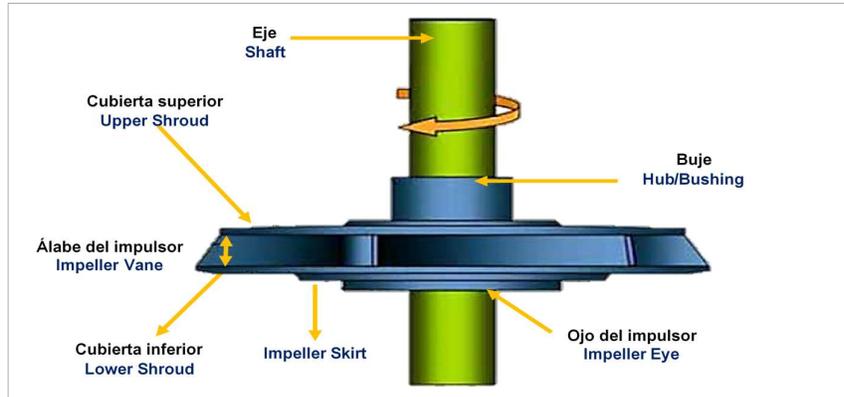


Figura 2.3. Impulsor y subcomponentes.
Fuente: (Hollund, 2010)

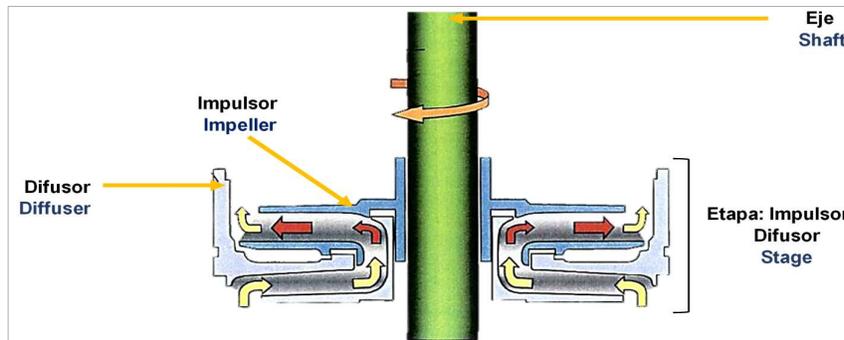


Figura 2.4. Etapa de una bomba centrífuga.
Fuente: (Hollund, 2010)

La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado. La parte rotativa, el impulsor genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía potencial más la energía cinética). La parte estacionaria, el difusor, direcciona al fluido a la siguiente etapa y por lo tanto al siguiente impulsor, transformando parte de la energía, en energía potencial o en presión. El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor. El difusor, nuevamente dirigirá el fluido hacia el siguiente impulsor. (Madrid, 2012)

2.1.2. COMPONENTES DE UN EQUIPO BES

Los componentes de un sistema de bombeo eléctrico sumergible se pueden dividir en equipos de superficie y equipos de subsuelo. A continuación se muestra la configuración típica de un sistema de bombeo eléctrico sumergible (figura 2.5), y se explica cada uno de la sus componentes. Más adelante se explica a detalle las partes que componen a cada uno de los componentes.

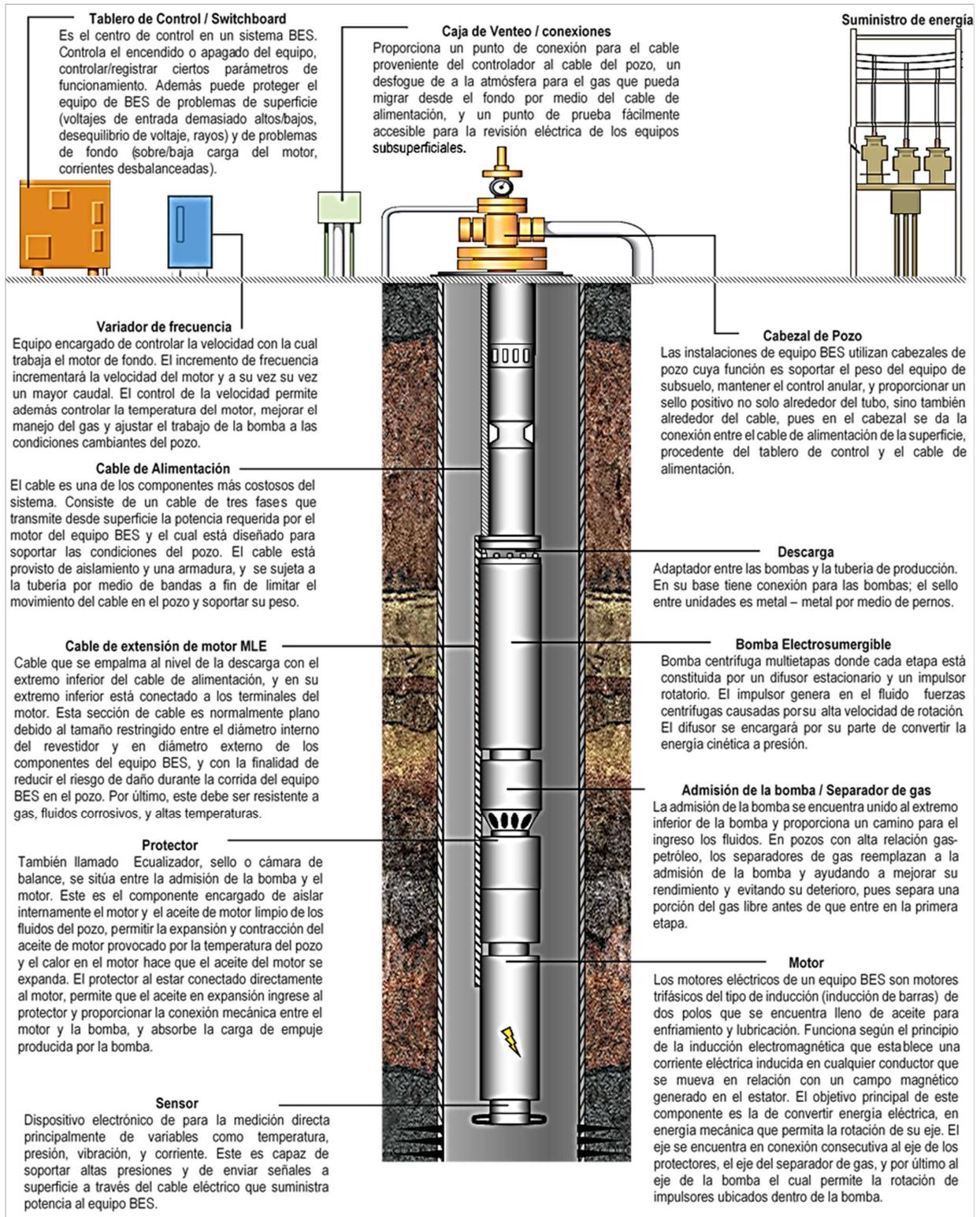


Figura 2.5. Componentes de superficie, componentes de subsuelo y configuración típica de un sistema de bombeo eléctrico sumergible.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo.

2.1.2.1. BOMBA CENTRÍFUGA

La figura a continuación, explica las partes de una bomba centrífuga y su función.

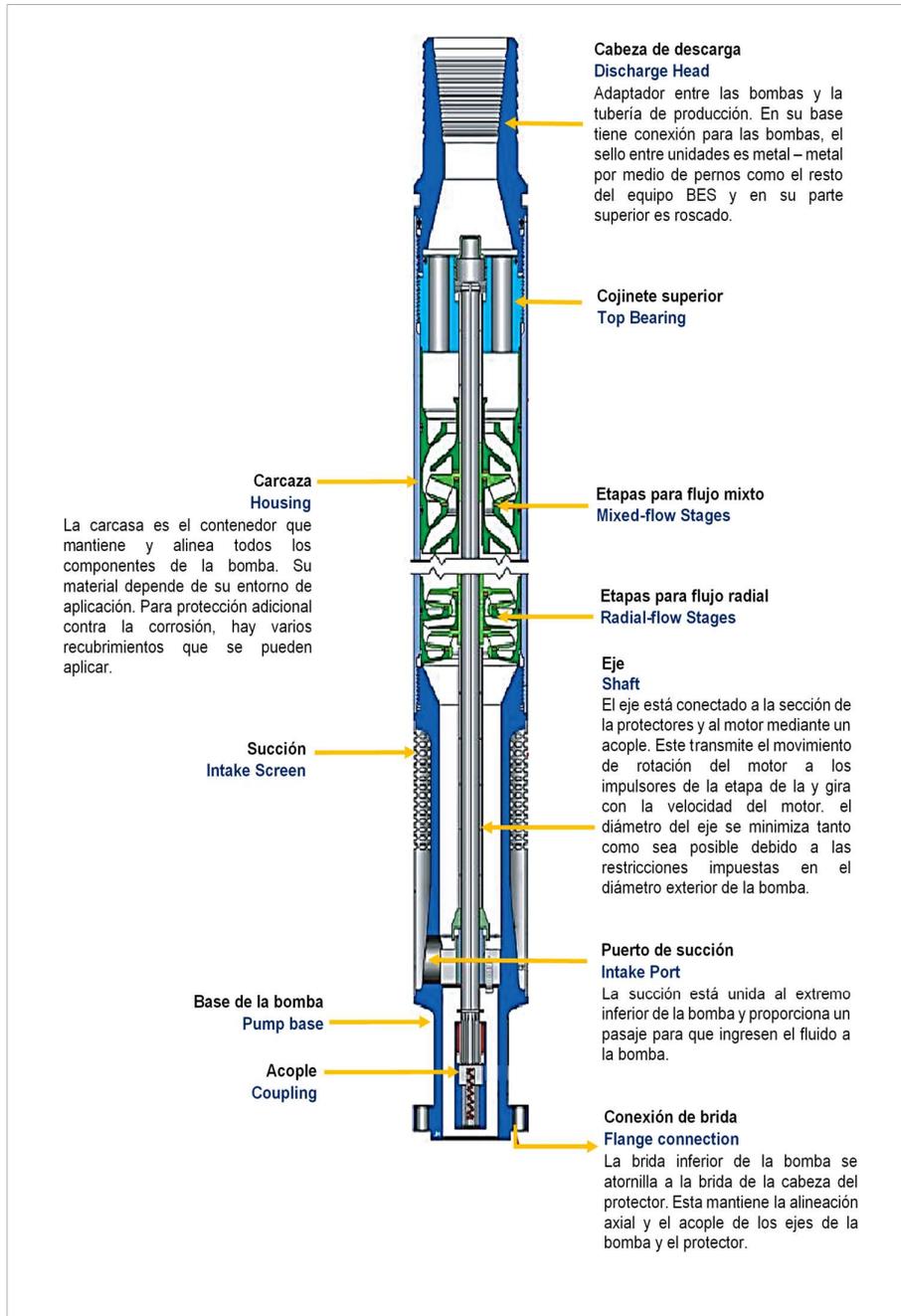


Figura 2.6. Subcomponentes de una bomba centrífuga de un equipo BES.

Fuente: (SPE, ESP Centrifugal Pump, 2016)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo.

A continuación se describe las causas y condiciones operativas que pueden generar el fallo de los componentes que constituyen la bomba centrífuga.

2.1.2.1.1. DESGASTE DE LAS ETAPAS DE LA BOMBA POR ABRASIÓN O EROSIÓN.

La bomba BES es un dispositivo rotativo de alta velocidad compuesta de partes estacionarias y giratorias las cuales son lubricadas por el fluido bombeado. Sólidos como el sulfuro de hierro, el carbonato de calcio, la arena, y otros, pueden causar el desgaste de los componentes las bombas centrífugas. La mayoría de los problemas se generan por la producción de arena (cuarzo, SiO₂) junto con fluidos de pozo. El efecto de la producción de fluidos con contenido de sólidos, es la eliminación de partículas de metal de diferentes partes de la bomba BES. La eliminación de las partículas de metal puede generarse por erosión, que ocurre cuando las partículas sólidas contenidas en el fluido de producción golpean la superficie metálica; y/o abrasión, que ocurre cuando las partículas sólidas del fluido se encuentra generando fricción entre dos superficies metálicas. Esta última daña fácilmente las partes móviles de la bomba.

La pérdida de metal causada por la abrasión y/o erosión en puntos críticos en la etapa de la bomba, pueden conducir a la falla de la bomba. La magnitud del daño causado por estos tipos de desgaste depende de muchos factores: la dureza del metal atacado y la de las partículas sólidas; la concentración, tamaño, forma, dureza y distribución de las partículas sólidas. (Takacs, 2009).

2.1.2.1.2. DESGASTE EN LAS ETAPAS DEBIDO SU OPERACIÓN FUERA DEL RANGO ÓPTIMO

Para poder explicar cómo la operación fuera de rango determina la falla de una bomba eléctrica sumergible, se deben explicar que son las curvas características de una bomba y el efecto de las fuerzas axiales que se ejercen sobre la bomba durante la operación del equipo BES.

2.1.2.1.2.1. CURVAS DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA

Para tener un rendimiento óptimo de una bomba centrífuga hay que tener en cuenta su rango de operación óptimo. Este rango se encuentra especificado en las curvas de rendimiento cada bomba (como se muestra en la figura 2.7), que es una gráfica tres diferentes parámetros o curvas, en función del caudal (flow rate). Estas curvas se denominan:

- Carga dinámica total (Total Dynamic Head). También llamada altura de columna, elevación; este parámetro indica la altura equivalente total que debe bombearse un fluido. En términos más sencillos, la carga de una bomba es la altura máxima que la bomba puede alcanzar bombeando contra la gravedad y teniendo en cuenta las pérdidas de energía generadas por fricción del fluido con las paredes de la tubería.
- Potencia requerida (Required power). Indica una medida de la potencia real requerida por la bomba para entregar un determinado caudal.
- Eficiencia de la bomba (Pump Efficiency). Indica cuan eficiente es la transformación de energía mecánica en energía hidráulica, en función del caudal.

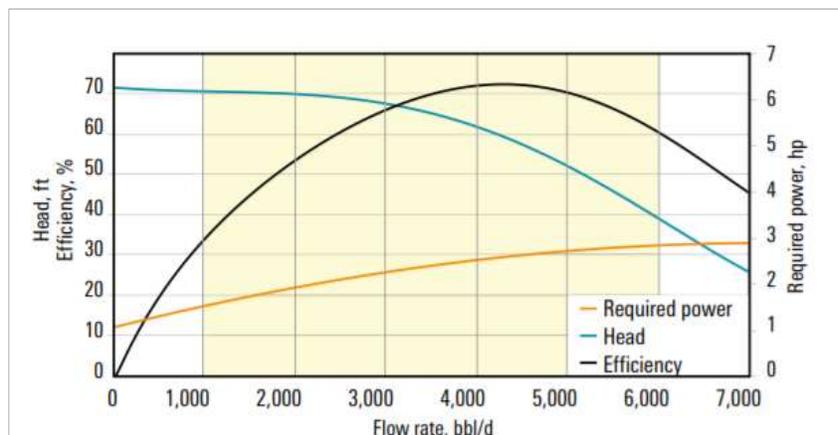


Figura 2.7. Curvas características de una bomba centrífuga.
Fuente: (Schlumberger, Artificial Lift Solutions Catalog, 2017)

2.1.2.1.2.2. FUERZAS DE EMPUJE AXIAL

Durante la operación de bombeo, existen tres fuerzas que actúan sobre los impulsores de la bomba centrífuga, que en consecuencia estas fuerzas también se transmiten a su eje. La suma de estas tres fuerzas es el empuje total. (Bidone, 2012) Estas fuerzas son:

- La gravedad, como una fuerza estática, que surgen del peso de las piezas de la bomba en el fluido producido y actúan hacia abajo.
- La fuerza neta, como una fuerza dinámica, resultante de la presión diferencial en la etapa, que actúa hacia abajo o cero. Cero ocurre cuando se tiene un flujo abierto donde la bomba no genera presión.

- La fuerza radial, como una fuerza dinámica, que se genera debido al movimiento del fluido entrando a la etapa, que actúa hacia arriba o cero. Cero ocurre en condiciones de cierre o no circulación de fluido (cierre de un pozo).

Los componentes radiales de estas fuerzas son absorbidos por la carcasa (housing) de la bomba y no afectan significativamente la operación adecuada. Por otro lado, los componentes axiales de fuerza, son mucho más perjudiciales y, de no sujetarse por medio de cojinetes de empuje de la capacidad adecuada, puede inducirse el movimiento axial de impulsores y el eje, resultando en el daño mecánico de las etapas de la bomba. Los impulsores de una bomba están diseñados para operar de manera eficiente en un rango de flujo específico. El rango recomendado de flujo de bombeo para una bomba BES está estrictamente relacionado con la variación de las fuerzas axiales que ocurren en la bomba. La resultante de estas fuerzas puede tomar la forma de:

- Empuje descendente (downthrust): se origina cuando la bomba opera con un caudal de flujo menor para el cual fue diseñado. Operar con un caudal por debajo de su capacidad de diseño hace que la parte inferior del impulsor se ponga en contacto con el difusor, lo que ocasiona desgaste en los cojinetes (bearings) y arandelas (washers).
- Empuje ascendente (upthrust): se origina cuando la bomba opera a un caudal mucho mayor al adecuado o al de diseño. Si la bomba opera por encima de su capacidad de diseño, el impulsor entrará en contacto con la parte superior del difusor, causando el desgaste de los componentes.

Idealmente, el impulsor debería flotar libremente, y lo hará cuando la bomba se encuentre operando dentro de su rango de operación recomendado, permitiendo que la bomba funcione con la mayor eficiencia. Se debe mencionar que la condición de empuje ascendente, a pesar de ser menos probable que una condición de empuje descendente, es más riesgosa que esta última.

La figura 2.8 explica gráficamente el rango de operación de una bomba eléctrica sumergible, en relación al tipo de empuje generado por las fuerzas axiales que actúan sobre las etapas de la bomba. Nótese que la zona de color rosa, pertenece al rango donde la bomba podría operar en condiciones óptimas.

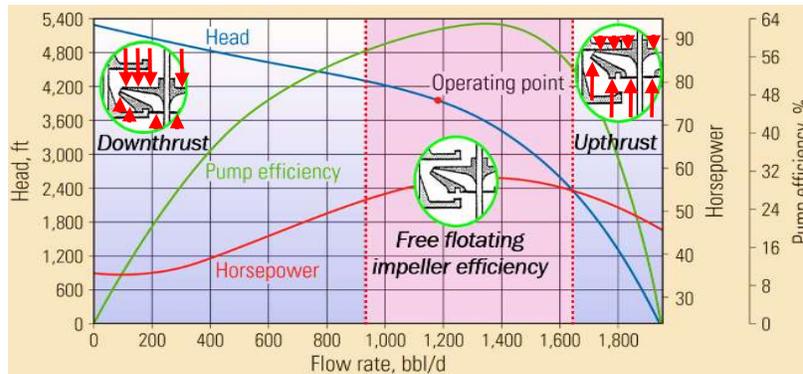


Figura 2.8. Rango de operación de una bomba centrífuga, en relación al tipo de empuje generado por las fuerzas axiales que actúan sobre los impulsores de la bomba.
Elaborado por: María Alfonsina Trujillo.

2.1.2.1.3. DESGASTE RADIAL

El desgaste radial causado por fluidos de pozo con contenido de sólidos abrasivos aumenta la holgura en los cojinetes de soporte radial de la bomba. Esto generalmente conduce a la pérdida de estabilidad lateral y en consecuencia a un aumento de las vibraciones en todo el eje de transmisión (ejes a los largo de todo el equipo BES). Esto afecta principalmente a la sección de protectores/sellos, generándose fugas que contaminan al fluido dentro de estos (aceite). Esto inicia un camino para que el fluido del pozo avance hacia el motor, pues la sección de los protectores se encuentra en comunicación directa con el motor. (SPE, ESPs in Harsh Enviroments, 2016)

2.1.2.1.4. GAS LIBRE

La aplicación óptima del sistema BES se da cuando la presión del yacimiento permanece en o por encima del punto de burbujeo, es decir sin presencia de gas libre. A medida que transcurre el tiempo de producción, las presiones del yacimiento caen por debajo del punto de burbujeo, y se empezará el desprendimiento gas en solución; parte del gas libre ingresará a la bomba. (Bedrin et al., 2008)

El gas libre que ingresa a la succión de la bomba impacta en el rendimiento de la bomba. Esto es causado por la gran diferencia entre las gravedades específicas de líquidos y gases. La bomba centrífuga, al ser un dispositivo dinámico, imparte una alta velocidad de rotación al fluido que ingresa a su impulsor, pero la cantidad de energía cinética transmitida al fluido depende en gran medida de la densidad o

gravedad específica del fluido. El líquido, al ser más denso que el gas, recibe una gran cantidad de energía cinética que, al pasar a la siguiente etapa de la bomba, se transforma en un aumento de presión. El gas, aunque está sujeta a la misma alta velocidad de rotación, no puede producir la misma cantidad de aumento de presión. Esta es la razón por la cual las bombas de entrada siempre deben alimentarse con líquido monofásico libre de gas para garantizar un funcionamiento confiable. (Takacs, 2009) Para explicar de mejor forma el efecto de la presencia de gas en el fluido de producción, se debe explicar el fenómeno de cavitación.

2.1.2.1.4.1. CAVITACIÓN

La operación de las bombas por debajo de la presión de burbuja, genera la liberación de gas disuelto en una fase líquida. El fenómeno de cavitación implica la formación de pequeñas burbujas de vapor que, cuando son tocadas por el líquido que fluye a lugares con mayor presión, colapsan repentinamente. El colapso de las burbujas de vapor causa incrementos grandes y repentinos en la presión, dando como resultado la destrucción mecánica de partes metálicas por el fenómeno de erosión. (Takacs, 2009)

2.1.2.1.5. ATASCAMIENTO Y TAPONAMIENTO DE LAS PARTES MÓVILES

Las principales causas del atascamiento de las partes móviles de una bomba y/o su taponamiento son las siguientes:

- a. Atascamiento del eje y taponamiento de las etapas debido a la precipitación de sólidos sobre los impulsores o la formación de asfaltenos, parafinas o escala.
- b. Atascamiento del eje por la presencia de partículas sólidas metálicas en los difusores, impulsores y el propio eje de la bomba. Esto generalmente ocurre cuando la bomba está desgastada y los efectos de severo downthrust y los efectos de severo upthrust, producen fricciones metálicas entre etapa y etapa produciendo pequeñas partículas metálicas que destruyen las demás etapas y atascan el eje. Además las partículas metálicas pueden provenir del desprendimiento del metal de la tubería o de “pescados” dentro del pozo.
- c. Atascamiento cuando el equipo durante el arranque se posiciona directamente en upthrust y no llega a rotar.

2.1.2.2. MOTOR ELÉCTRICO

La figura a continuación, explica las partes del motor eléctrico y su función.

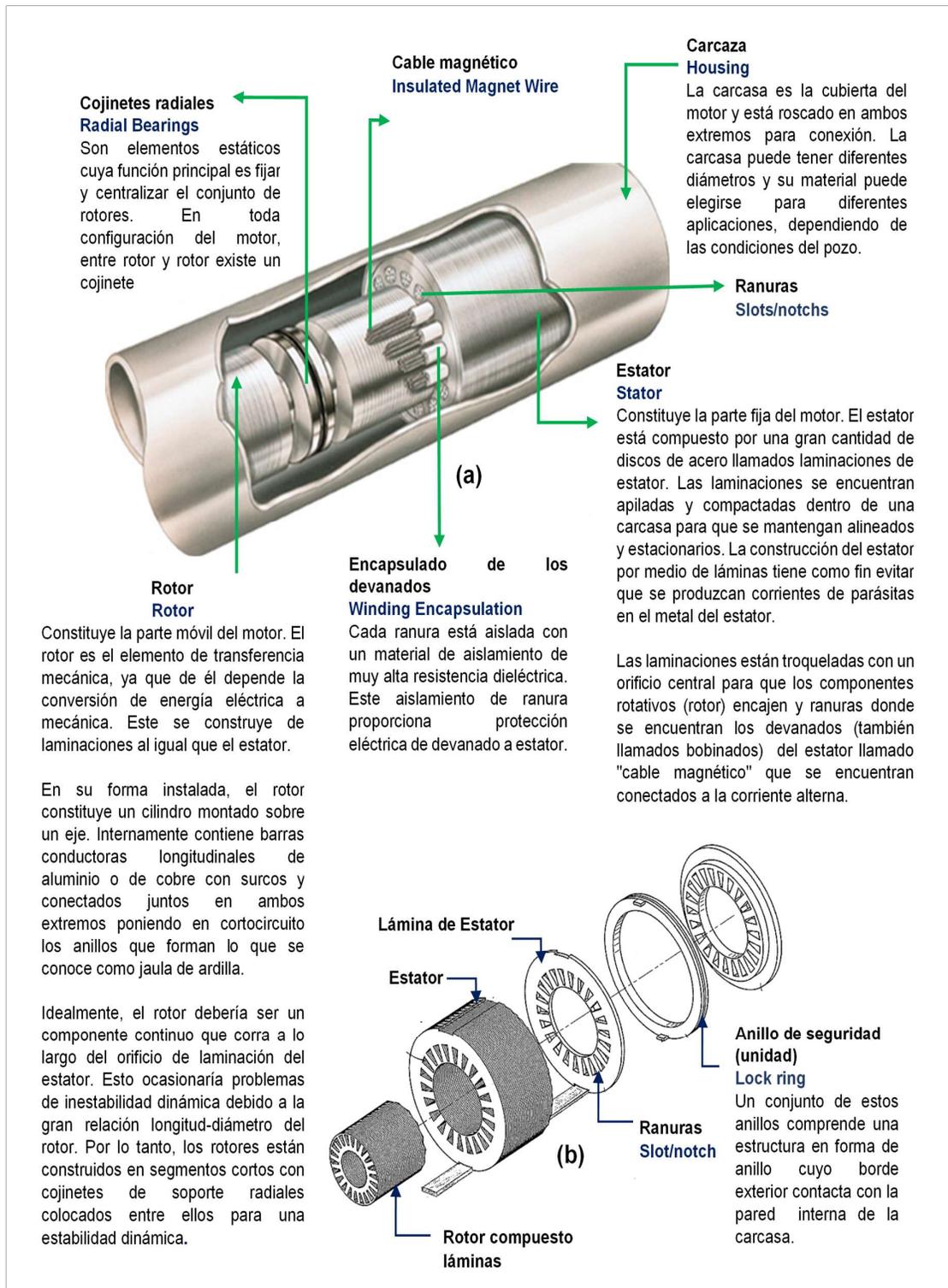


Figura 2.9. Subcomponentes de un motor eléctrico de un equipo BES.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Aunque la mayoría de las fallas eventuales de los motores de un equipo BES son de naturaleza eléctrica, muchas otras condiciones pueden ser la causa primaria o principal, de la falla del motor. A continuación se describe las causas y condiciones operativas que pueden generar el fallo de los componentes que constituyen el motor eléctrico.

2.1.2.2.1. SOBRECARGA DEL MOTOR

La sobrecarga del motor provoca un calentamiento excesivo del cableado del motor, lo que puede resultar en la quema del motor. Una situación de sobrecarga generalmente es causada por: el mal dimensionamiento del motor debido a datos imprecisos para su diseño ocasionando que el motor sea de capacidad inferior a la requerida; cambios en la gravedad específica del fluido pues una alta gravedad específica del fluido del pozo puede causar que la altura dinámica total real (TDH) sea mayor que la diseñada; fallas o problemas en bomba que aumentan el requerimiento de potencia de la misma; y el voltaje irregular (alto, bajo o desequilibrado) en los terminales del motor.

2.1.2.2.2. FUGAS EN LOS PROTECTORES

Las fugas en los protectores permiten que los fluidos del pozo ingresen al motor, causando una contaminación gradual del aceite del motor y una eventual quema del motor.

2.1.2.2.3. REFRIGERACIÓN DEFICIENTE

La refrigeración deficiente del motor hace que la temperatura de los devanados del motor aumente; los materiales aislantes pueden romperse y provocar fallas eléctricas. La refrigeración deficiente se da cuando la velocidad del fluido alrededor del motor es menor que la requerida para una eficiente transferencia del calor generado desde el motor hacia el fluido; cuando el motor se encuentra debajo de las perforaciones y en el diseño del equipo no se consideró métodos para una refrigeración eficiente; y por último, por la formación de escala la cual hace se deposita en primer lugar en las paredes del motor, lo que hace disminuir la capacidad de calor de transferencia a la circulante y, en consecuencia, el sobrecalentamiento del motor.

2.1.2.3. CABLE DE POTENCIA

La figura a continuación, explica las partes del cable de potencia y su función.

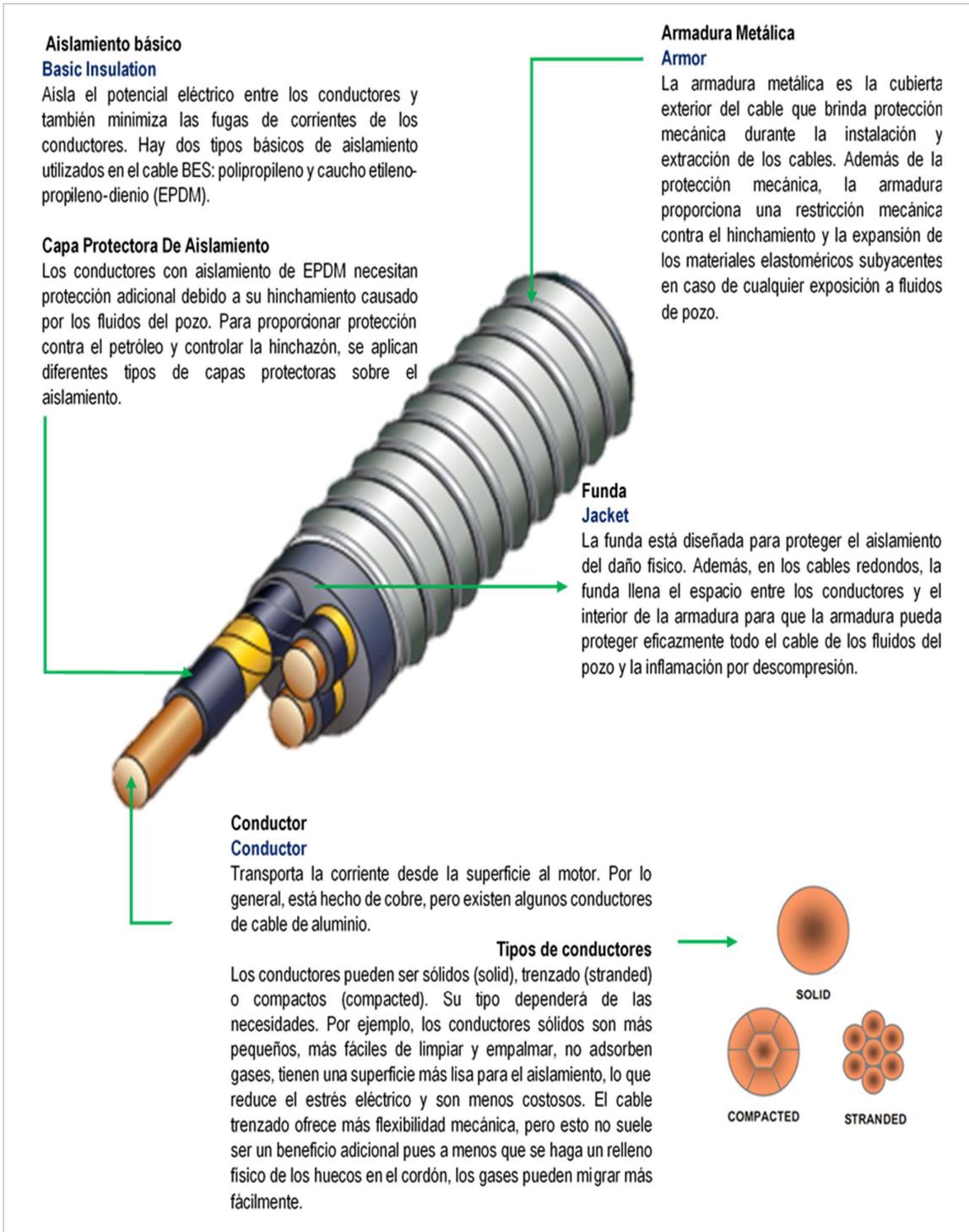


Figura 2.10. Partes de un cable eléctrico de un equipo BES.

Fuente: (SPE, ESP Power Cable, 2016)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Un cable de potencia puede ser plano o redondo. Los cables de potencia pueden ser de diferentes tipos, como se muestra en la figura 2.11.

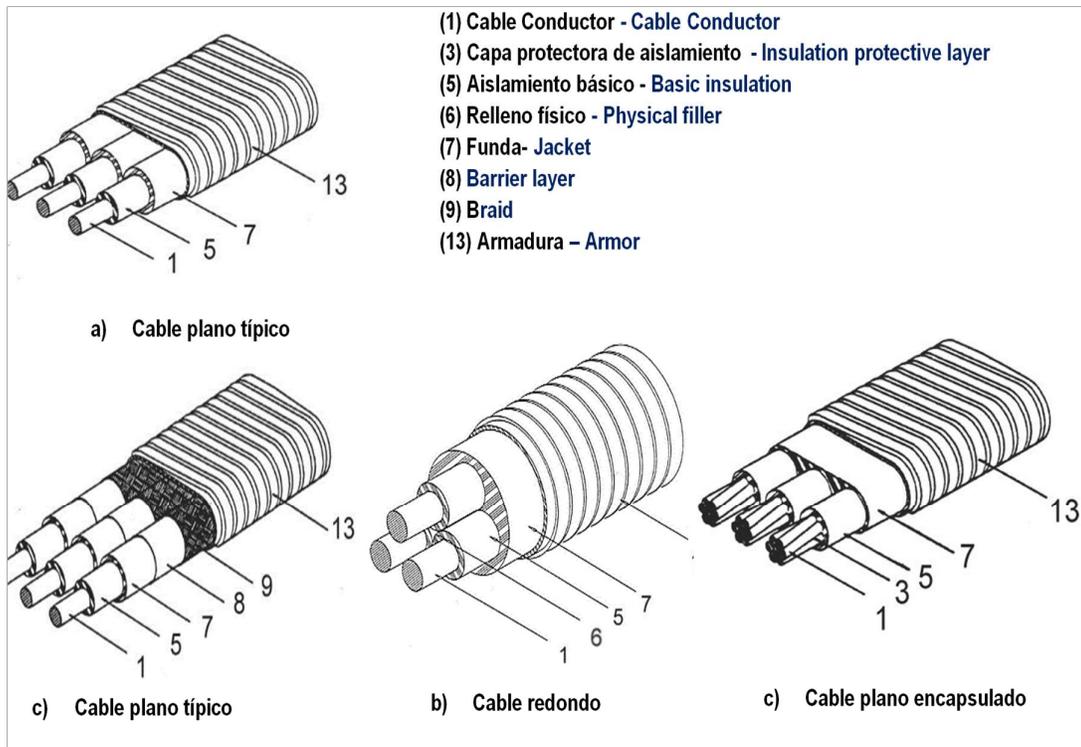


Figura 2.11. Tipos de cables de potencia para equipos BES.

Fuente: (SPE, ESP Power Cable, 2016)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

2.1.2.3.1. EXTENSIÓN DE CABLE DE MOTOR (MLE)

La extensión de cable de motor, también conocido por sus siglas en inglés MLE (Motor Lead Extension) es una parte del cable de potencia, que consiste de una sección de cable plano, que se usa a lo largo del equipo BES debido al espacio anular limitado entre el equipo y el diámetro interior de la carcasa.

La conexión de este cable al motor (específicamente a los devanados), se puede realizar por medio de un empalme como se muestra en la figura 2.12 (a). El empalme proporciona una alta confiabilidad pero requiere tiempos de instalación relativamente más largos. Otra opción de conexión es el conector enchufable (pothead connector), que se muestra en la figura 2.12 (b). Este se conecta al del motor de forma más fácil, pero no es tan confiable como el empalme. (Takacs, 2009)

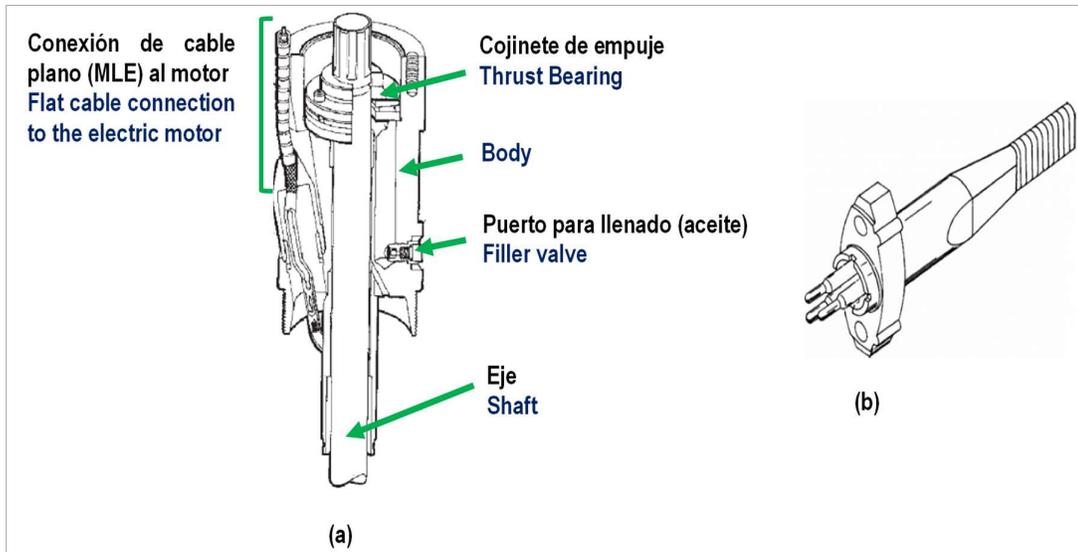


Figura 2.12. Tipos de conexiones MLE-Motor. **(a)** Conexión de empalme **(b)** Conector enchufable.

Fuente: (Takacs, 2009)

El cable eléctrico del equipo BES transmite energía eléctrica desde superficie para el accionamiento del motor; su la falla generará el inmediato al apagado del sistema. Las posibles causas que pueden generar la falla del cable, se explican a continuación.

2.1.2.3.2. DAÑO DURANTE OPERACIONES DE INSTALACIÓN Y EXTRACCIÓN DEL EQUIPO BES

La instalación exitosa del equipo BES requiere personal experimentado y capacitado y con conocimiento del equipo específico que se está instalando. Personal con experiencia limitada pueden dañar fácilmente los componentes del sistema. Generalmente el cable es el componente que más se ve afectado a medida que se va introduciendo el quipo en el pozo. Este se verá expuesto al daño mecánico por aplastamiento, corte, golpe, etc.; durante las operaciones de bajada o extracción del equipo al pozo.

2.1.2.3.3. DETERIORO DEL AISLAMIENTO Y ARMADURA

El deterioro del aislamiento de cable puede darse por diversos factores como velocidad de fluido circulante mayores a las del diseño pueden aumentar rápidamente la temperatura del cable llevando a la avería de aislamiento; corrosión, pues impacta a la armadura metálica del cable y altas temperaturas.

2.1.2.3.4. GAS LIBRE

Otro aspecto negativo de los altos niveles de gas en el pozo, a más de la cavitación, es su efecto en los elastómeros utilizados en los sistemas BES. En particular, los altos niveles de gas en la solución pueden llevar a que las piezas elastoméricas contenidas en los sellos y en los aislamientos de cables, absorban gas. A medida que el BES disminuye la presión del fondo del pozo por debajo del punto de burbujeo, el gas comienza a salir de la solución y puede destruir la integridad del elastómero mediante la descompresión. Esto ocasiona una falla eléctrica del motor o cable. (Takacs, 2009)

2.1.2.4. SECCIÓN DE PROTECTORES / SELLOS

Las funciones de los protectores, detalladas en la figura 2.5, se logra por medio de la interacción de cuatro principales componentes: acoples, cojinetes de empuje, cámaras de aislamiento, y sellos mecánicos (explicado más a detalle en la figura 2.14). Nótese en la figura a continuación que se tienen dos tipos de cámaras, las cuales serán explicadas más adelante.

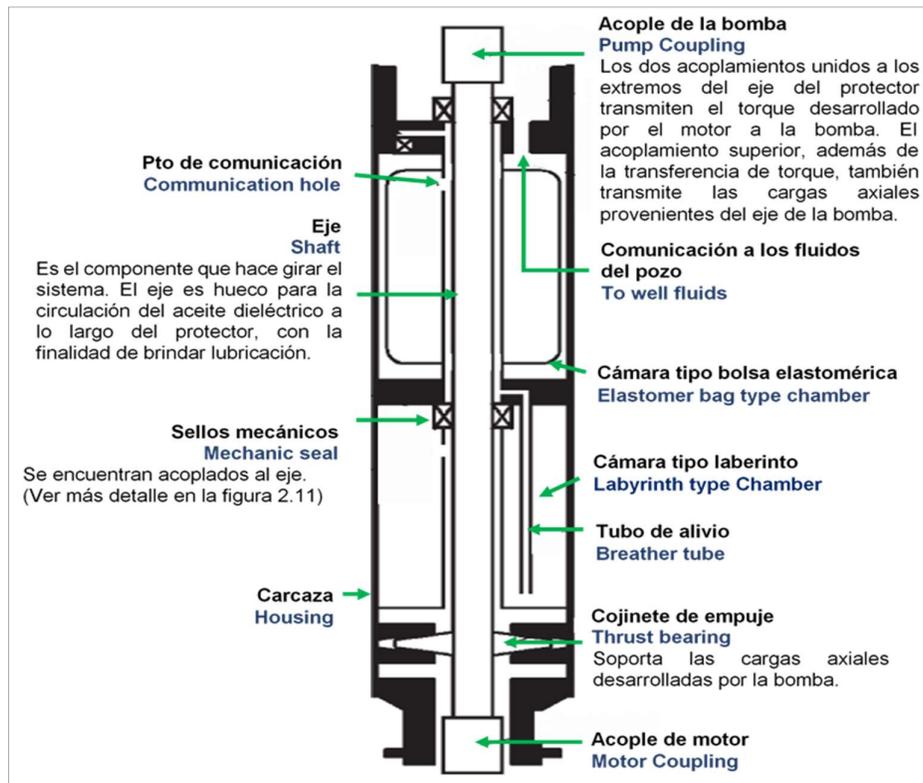


Figura 2.13. Gráfico esquemático de un protector.

Fuente: (Takacs, 2009)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Cada cámara de aislamiento de un protector está equipada con un sello mecánico giratorio. Por lo general, se encuentra en la parte superior de las cámaras. Estos sellos impiden la comunicación de los fluidos del pozo y el aceite del motor a través del eje del protector. El sello mecánico ilustrado en la figura 2.13, contiene un anillo de sello estacionario fijado a la carcasa del protector y un anillo giratorio que gira con el movimiento del eje, ambos hechos de metal. Estas piezas proporcionan la función de sellado dinámico y evitan la migración de fluidos a lo largo del eje giratorio. La acción de sellado es proporcionada por tres anillos estáticos y un dinámico o rotatorio, mostrados en la figura 2.14. (Takacs, 2009)

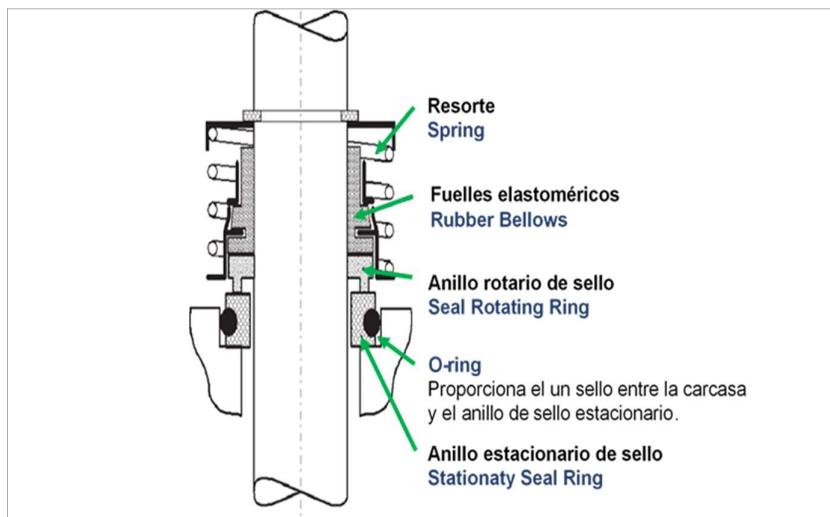


Figura 2.14. Sello mecánico de eje de un protector.
Fuente: (Takacs, 2009)

2.1.2.4.1. PROTECTOR TIPO LABERÍNTICO

El protector laberíntico utiliza la diferencia en la gravedad específica del fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados (a pesar de que estos estén en contacto directo), por medio de crear un camino tortuoso de protección contra los fluidos. (Production Technology, 2017)

El protector se llena con aceite de motor. Los sellos mecánicos acoplados al eje impiden que los fluidos del pozo entren al protector. Durante el funcionamiento del motor, el aceite en expansión es forzado hacia arriba desde la cámara inferior a través de uno de los caminos del laberinto hacia la cámara superior. Cuando la

cámara superior también está llena, el aceite fluye hacia abajo a lo largo del eje y luego ingresa al otro camino y se dirige hacia arriba. Después de viajar a lo largo de este camino laberíntico, una cierta cantidad de aceite se desplaza y se libera en el pozo. La dirección indicada por las flechas en la figura 2.15 cambia cuando el equipo BES se apaga, pues a medida que el aceite de motor se enfría y se contrae. (Takacs, 2009) Las limitaciones de este tipo de protectores, son:

- No es efectivo en pozos con desviaciones mayores a 40 grados con respecto de la vertical (algunos fabricantes sugieren no instalarlos incluso en pozos con una desviación mayor a 20 grados).
- Cuando se tienen arranques frecuentes. El pozo y los fluidos del motor están en contacto directo. Cada vez que se detiene el motor, el aceite se enfría, se contrae y se produce una pequeña cantidad de mezcla. Al haber muchos arranques (en el caso de pozos con flujo intermitente), los fluidos eventualmente pueden llegar al motor. Este efecto se intensifica en los pozos desviados.
- Además, cuando el fluido del pozo es más ligero que el aceite de motor (gravedad específica del aceite de motor está alrededor de 0,85).

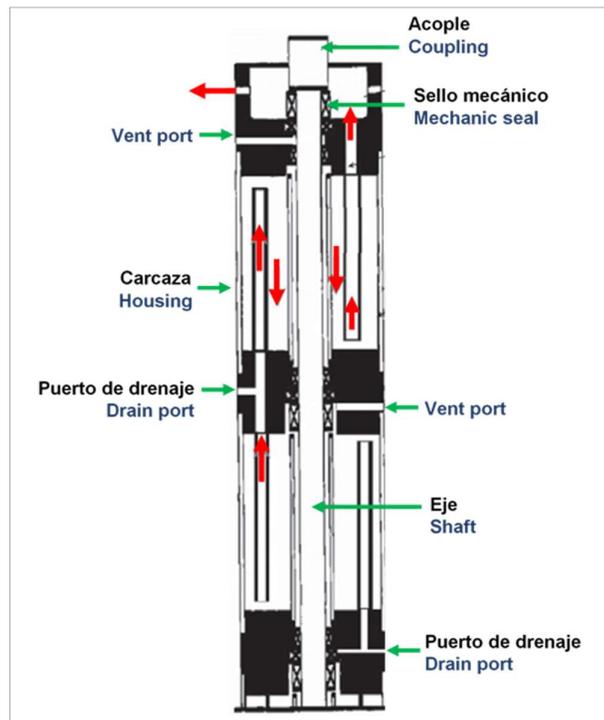


Figura 2.15. Configuración de un protector tipo laberinto.
Fuente: (Takacs, 2009)

2.1.2.4.2. PROTECTOR TIPO BOLSA

Los protectores tipo bolsa están diseñados para separar físicamente el fluido del pozo y el aceite del motor por medio de bolsas elastoméricas que funcionan como una barrera positiva. Por definición, un elastómero es un material similar al caucho que puede estirarse bajo poco estrés y volver a su forma original cuando se elimina la tensión. (Production Technology, 2017)

Durante la expansión del aceite del motor, el aceite de la cámara inferior se desplaza hacia arriba y entra a la bolsa flexible a través del interior del eje. A medida que el aceite sale del motor debido a su expansión por la temperatura elevada, la bolsa también se expande. Una vez que la bolsa está completamente inflada, el flujo de aceite de motor que va entrando aumenta la presión interna. Como el aceite dentro de la bolsa se comunica con la válvula de alivio, esta válvula se abre y libera aceite en el pozo. Después de que la temperatura del motor se estabiliza a su nivel de operación normal, la válvula de alivio se cierra y no sale más aceite de la cámara.

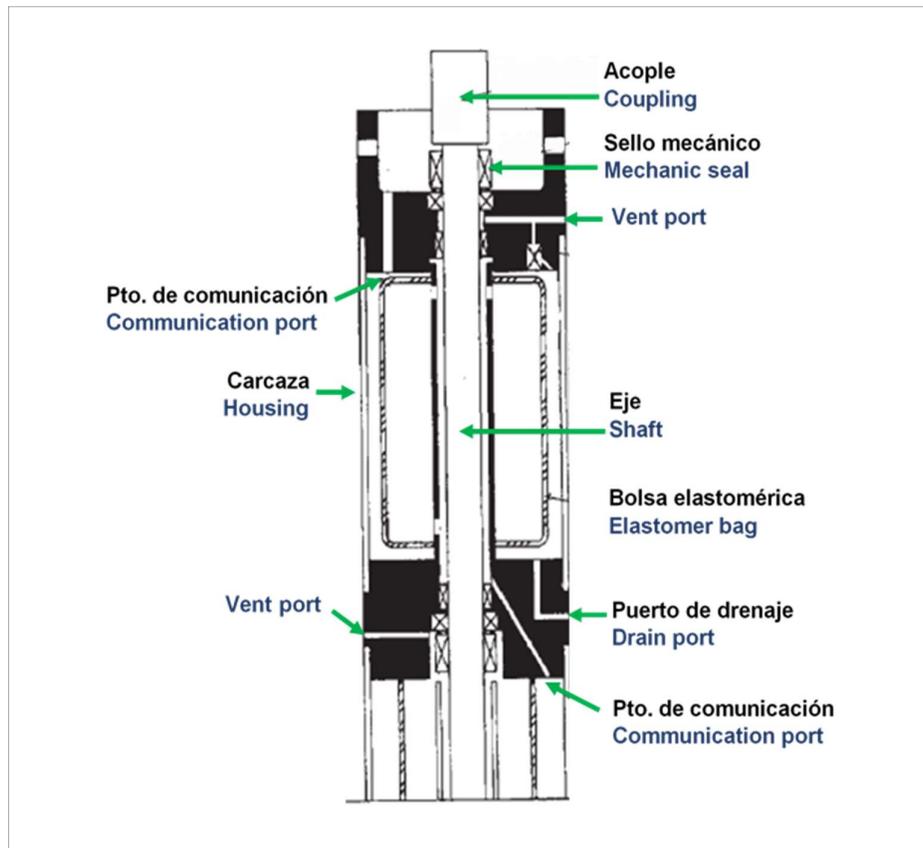


Figura 2.16. Configuración de protector tipo bolsa elastomérica.
Fuente: (Takacs, 2009)

Cuando el motor se apaga y su aceite se contrae debido a la disminución de temperatura, la bolsa flexible se colapsa porque el aceite se desplaza hacia abajo a la cámara de abajo. (Takacs, 2009)

A diferencia del protector tipo laberinto, el tipo de bolsa se puede instalar en pozos desviados (incluso en pozos horizontales). Se debe tener cuidado con los productos químicos agresivos que se inyecten en el pozo. Además, la durabilidad del material de la bolsa depende de la temperatura y del entorno al que está sujeta. El elastómero de la bolsa se debe seleccionar cuidadosamente para que sea compatible con la temperatura del pozo y las propiedades del fluido.

Las posibles causas que pueden generar la falla de los protectores de un equipo BES, se explican a continuación.

2.1.2.4.3. ROTURA O DAÑO MECÁNICO

Los sellos rotos o dañados filtrarán los fluidos primero en su interior y luego en el motor, al estar conectado con este. Daños en los protectores pueden ocasionarse debido a vibraciones transmitidas por el desgaste de los componentes internos de la bomba debido a guardar defectos de manufactura/fábrica o instalación incorrecta.

2.1.2.4.4. EXCESIVO EMPUJE

El cojinete de empuje principal de la unidad BES situado en el protector puede fallar cuando la bomba funciona en un modo excesivo de empuje ascendente (upthrust) o empuje descendente (downthrust).

2.1.2.4.5. POSICIONAMIENTO DEL EQUIPO EN ALTAS DEVIACIONES

Los protectores de tipo laberinto pueden fallar en secciones de pozos altamente desviados (más de 30 grados a partir de la componente vertical).

2.1.2.5. SEPARADOR DE GAS

Dado que el principio operativo de una bomba centrífuga indica que su rendimiento se ve afectado negativamente por la presencia de gas, es necesario el uso de separadores de gas. Este componente separa la fase gaseosa de los fluidos provenientes del pozo y además actúa como succión. El separador está conectado

entre el protector y la bomba y dirige el gas separado al espacio anular entre la tubería de producción y el revestidor.

A continuación se muestra el esquema de un separador de gas de flujo inverso (reverse flow gas separator). Este separador funciona bajo el principio de la separación gravitacional forzando el flujo de fluido a cambiar de dirección y así permitiendo que el gas se separe del fluido. El líquido ya con una cantidad reducida de gas, es aspirado por el impulsor (pickup impeller) que se ubica en la parte inferior del separador y esta, descarga el líquido a la bomba que se encuentra en la parte superior, como una solución para pozos con baja producción de gas. Este tipo de separador es una solución para pozos con baja producción de gas. Pozos produciendo fluidos con mayor relación gas-petróleo, necesitan de separadores de gas más complejos. (Takacs, 2009)

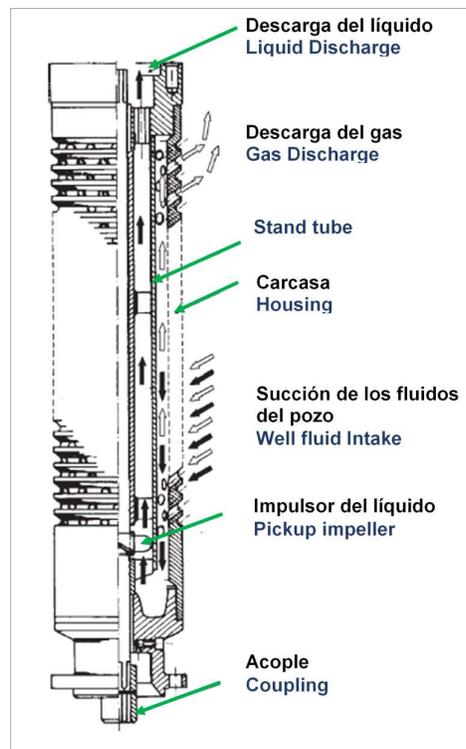


Figura 2.17. Separador de gas.
Fuente: (Takacs, 2009)

Los separadores de gas pueden fallar debido a la abrasión interna debido a las fuerzas centrífugas que actúan sobre las partículas sólidas cuando se producen

fluidos de pozo cargados de arena pudiéndose generar aberturas en la carcasa del separador de no utilizarse materiales especiales resistentes a la abrasión.

2.1.2.6. EJES

El motor, protector, separador de gas (succión), o bomba, tiene dentro de sus partes un eje. Los ejes de cada uno de los componentes se encargan de transmitir el movimiento de rotación generado por las revoluciones del motor, a los impulsores de la etapa de la bomba. Los ejes son componentes largos y delgados, por lo que pequeñas perturbaciones en su estabilidad pueden producir vibraciones severas y su falla; este componente deberá ser lo suficientemente resistente para transmitir el alto torque del motor a la bomba. (Takacs, 2009)

Las fallas de los ejes pueden darse por:

- Excede el límite de torque de cedencia. En el este caso se puede provocar una deformación permanente o una rotura del eje.
- Desgaste de los cojinetes por sólidos abrasivos. El desgaste de los cojinetes se produce principalmente cuando se producen sólidos que generen el desgaste del material, aumentado así las holguras en los cojinetes radiales. Esto debilitará la estabilidad del eje y las vibraciones aumentarán.
- Pérdida de lubricación. La pérdida de lubricación en los cojinetes radiales de la bomba puede provocar fricciones entre metales que crean temperaturas focalizadas más elevadas y la soldadura de los materiales del cojinete. Esto puede conducir a un eje dañado o roto.
- Operaciones de arranque forzado. Durante un equipo BES en operación uno de los problemas que se encuentra es que se rompa el eje de la bomba por efecto de alta torsión durante la operación o el arranque, producto de diferentes tipos de atascamientos descritos en la sección 2.1.2.1.5; es decir, principalmente por la depositación de sólidos o la formación de escala. (ESP OIL Engineering Consultants, 2004)

2.1.2.7. SENSOR DE FONDO

En el pasado, el principal método de monitoreo del estado de los equipos BES, se lo hacía por medio de graficar el comportamiento de la corriente del motor, con respecto al tiempo. Este método sigue siendo utilizado actualmente, aunque

requiere de mano de obra extensiva y visitas regulares al pozo para recolectar los datos, analizarlos y efectuar los ajustes necesarios y correspondientes al caso.

Ahora se dispone de un enorme volumen de información proveniente de los sensores del fondo de pozo para asegurar el desempeño óptimo de las bombas BES. Más adelante se explica con más detalle sobre los sensores y los principales parámetros que se miden por medio de estos dispositivos.

2.1.3. RESUMEN DE LAS CONDICIONES QUE GENERA LA FALLA DE COMPONENTES BES.

En la sección 2.1.2, se explicaron las principales condiciones que generan la falla de un equipo BES. A modo de resumen, y para concluir la sección 2.1, se tiene un resumen de dichas condiciones, en la figura a continuación.

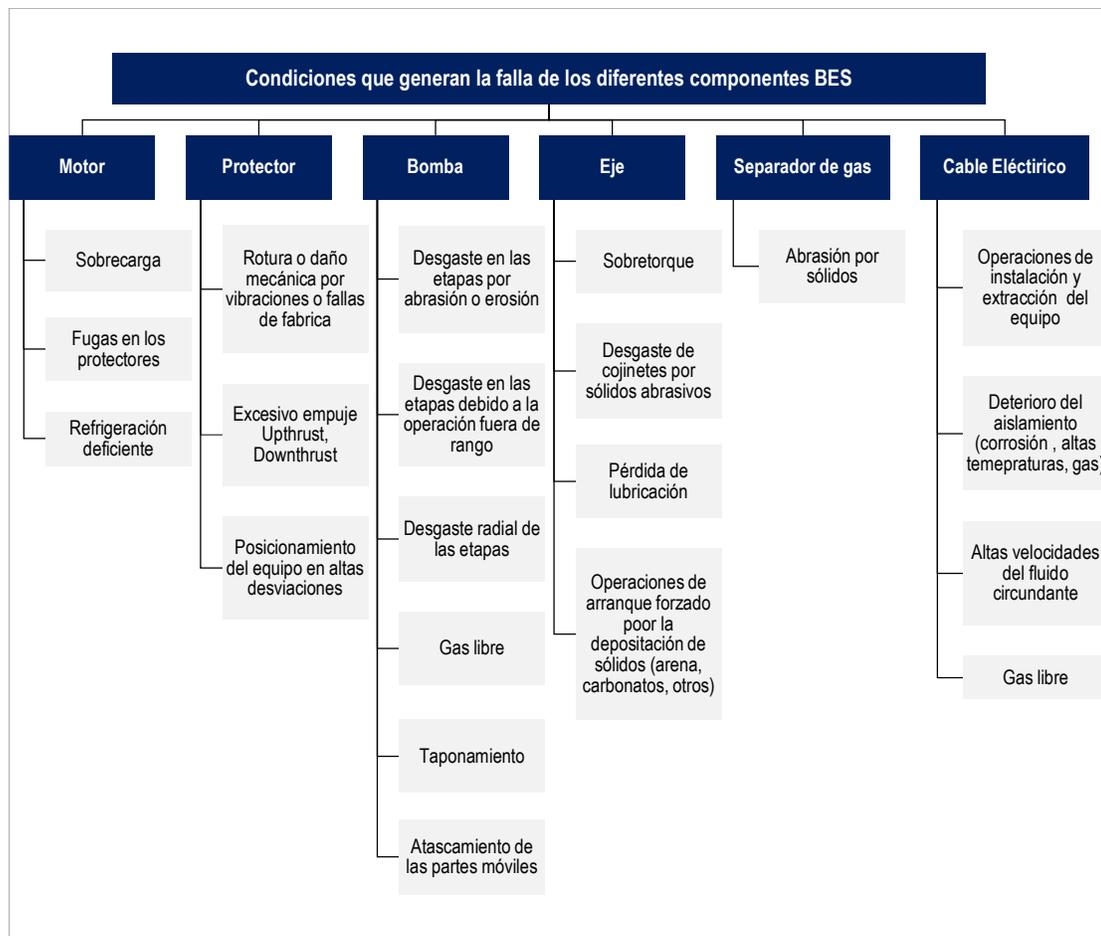


Figura 2.18. Componentes de un equipo BES y principales causas de falla.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo.

2.2. SISTEMAS DE MONITOREO EN TIEMPO REAL PARA EQUIPOS BES

El objetivo principal del operador, posterior al diseño e instalación de un equipo BES, es proteger su inversión por medio de aprovechar al máximo el equipo instalado; es decir, lograr que su tiempo de vida útil sea lo más extensa posible. Dado un correcto diseño e instalación de un equipo BES, su tiempo de vida dependerá totalmente de las operaciones de monitoreo que el operador le brinde al sistema. Los sistemas de monitoreo han ido evolucionando en conjunto con el uso y aplicaciones de los sistemas BES, con la finalidad de aumentar la confiabilidad de los equipos.

2.2.1. EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO

En los inicios de la aplicación de equipos BES, el único parámetro de monitoreo disponible era la presión de cabeza (WHP). A ese momento, el desafío para el operador era el de diseñar una bomba y obtener la máxima producción sin permitir el paro del equipo; a este tiempo, no se contaban con variadores de superficie. Para esto, era necesario determinar la altura de la columna del líquido en el espacio anular, por medio de registros acústicos. Más adelante, se hizo posible proteger el BES condiciones de baja y sobrecarga, por medio de configurar un rango de operación en el que podría variar la corriente de motor; de excederse los límites del rango, el equipo se apagaría.

El siguiente paso en la evolución de la tecnología de equipos BES fue el variador de velocidad (Ver figura 2.5); este dispositivo proporciona a los operadores un método adicional para controlar la velocidad rotacional del motor, para así ajustar la cantidad de fluido bombeado a superficie cuando se tiene incertidumbre en el índice de productividad del pozo o debido a las condiciones cambiantes del pozo. (Williams et al., 2003)

El mayor avance en el monitoreo y control de los equipos BES con el desarrollo de sensores de fondo de pozo. La tecnología de sensores de fondo de pozo, como con la mayoría de las nuevas tecnologías, no tuvieron éxito, debido a los desafíos para producir un sensor que podría operar bajo las condiciones de fondo del pozo. En 1970, Reda desplegó los primeros sensores de fondo de pozo, instrumentando la

presión y la temperatura de entrada de la bomba. Estas mediciones simples proporcionaron elementos para la detección y comprensión de los problemas operativos. En 1992, Phoenix, desplegó las primeras herramientas multisensor, combinando la entrada y la descarga de la bomba con la temperatura y la vibración. (Theuveny et al., 2005)

Hoy en día, los sensores de fondo son capaces de medir diversas variables, y constituyen una parte de los sistemas complejos de monitoreo que se tienen en la actualidad. Numerosas publicaciones evidencian en términos económicos, procedimentales y técnicos, el beneficio de utilizar parámetros de sensores de fondo de pozo. Como ejemplo, un operador pudo demostrar un valor de \$25 millones de dólares de ahorro en intervenciones, por medio de la prevención de fallas basadas en la data de monitoreo en tiempo real de equipos BES proveniente de los sensores de fondo; sin duda alguna esto prueba el beneficio de los sistemas de monitoreo basados en sensores de fondo. (Williams et al., 2003) Estos sistemas se explican con mayor detalle en la sección a continuación.

2.2.2. SISTEMAS DE MONITOREO BASADOS EN SENSORES DE FONDO

Los sensores son dispositivos electrónicos capaces de soportar altas presiones y temperaturas; estos se ubican en la parte inferior del motor de eléctrico. De forma general, el flujo de comunicación de estos sistemas se explica de forma gráfica en la figura 2.20.



Figura 2.19. Sensor de fondo.

Fuente: (Schlumberger, Artificial Lift Solutions Catalog, 2017)

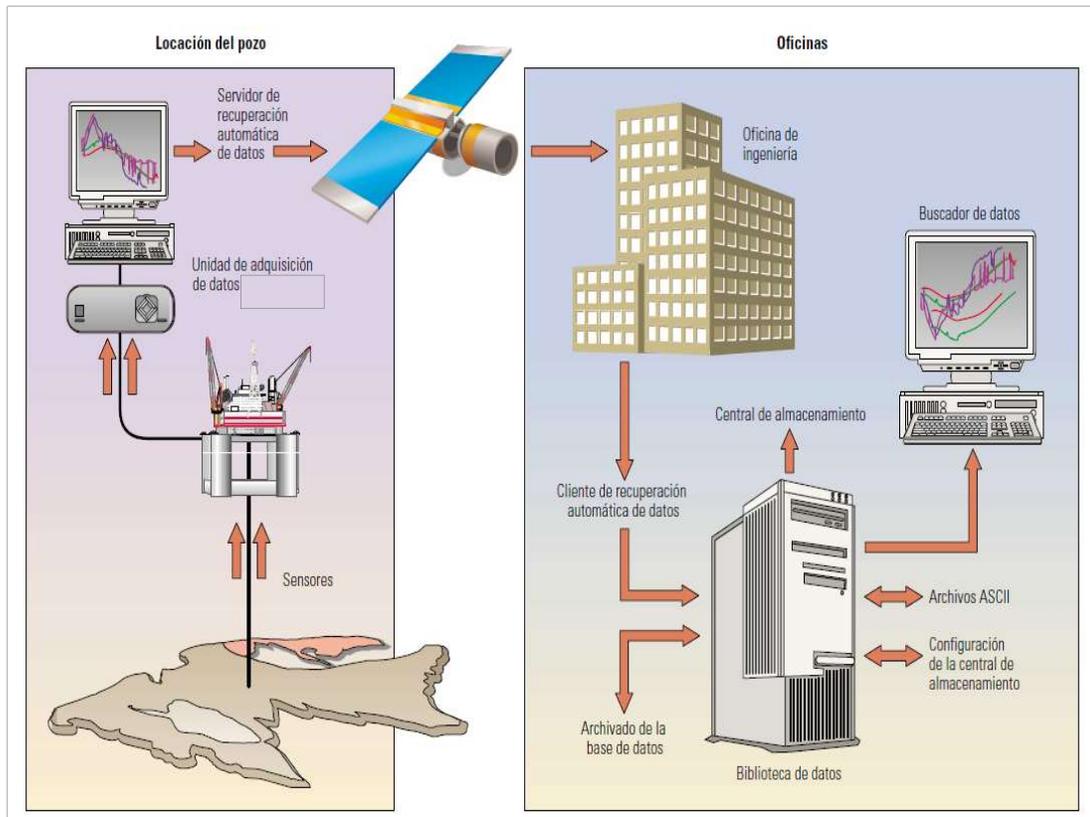


Figura 2.20. Flujo de datos en un sistema de monitoreo de equipos BES.
Fuente: (Schlumberger, Downhole Monitoring: The Story So Far, 1999)

Como lo explica la figura 2.20, los sensores proporcionan la medición directa y en tiempo real, de ciertos parámetros, los cuales son captados en forma de señales por medio de transductores eléctricos, para su posterior transmisión a superficie a través del cable eléctrico del equipo BES. Los señales eléctricas recibidas por los sistemas de monitoreo de superficie se decodifican/traducen en valores de presión y temperatura (u otros parámetros de monitoreo de interés).

La unidad de adquisición de datos en la superficie puede enviar datos por medio del satélite. Un sistema de recuperación de datos y comunicaciones facilita la transferencia de los datos hacia las oficinas de las operadoras u otras dependencias, donde se almacenan. Por último, mediante plataformas de monitoreo, es posible el acceso a los datos, pues estas plataformas permiten una visualización gráfica de las variables de interés a lo largo del tiempo. Especialistas en monitoreo de equipos

BES, se encargan del análisis de los datos, que al ser interpretados, proporcionan información clave sobre las condiciones operativas del sistema.

Esta información permite al operador tomar decisiones para la solución de problemas que puedan presentarse durante la operación. Estos problemas son detectados por valores de parámetros de monitoreo anormales o inestables, lo que permite al operador ajustar la configuración del equipo, para asegurar que el sistema opere de la manera más eficiente posible y así prevenir o evitar fallas.

A continuación se describen los parámetros de monitoreo más importante de un sistema BES.

2.2.3. PARÁMETROS PRINCIPALES DE MONITOREO DE UN EQUIPO BES

2.2.3.1. PRESIÓN DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (PIP)

La presión con la que entra el fluido a la bomba se la denomina presión de succión o PIP (Pump Intake Pressure, por sus siglas en inglés). Este valor es resultado de la presión ejercida por la columna de líquido que se encuentra por encima de la succión de la bomba, más la presión dentro del espacio anular. La altura de la columna del líquido en el espacio anular, y en condiciones estáticas, será función de la capacidad de entrega del reservorio; en condiciones dinámicas, la altura de la columna del líquido será principalmente un indicativo de la capacidad de entrega de fluidos del reservorio, combinado con la capacidad de levantamiento del equipo BES bajo las condiciones de operación bajo las cuales este se encuentra operando.

La medición de este parámetro permite prevenir que la bomba se apague o que produzca fluidos a presiones menores que al punto de burbuja, debido al bajo nivel del fluido en el pozo provocado por la obturación de las perforaciones o por gas liberado del fluido.

2.2.3.2. PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA (PDP)

La presión con la cual el fluido llega a la descarga de la bomba, se la denomina presión de descarga o PDP (Pump Discharge Pressure, por sus siglas en inglés). Esta presión se genera una vez que el fluido atraviesa las etapas de la bomba, adquiriendo una presión suficiente para llegar a la cabeza del pozo.

Los sensores de presión de descarga protegen la bomba de la alta presión causada por los cierres de válvulas y los tapones de fluido pesado formados en la tubería de producción. La variación de este parámetro se puede además interpretar como una respuesta a los cambios en la gravedad específica del fluido producido (corte de agua o gas); variación de la presión de cabeza del pozo o cierre de alguna válvula en superficie; presencia de gas en la tubería de producción. Este valor además permite evitar que la bomba opere en un escenario de bajo o no flujo. (Williams et al., 2003)

2.2.3.3. TEMPERATURA DE MOTOR (TM)

El flujo de fluidos provenientes del reservorio es crucial para mantener una refrigeración adecuada del motor. El motor de un equipo BES, como todos los motores eléctricos, son sensibles a la temperatura, pues su tiempo de vida se ve acortado al operar a temperaturas superiores a sus especificaciones de diseño.

Esto se debe al hecho de que los motores contienen una gran cantidad de materiales (metales, plásticos, materiales compuestos, etc.), los cuales tienen sus propios límites de temperatura máxima donde se pierden algunas o todas sus propiedades mecánicas o eléctricas. La temperatura máxima permitida del motor, en este sentido, es el mínimo del límite de temperatura de los materiales que componen el motor. (Takacs, 2009)

El valor medido por este sensor de temperatura de motor protege al motor de las altas temperaturas causadas por el bajo aporte de fluidos del reservorio, la baja refrigeración debido a la acumulación de incrustaciones en las paredes externas, bloqueos de la bomba por presencia de gas o por la alta carga del motor.

2.2.3.4. TEMPERATURA DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (TI)

La temperatura de succión o TI (Temperatura at Intake, por sus siglas en inglés) se define como la temperatura con la cual entra el fluido a la bomba; esta se considera prácticamente igual a la temperatura del reservorio. La temperatura de entrada de la bomba proporciona una verificación de la temperatura medida del motor.

Además puede ser un indicador del cambio de la tasa de flujo producida por el pozo, pues al no llegar el fluido a la bomba o al no circular fluido a través de ella, este

valor puede incrementar por influencia de la temperatura del motor. En el control del sistema, se usa de forma similar a la temperatura del motor.

2.2.3.5. VIBRACIÓN

Dado que los componentes de un sistema BES contienen piezas que giran a alta velocidad, las vibraciones en estos elementos son inevitables. Las vibraciones que se originan en cualquiera de los componentes BES se transmiten rápidamente a todo el conjunto través de los ejes, pues estos se encuentran conectados entre sí. (Takacs, 2009)

El sensor de vibración permite proteger la bomba de la vibración y del daño mecánico causado por la producción excesiva de sólidos y el desgaste mecánico de los componentes.

2.2.3.6. AMPERAJE

Los problemas operacionales de un sistema BES suelen resultar en una falla eléctrica. Esta es la razón por la cual un monitoreo continuo de la corriente eléctrica del motor es una herramienta valiosa para mantener una vida útil del equipo suficientemente larga.

2.2.3.7. FRECUENCIA

Uno de los equipos de superficie de un sistema BES es el Variador de Frecuencia, el cual permite que el operador controlar la velocidad y el desempeño del motor mediante el ajuste de la frecuencia, que a su vez ajusta el voltaje transmitido al motor. Conforme cambian las condiciones del pozo, la capacidad para efectuar ajustes en la velocidad y el esfuerzo de torsión del motor puede eliminar la necesidad de redimensionar la bomba. En ciertos pozos, los operadores pueden prolongar la vida útil de la bomba mediante modificar la frecuencia de operación del motor para:

- Reducir la vibración de la bomba.
- Determinar la tasa de flujo óptima del pozo para evitar problemas de agotamiento de nivel y funcionamiento cíclico en pozos nuevos o intervenidos.

- Proporcionar un arranque suave durante operaciones críticas, para reducir el voltaje del motor y mitigar el trabajo mecánico que ocasionaría un arranque en condiciones desfavorables.

La variación de la frecuencia tendrá un efecto en el comportamiento de las demás variables de monitoreo. La variación de la frecuencia puede ser visualizado en la plataforma de monitoreo, lo que permitirá determinar si el cambio en el comportamiento de las demás variables de monitoreo, es una respuesta provocada por la manipulación de la frecuencia por el operador.

2.3. FALLAS DE EQUIPOS BES

El tiempo de vida útil de un equipo BES es función de las condiciones de operación. El rendimiento un sistema BES puede verse afectado por una amplia variedad de factores que incluyen la selección inicial de los componentes apropiados del sistema, las condiciones del fondo de pozo, las propiedades de los fluidos y las prácticas o procedimientos utilizados por el operador desde el ensamblaje del equipo e instalación, hasta su extracción del pozo.

El principio de funcionamiento de una bomba centrífuga determina que las condiciones ideales de operación, se dan en un escenario donde se produzcan líquidos monofásicos, de baja viscosidad y a caudales relativamente grandes y continuos. Condiciones de alto contenido de gas libre, producción de sólidos, bajo flujo, flujo intermitente, temperaturas elevadas entre otros; afectan negativamente el rendimiento de estos equipos. (Lastra, 2016)

En comparación con otros sistemas de levantamiento artificial, los sistemas BES son propensos a fallas prematuras como resultado de problemas de fabricación, manipulación e instalación y a su operación en condiciones variables diferentes a las cuales el sistema fue diseñado originalmente.

Las fallas de los sistemas tienen importantes implicaciones económicas para los operadores, pues estos eventos generan tiempo no-productivo, producción diferida, pérdidas de producción y un alto costo por reacondicionamiento y reemplazo del equipo. Es por ello que el análisis de falla de un equipo BES es de suma importancia para los operadores, pues permite determinar cómo varios factores afectan al

desempeño del sistema durante su operación o tiempo de vida útil a fin de determinar la causa raíz que determinó el fallo del equipo.

2.3.1. PROCESO DE ANÁLISIS DE FALLAS

Este análisis implica analizar diferentes etapas de la operación del equipo BES e investigar y documentar muchos eventos para determinar la causa raíz de la falla; el objetivo final es generar información suficiente para, en medida de lo posible, prevenir la recurrencia de cualquier evento o problema no deseado que afecte la eficiencia o rendimiento del equipo BES.

Si no se identifican y se corrigen las causas que generan las fallas de los equipos, el problema puede repetirse en otros equipos operando bajo condiciones similares, pues estos se encuentran operando dentro de los mismos campos. Shaya Ecuador S.A., ha establecido un proceso de análisis de fallas, el cual mediante seis etapas (figura 2.21), permite determinar las condiciones que generan la falla o paro de un equipo BES.



Figura 2.21. Etapas del proceso de análisis de falla para los equipos BES del B61A.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A., ESP Failure Analysis, 2017)

El flujograma correspondiente al proceso completo de análisis de fallas, que se sigue para poder determinar la causa raíz de falla se encuentra detallado en el Anexo A-1. Este describe de forma minuciosa los pasos que se siguen desde la detección de una falla o sospecha de falla de un equipo BES, hasta la determinación de la causa raíz de falla, y la generación de planes de acción que evite la recurrencia de la misma.

Para este capítulo, son de nuestro interés la quinta y sexta etapa del proceso en mención, denominadas “Tear Down” y “Mitigación, estadísticas y planes de acción”, respectivamente.

2.3.1.1. QUINTA ETAPA DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE FALLA: TEAR DOWN

El Tear Down hace referencia al proceso de desmantelamiento del equipo BES. Se debe entender por desmantelamiento a la acción de desmontar las piezas de una estructura para la revisión exhaustiva de los componentes del equipo BES.

El desmantelamiento constituye la fase final de la operación del equipo; este proporciona mayor información sobre cómo el equipo se desempeñó durante su vida útil y bajo las condiciones del pozo donde se encontraba instalado. Esta etapa, dentro del flujograma completo del análisis de falla, constituye de los pasos mostrados en la figura 2.22.

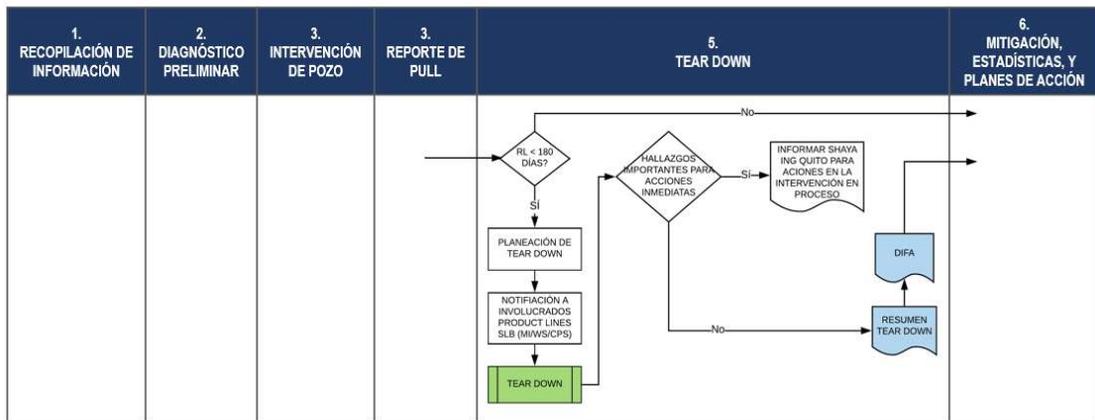


Figura 2.22. Etapa de “Tear Down” del proceso de análisis de fallas para equipos BES del B61A.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A., ESP Failure Analysis, 2017)

Shaya, al inicio de sus operaciones generaba el desmantelamiento de los equipos BES cuyo tiempo de vida útil era menor a los 365 días. A partir de 2017 realiza el proceso de desmantelamiento sólo para los equipos cuyo tiempo de vida útil o RL (Run Life) es menor a 180 días y casos que se consideren especiales (no incluye fallas por completación); de tener un tiempo de vida mayor se pasa a la etapa final del proceso que consiste en el registro de toda la información de falla, sin la causa raíz.

Una vez determinado que se debe llevar a cabo el desmantelamiento del equipo, se realiza el mismo de forma inmediata, pues los resultados obtenidos pueden constituir información valiosa para el diseño e instalación del nuevo equipo que va

a ser instalado en el pozo; de encontrarse información importante, se notifica de forma inmediata. Terminado el desmantelamiento se realiza el resumen de los resultados obtenidos, donde además de todos los hallazgos, se especifican los análisis especiales que deberán realizarse para poder definir definitivamente cual fue la causa raíz de falla. El último paso de este proceso es el DIFA.

2.3.1.1.1. DIFA

Las siglas DIFA (*Dismantle Inspection & Failure Anaysis*) hacen referencia a los procesos de inspección por desmantelamiento, análisis de fallas, y a su registro de forma cronológica y estructurada de todo el tiempo de vida útil del equipo en análisis, para generar un entregable final que contenga toda la información de falla. Este entregable final se lo conoce también como DIFA, cuya importancia, como se explicó anteriormente, es la de generar información suficiente para la prevención de fallas. Este entregable, generalmente, se estructura como se muestra en la figura 2.23.

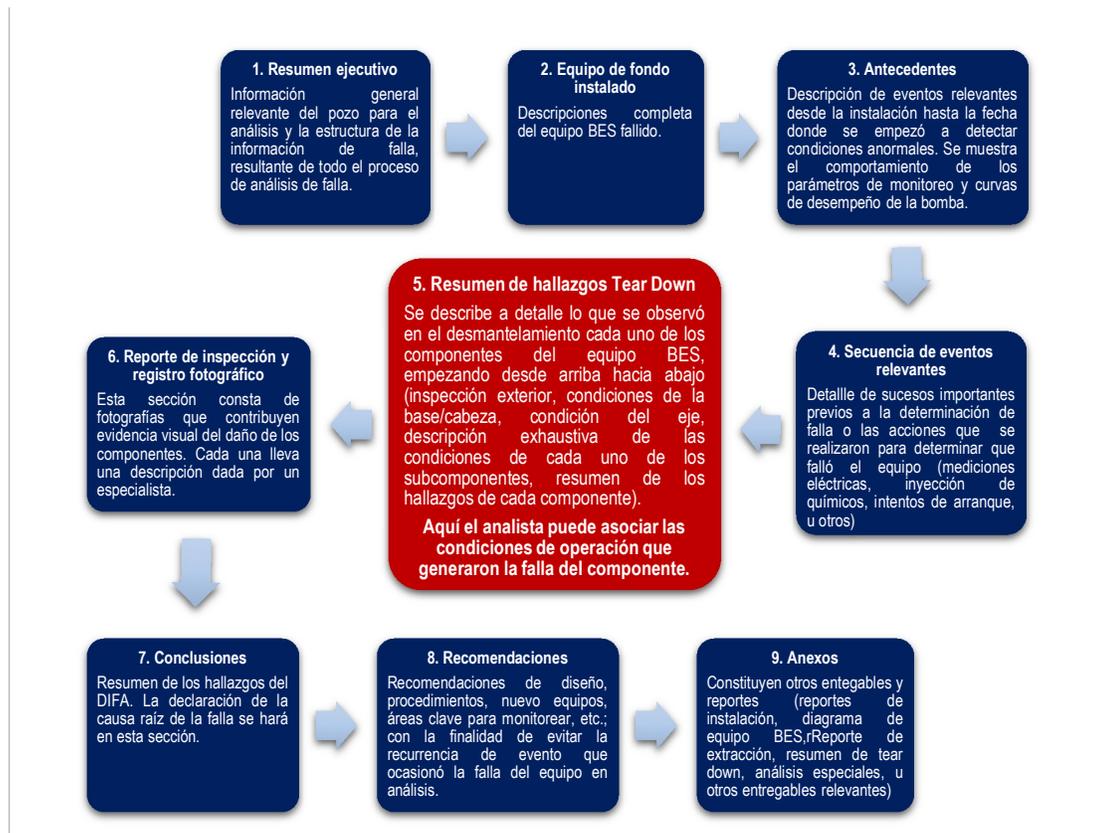


Figura 2.23. Estructura de un entregable DIFA.
Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

2.3.1.2. SEXTA ETAPA DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE FALLA: MITIGACIÓN, ESTADÍSTICAS Y PLANES DE ACCIÓN Y BASE DE DATOS DE CONFIABILIDAD.

La última etapa del proceso de análisis de falla “Mitigación, Estadísticas y Planes de Acción”, mostrada en la figura 2.24, es de gran interés pues en esta etapa se analizan los resultados del desmantelamiento del equipo, lo que permite establecer las condiciones de operación o procesos que desencadenan fallas en los equipos BES del B61A y generar planes de acción para prevenir la recurrencia de las mismas. Esta etapa se inicia con la validación de la información de falla obtenida en la etapa de Tear Down, sea que se haya realizado el desmantelamiento del equipo y la generación del entregable DIFA, o simplemente se haya registrado toda la información de falla del equipo, sin la causa raíz. Esta información se ingresa a la base de datos de confiabilidad, donde se registran todos los pozos cuyo periodo de producción haya sido interrumpido ya sea por actividades de optimización, reacondicionamiento o cierre definitivo del pozo.

A partir de la información guardada en la base de datos de confiabilidad cual se pueden obtener conclusiones estadísticas representativas, que permitan evaluar el desempeño de los equipos BES. Esta información debe guardarse bajo una nomenclatura y tener una estructura determinada, que permita su entendimiento y manejo; dicha nomenclatura se detalla en la siguiente sección.

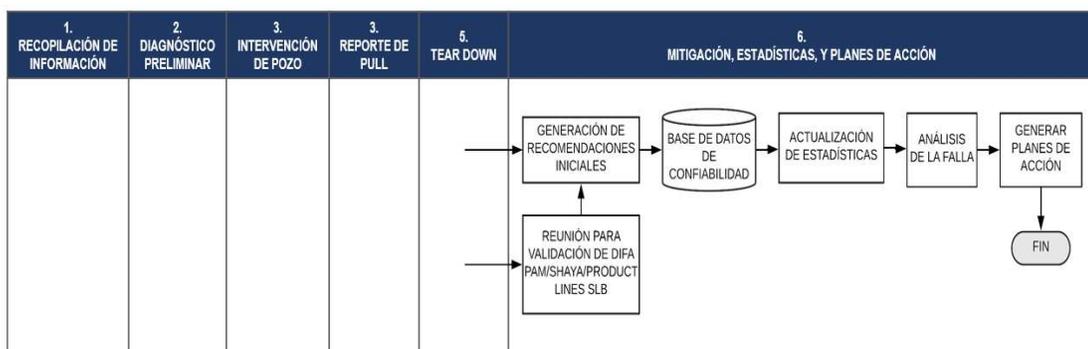


Figura 2.24. Etapa de “Mitigación, Estadísticas y Planes de Acción” del proceso de análisis de fallas para equipos BES del B61A.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A., ESP Failure Analysis, 2017)

2.3.1.2.1. ESTRUCTURA DE LA INFORMACIÓN ESPECÍFICA DE FALLA Y ESTADÍSTICAS DE FALLAS

Debido a la gran cantidad de variables en juego dentro de la operación de un equipo BES, y que pueden llevarlo a su falla, se requieren datos que califiquen el rendimiento del equipo para poder obtener conclusiones estadísticamente significativas. El estándar ESP-RIFTS (*Electric Submersible Pump Reliability Information and Failure Tracking System*) es una normativa desarrollada por la compañía C-FER Technologies en conjunto con otras once compañías de la industria petrolera. Este estándar establece una terminología común para clasificar, registrar y almacenar la información de fallas BES, con la finalidad de:

- Facilitar el intercambio de información respecto a su tiempo de vida útil y fallas.
- Entender los factores que afectan el tiempo de vida útil de los equipos BES.
- Establecer tiempos de vida útil alcanzables según el ambiente de aplicación de los equipos BES y la tecnología disponible.
- Identificar formas de aumentar la confiabilidad o tiempo de vida útil de los equipos BES.

Según el estándar ESP-RIFTS, la información específica a la falla debe ser clasificada de acuerdo a los siguientes atributos:

2.3.1.2.1.1. RAZÓN DE EXTRACCIÓN

La Razón de Extracción es el motivo por el cual se extrae el equipo BES del pozo, lo cual se define una vez que el operador haya determinado que este debe extraerse, debido a una falla u otras circunstancias que hayan ocasionado que el equipo haya perdido su capacidad de realizar la función requerida. En el caso de sospecharse una falla, es probable que el equipo sea extraído del pozo para ser inspeccionado y/o reparado. En este caso, la razón de la extracción es la principal evidencia de la falla del equipo de fondo que, por lo general, es el resultado de una condición de funcionamiento anormal detectada por el sistema de monitoreo o por una prueba generada en sitio. (C-FER Technologies, 2013)

En el Anexo A-2 se muestra tabulado todas las posibles Razones de Extracción, especificados en el estándar en mención.

2.3.1.2.1.2. COMPONENTE FALLIDO

Dentro de la información específica de fallas, un componente fallido es cualquier pieza, componente, dispositivo, unidad funcional, equipo o sistema que se pueda

considerarse individualmente y que haya fallado. La identificación de las causas principales de falla de un componente del sistema BES generalmente se lleva a cabo después de que se extrae la unidad de BES y se realiza un desmontaje de cada componente para investigar el estado de cada una de sus partes. (C-FER Technologies, 2013)

En el Anexo A-3 se muestra tabulado una lista de los componentes de un equipo BES, y los subcomponentes asociados, que pueden estar sujetos a una falla, y que se encuentran especificados en el estándar ESP RIFTS de C-FER Technologies.

2.3.1.2.1.3. DESCRIPTORES DE FALLA

Un descriptor de Falla es una causa evidente de falla observada en los elementos fallidos; los principales síntomas, o señales perceptibles de daño a los componentes BES o sus partes, que pueden haber provocado la falla del sistema. Esta observación probablemente se realice durante el la extracción del equipo BES o la inspección de desmontaje. (C-FER Technologies, 2013) Hay que tener presente cuenta que algunos descriptores de fallas pueden no ser aplicables a algunas partes o pueden ser aplicables a más de una.

En el Anexo A-4 se muestra tabulado una lista de los principales componentes de un equipo BES, y cada uno de sus subcomponentes, que pueden estar sujetos a una falla, y que se encuentran especificados en el estándar ESP RIFTS de C-FER Technologies.

2.3.1.2.1.4. CAUSA DE FALLA

La causa de falla está asociada con las circunstancias asociadas al diseño, la fabricación, instalación u operación, que han conducido a la falla de un equipo BES. La identificación de la causa de falla normalmente requiere una investigación a profundidad para descubrir además, los factores humanos u organizativos subyacentes, así como la causa técnica. (C-FER Technologies, 2013)

Esto se logra por medio el desmantelamiento del equipo, explicado en la sección 2.3.1.1.1. En el Anexo A-5 se muestra tabulado posibles causas de falla de un equipo BES, los mismos que se encuentran especificados en el estándar ESP RIFTS de C-FER Technologies.

CAPÍTULO 3

RECONOCIMIENTO DE TENDENCIAS Y ANÁLISIS DE DATOS HISTÓRICOS DE MONITOREO MEDIANTE MÉTODOS ESTADÍSTICOS

Dado un correcto diseño e instalación de un equipo BES, su tiempo de vida dependerá totalmente de las operaciones de monitoreo que el operador le brinde al sistema. Como se detalla en la sección 2.2.1, los sistemas de monitoreo han ido evolucionando en el tiempo, con la finalidad de aumentar la confiabilidad de los equipos. La tabla 3.1, muestra un resumen de lo que se detalla en dicha sección.

El desarrollo de los sensores de fondo y la adquisición de datos en tiempo real, constituye el avance más importante en el monitoreo de los sistemas BES. Una revisión de la literatura permite ver que a partir de los sistemas de monitoreo remoto por medio de sensores de fondo, los operadores han logrado implementar numerosos procedimientos operacionales, flujos de trabajo y sistemas de alarmas y paros automáticos con la finalidad prevenir fallas crítica del sistema

En publicaciones hechas por diferentes compañías, se menciona que sus sistemas de monitoreo se basan en la protección de los equipos BES por medio de parar (apagar) el equipo, o emitir alertas. Los paros se utilizan para proteger al equipo de eventos indeseables tales como altas temperaturas de motor (TM), cargas de motor (AMP), bajas presiones de succión (PIP), etc. El paro del equipo BES se generará cada vez que se supera un valor determinado de alguno de los parámetros de monitoreo. Por otro lado los sistemas de monitoreo protegen a los equipos BES por medio de configurar de umbrales; si el valor de un parámetro excede el umbral, se genera una alarma.

Las acciones tomadas a partir de la configuración de umbrales, también han probado ser útiles en la prevención de fallas y reducción de costos por intervenciones. Aun así, la literatura también indica que las paradas impredecibles y repetidas de equipos BES reducen en gran medida la vida útil de los equipos. (El Gindy et al., 2015)

Tabla 3.1. Evolución de los procedimientos y sistema para el monitoreo de equipos BES
Fuente: (Takacs, 2009)

Niveles de monitoreo	¿Qué se mide?	Beneficios
Parámetros eléctricos	Equipo BES controlado, diagnosticado y operado en base a la medición de parámetros eléctricos	El costo de equipo más bajo. Menor valor agregado
Monitoreo de niveles de fluido en anular	Toma de registros acústicos de forma ocasional para determinar la altura de la columna de fluido y la presión a la succión de la bomba	La medición de la PIP es inexacta, el potencial para el análisis se basa en datos incorrectos.
Sensores básico de PIP y TI	Datos de PIP precisa conocida en tiempo real.	Potencial control de la PIP (raramente generado)
Sensores de fondo más avanzados (PIP, PDP, TI, TM, Vib, AMP, Hz, otros)	Datos precisos de varios parámetros de operación de la bomba.	Herramientas para realizar el análisis y el diagnóstico y rendimiento de la bomba. Aumento del costo del equipo.

Una solución para evitar las paradas frecuentes, es por medio de establecer umbrales lo más cerca posible del valor de operación promedio para asegurar que se detecte la más mínima desviación. Estos umbrales de alarma actúan como una línea de defensa adicional para brindar al operador una ventana adicional para tratar los eventos no deseados antes de acercarse al punto de disparo, evitando así el apagado y en consecuencia producción diferida o la posibilidad de no poder volver a poner el equipo en funcionamiento. A pesar de esto, estas acciones de naturaleza reactiva, es decir, se toman medidas después de que se produce una alarma o el paro del sistema. (El Gindy et al., 2015)

Las fallas de los equipos BES siguen siendo una preocupación para los operadores. Esto ha llevado la necesidad de buscar nuevas formas de **PREVENIR** condiciones desfavorables que afecten el rendimiento del equipo, lo de alguna manera se traduce en predecir un evento que puede generar un paro o una falla del sistema BES. Para poder prevenir un evento, se necesita se identificar las condiciones que se encuentran afectando de forma negativa al sistema. Pero, ¿Cómo identificar dichas condiciones con antelación?

3.1. MINERÍA DE DATOS

La minería de datos es un proceso de exploración de la data disponible en los registros de datos, con el objetivo de encontrar patrones, tendencias o reglas que expliquen el comportamiento de cierto fenómeno en un determinado contexto.

Encontrar patrones o tendencias significa extraer información que permita establecer propiedades de o entre conjuntos de objetos. (Jiménez & Álvarez, 2012)

En un activo se encuentran pozos, bombas, tanques, compresores, entre otros; equipados con instrumentos y sensores que registran, almacenan y envían constantemente datos en tiempo real. Siendo específicos al presente estudio, un sistema de monitoreo registra y almacena y envía datos de parámetro de operación de los equipos BES cada cierto intervalo de tiempo. Miles de datos se producen cada minuto y pasan desapercibidos a menos que se genere una alerta que indique parámetros fuera de rango de lo normal de operación, lo que deriva en un paro o “*shut down*” del equipo BES. (Crockett & Kurrey, 2014)

La cantidad de información que puede producir un sistema de monitoreo, a más de ser cuantiosa, es valiosa y puede ser aprovechada en mayor medida. A pesar de esto, la disponibilidad de grandes cantidades de datos en tiempo real, constituye un desafío al momento de extraer información significativa de ellos.

Diversas publicaciones de la industria del petróleo afirman que se puede aprovechar los datos en tiempo real obtenidos de los sensores para predecir y prevenir el *shut down* de BES. Esto se logra analizando datos y relacionando los principios de ingeniería en conjunto con métodos estadísticos y algoritmos, que de alguna forma permita construir un modelo que describa el estado exacto de la operación en base a parámetros medidos para la prevención de fallas por medio de análisis predictivos. (Jahnke, 2015)

3.2. GENERACIÓN DE MODELOS

Para hacer posible realizar pronósticos sobre el desempeño de un equipo BES, es necesario construir un modelo que describa la dinámica del sistema. Dicho modelo permitirá detectar cuándo el sistema se está operando fuera de la región normal, determinar las condiciones de operación se encuentran afectando su desempeño y predecir su tiempo de vida útil. El modelo podría construirse en base a datos de entrada sobre el diseño del equipo BES, datos del pozo y los parámetros de monitoreo medidos durante su funcionamiento. (Abdelaziz et al., 2017)

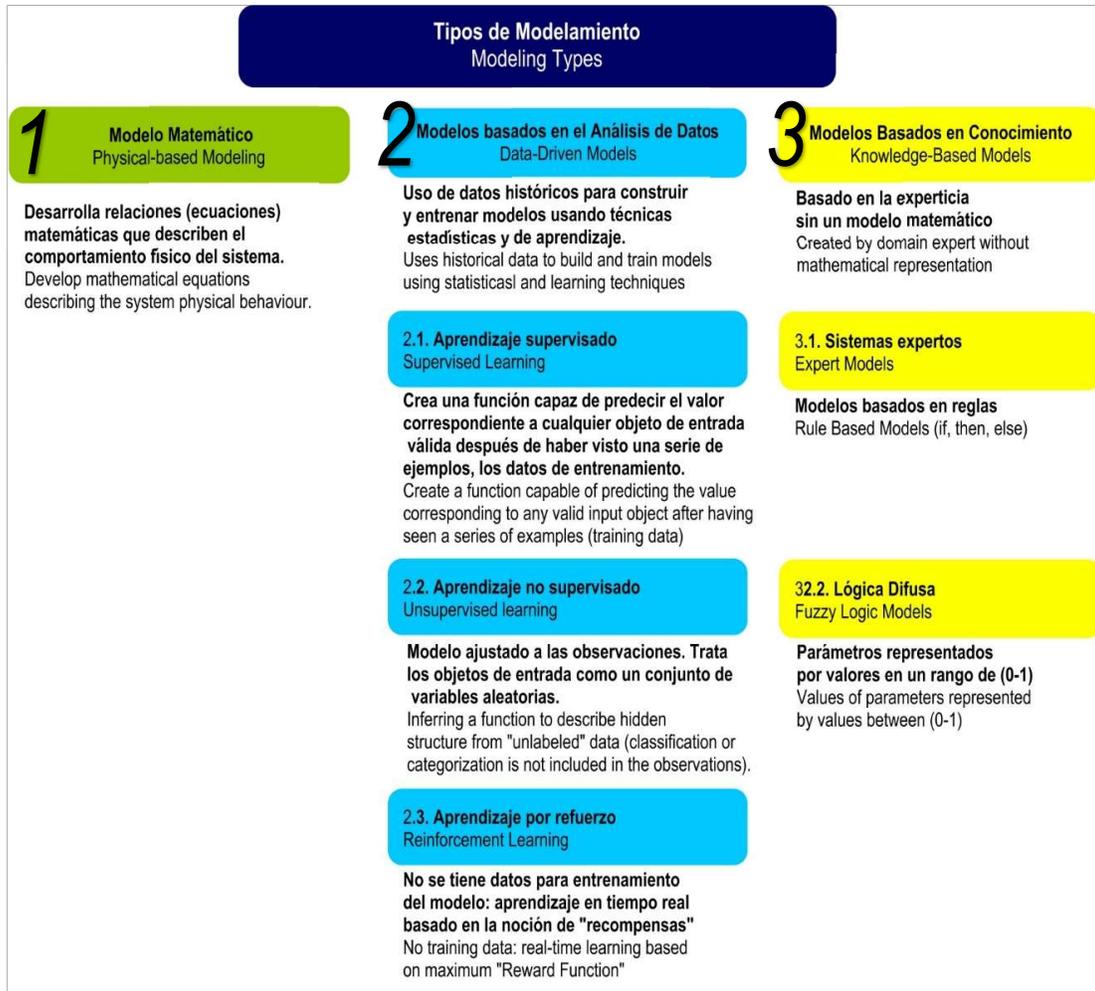


Figura 3.1. Tipos de modelamiento

Fuente: (Jahnke, 2015)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

En la figura 3.1, se muestra un resumen rápido de los tipos de técnicas de modelado disponibles, por medio de los cuales se pueden hacer uso de la información histórica. Cada tipo de modelado es diferente, pues presentan diferentes grados de dificultades, aplicabilidad, ventajas y desventajas, pero ¿Cuál se puede ajustar a nuestro estudio?

Dado que el campo de generación de modelos y procesos de análisis de datos es un campo muy amplio, a continuación se hará solo breve descripciones sobre las diferentes técnicas de modelamiento, con especial atención a la lógica difusa, la cual, a través de varias publicaciones de diferentes compañías de la industria, ha

mostrado tener mayor aceptación por su aplicación y además porque constituye un modelo basado en el conocimiento de expertos.

3.2.1. MODELO MATEMÁTICO

Para la generación de un modelo matemático, se debe tener conocimiento sobre el proceso físico de un sistema del mundo real dado, así como habilidades para modelar tales sistemas. El modelo resultante debe validarse usando un gran conjunto de datos para verificar el comportamiento correcto. Entre las principales desventajas de tales modelos se encuentran sus altos costos y que es muy difícil construir, pues los sistemas del mundo real están influenciados por una gran cantidad de factores ambientales que son difíciles de monitorear; esto último es la principal razón por la cual, este tipo de modelamiento no es factible para nuestro estudio, ya que existe un sin número de factores que pueden influir en el desempeño del equipo BES. (Jahnke, 2015)

Para más información sobre modelamiento matemático, considérese las publicaciones hechas por Olivares, et al. (2013); Loboda, et al. (2013); Oppenheimer & Loparo, (2002).

3.2.2. MODELOS BASADOS EN EL ANÁLISIS DE DATOS

La mayoría de los enfoques de la literatura reciente sobre la detección del tipo de falla y el mantenimiento predictivo tienen en cuenta los modelos basados en datos. (Jahnke, 2015).

Los modelos basados en datos se basan en técnicas estadísticas y de aprendizaje. Las técnicas de aprendizaje automático implican el desarrollo de software el cual será capaz de generar un criterio de rendimiento sobre un sistema, en base a datos históricos y/o experiencia. Dado la necesidad del desarrollo de software, este tipo de modelamiento no es factible de evaluación para el presente trabajo.

Para información más detallada sobre este tipo de modelamiento, aplicado a la prevención/predicción de fallas de equipos BES, considérese las siguientes publicaciones; Guo et al. (2015); Bello et al. (2017); Moradeyo et al. (2017); Cardona (2016); Abdelaziz et al. (2017); Gupta et al. (2016); Sneed (2017).

3.2.3. MODELOS BASADO EN CONOCIMIENTO

La metodología basada en el conocimiento, como la metodología basada en modelos físicos, es creada por expertos, aunque no exista un modelo matemático para describir su comportamiento físico. La calidad de un modelo basado depende de la experiencia del especialista pues se intenta formalizar el conocimiento en base a la experticia del especialista. Dentro de este tipo de modelamiento se tiene a los sistemas expertos y a la lógica difusa.

3.2.3.1. SISTEMAS EXPERTOS

Los sistemas o modelos expertos son adecuados para problemas que generalmente son solucionados por especialistas. Están definidos por reglas y describen estados de un sistema del mundo real. Las reglas se expresan en la forma: Condición “Si”, consecuencia “entonces”, de otra forma “sino”. Tales reglas se pueden combinar con operadores lógicos. Las condiciones describen un estado del sistema del mundo real, con la consecuencia de un resultado u otra regla.

Es difícil obtener conocimiento del dominio y convertirlo en un sistema basado en reglas. Un modelo experto no puede manejar situaciones que no están cubiertas en el sistema basado en reglas. Además, un modelo experto puede encontrarse con una explosión combinatoria, que ocurre cuando el número de reglas aumenta drásticamente. Por lo tanto, un modelo experto no es adecuado como enfoque independiente para la detección del tipo de falla y el mantenimiento predictivo en un sistema del mundo real. (Jahnke, 2015)

3.2.3.2. LÓGICA DIFUSA

La lógica difusa es un método de operaciones lógicas basado en lógica de muchos valores en lugar de lógica clásica binaria. Esto convierte a la lógica difusa a una alternativa de la lógica clásica, pues puede tratar con información que no es exacta permitiendo así introducir un grado de vaguedad en las cosas que evalúa. En el mundo que vivimos existe mucho conocimiento ambiguo e impreciso por naturaleza. El razonamiento humano con frecuencia actúa on este tipo de información. La lógica difusa fue diseñada precisamente para imitar el comportamiento humano. (Coronel, 2014)

Para un mejor entendimiento se tiene el siguiente ejemplo: Un sistema BES muestra un incremento de la PIP, causado por una comunicación tubing-casing. En la lógica clásica, se consideraría un valor de (0) si esta condición es falsa, y (1) de ser verdadera. Sin embargo, al hacer uso de la lógica difusa, se trataría con valores de verdad entre (0) y (1); estos valores se consideran como grados de certeza, lo que para este ejemplo se traduciría en ¿Cuán cierto puede ser que se trate de una comunicación tubing-casing?

La idea tras la lógica difusa no es determinar si la condición de comunicación tubing-casing es cierta o falsa, sino que se pretende determinar en qué grado es cierta. A este grado de certeza le denominamos grado de pertenencia, aunque en algunos textos se le denomina posibilidad y en este caso se suele hacer especial hincapié en la diferencia entre probabilidad (medida empírica de la frecuencia con que se repite una observación en un conjunto de medidas) y posibilidad (grado de pertenencia de una observación a un conjunto difuso), también se habla de nivel de confianza ya que es el grado en el que confiamos que la observación pertenezca al conjunto definido. (Quantdare, 2014)

Dicho esto, ¿Cómo se relaciona el reconocimiento de tendencias con la generación de un modelo por medio de la lógica difusa? Para esto, primero se debe entender que significa la lógica difusa y reconocimiento de tendencias aplicados a la prevención de fallas de equipos BES, para luego describir cómo pueden interactuar entre ellas para la prevención de fallas.

3.2.3.2.1. LÓGICA DIFUSA EN LA EVALUACIÓN DE EQUIPOS BES

El diagnóstico de un equipo BES se basa principalmente en los criterios de los especialistas para el análisis de datos. No es raro que dos especialistas con experiencia similares, y en base a los mismos datos, tengan opiniones diferentes sobre cuáles condiciones se encuentran influyendo en el rendimiento del sistema. Sin embargo, también es poco común que ambos ingenieros sean completamente incorrectos o correctos en su juicio, lo que plantea la pregunta de por qué ocurre esto. (Bermúdez et al., 2014)

Como se menciona en la sección anterior, en la lógica binaria tradicional se pueden tener dos posibilidades. En el caso de evaluarse e identificar las condiciones que

se encuentran influyendo en el rendimiento de un equipos BES, y de aplicarse la lógica binaria, los resultados del análisis resultarían o una condición u otra. Desafortunadamente, la mayoría de las veces, los resultados de los diagnósticos de pozo, especialmente cuando se intenta usar un enfoque predictivo, no se pueden representar adecuadamente con un enfoque de sí o no. Por otro lado, con la aplicación de la lógica difusa ambos especialistas estarían correctos hasta cierto punto, es decir, sus afirmaciones tendrían un grado de certeza. En el análisis de equipos BES, la lógica difusa agrega un enorme valor al permitir identificar las diferentes condiciones que se encuentran afectado el desempeño del equipo a forma de grados de certeza.

La aplicación de la lógica difusa en la evaluación de equipos BES, proviene de la incertidumbre generada en la determinación de las condiciones que se encuentran afectando el desempeño de un equipo; evaluación necesaria que generará las acciones subsiguientes, las cuales a su vez determinarán el tiempo de vida de un equipo BES.

Autores, en publicaciones recientes, indican como los operadores de equipos BES con sistemas de monitoreo se enfocan en interpretar el comportamiento de los parámetros de monitoreo medidos por los sensores de fondo para determinar las condiciones que podrían encontrarse afectando el sistema y que al irse agravando, podrían conducir a la falla del equipo; a esto se llama reconocimiento de tendencias. Otras publicaciones sugieren que esta metodología de prevención de fallas por medio del reconocimiento de tendencias, puede ser mejorada en gran medida por medio de la aplicación de la Lógica Difusa. (Bermúdez et al., 2014)

3.2.3.2.1.1. RECONOCIMIENTO DE TENDENCIAS

De manera intuitiva, podemos definir el reconocimiento de patrones como la forma de interpretar al mundo como un mecanismo para distinguir unas cosas de otras, relacionar cosas semejantes, formar grupos de cosas, describir objetos, tomar y explicar decisiones, etc.

En un sentido más formal, el reconocimiento de patrones es “la ciencia que se ocupa de los procesos sobre ingeniería, computación y matemáticas relacionados con objetos físicos y/o abstractos, con el propósito de extraer información que

permita establecer propiedades de o entre conjuntos de dichos objetos, los cuales nos permitan interpretar el mundo que nos rodea. De esta manera podemos entender al reconocimiento de patrones como un mecanismo para formalizar y automatizar los procesos de interpretación del mundo real (Carrasco & Martinez, 2011).

3.2.3.2.1.2. LOGÍCA DIFUSA EN EL PRESENTE ESTUDIO

La lógica difusa se ha considerado en diversas publicaciones como el método de modelamiento más práctico, en el cual se puede hacer uso del reconocimiento de tendencias para la prevención y predicción de fallas. Existen diferentes condiciones que pueden afectar al rendimiento óptimo de un equipo BES. El entender cómo estas condiciones afectan al equipo BES y determinan el comportamiento de sus parámetros de monitoreo, es decir el reconocimiento de tendencias, es el paso previo a la aplicación de la lógica difusa.

Vale mencionar que el fin de este estudio es reconocer las tendencias en las curvas históricas de monitoreo, y su aplicación a la prevención de fallas. Además uno de los objetivos específicos, es el evaluar métodos estadísticos o algoritmos que permitan anticiparse a una falla, es decir cual resultaría más factible de aplicación. Es por ello que, cabe aclarar que no se adentrará a los conceptos fundamentales de la lógica difusa, ni se discutirá de forma práctica su validez, ya que el alcance del presente estudio no se extiende hacia esa área; mas en el capítulo siguiente se presentará a forma de ejemplo el uso de tendencias dentro de la lógica difusa.

CAPÍTULO 4

IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS EN LOS PARÁMETROS DE MONITOREO DE EQUIPOS BES Y ASOCIACIÓN A CONDICIONES DE OPERACIÓN MEDIANTE EL ESTUDIO DE CASOS

Especialistas en sistemas de bombeo eléctrico sumergible se encuentran de forma continua dando seguimiento al comportamiento de los parámetros de monitoreo durante su vida operativa. En la actualidad, la prevención de fallas se basa en un sistema de alarmas y paros que permite la configuración de rangos de valores en los cuales un parámetro puede variar; de salirse el valor de la variable del rango, se genera una alarma. Las acciones del operador posteriores a una alarma serán determinantes para extender el tiempo de vida útil del equipo. Pero ¿Cómo identificar las condiciones primarias que se encuentran afectando el comportamiento normal/estable de los parámetros de monitoreo? Determinar dichas condiciones mediante la interpretación en conjunto de las curvas y durante la operación del equipo, es una tarea difícil debido a que los factores que pueden afectar dicho comportamiento pueden ser múltiples.

Estudios han demostrado que la identificación de tendencias en la data histórica de los parámetros de monitoreo, en conjunto con los hallazgos encontrados en la extracción y desmantelamiento de un equipo, permiten determinar con mayor exactitud, las condiciones que generaron la falla de los equipos. Dicha identificación de tendencias permitirá al operador extrapolar los resultados obtenidos, para identificar las condiciones que se encuentra afectando el rendimiento de otros equipos en operación, pues dichas condiciones se replicarán en otros pozos ya que estos se encuentran operando bajo condiciones similar dentro de un mismo campo.

A continuación se desarrolla el capítulo 4, el cual tiene como objetivo identificar tendencias en los históricos de monitoreo y relacionarlas con condiciones de operación, por medio de relacionar su comportamiento con los hallazgos encontrados durante la extracción y desmantelamiento de equipos fallidos.

4.1. IDENTIFICACIÓN DE CONDICIONES DE OPERACIÓN EN LOS PARÁMETROS DE MONITOREO

La parte central de este estudio es la identificación de tendencias en la data histórica de los parámetros de monitoreo de los equipos BES, y su asociación a las condiciones bajo las cuales opera el equipo. Para ello es necesario de dividir todo el análisis en dos etapas, la primera que consiste en la delimitación de una muestra de estudio, y la segunda, donde se genera el estudio de casos que consiste en análisis de cada uno de los individuos de la muestra y la aplicación del método inductivo. La figura 4.1 explica de forma general el método a aplicarse.



Figura 4.1. Método inductivo aplicado a la asociación de condiciones de operación con el comportamiento de los parámetros de monitoreo.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

4.1.1. ETAPA 1: DELIMITACIÓN DE LA MUESTRA

4.1.1.1. BASE DE DATOS DE CONFIABILIDAD

Este estudio parte de la información registrada en la base de datos de confiabilidad de Shaya. En esta base de datos se lleva el registro de todos los pozos que han fallado a partir del inicio de las operaciones de Shaya en el B61A, y además, se incluyen los pozos que han sido apagados manualmente por no aporte, depletación del reservorio, recompletación para la conversión a pozos inyectores, pozos suspendidos, etc. Es de nuestro interés sólo los pozos con sistemas de levantamiento artificial del B61A que fallaron durante el 2016 – 2017.

4.1.1.2. DELIMITACIÓN DE LA MUESTRA

Esta etapa consiste en tomar una muestra de pozos del total de pozos registrados en la base de datos de confiabilidad a partir de enero de 2016 a diciembre de 2017, para así generar una estadística de fallas representativa para este estudio. Para esto se debió generar una serie de consideraciones para escoger de la población, solo un grupo de individuos con características relevantes para el estudio.

Para poder tomar una muestra representativa del total de individuos, se tomaron las consideraciones mostrada en la figura 4.2.

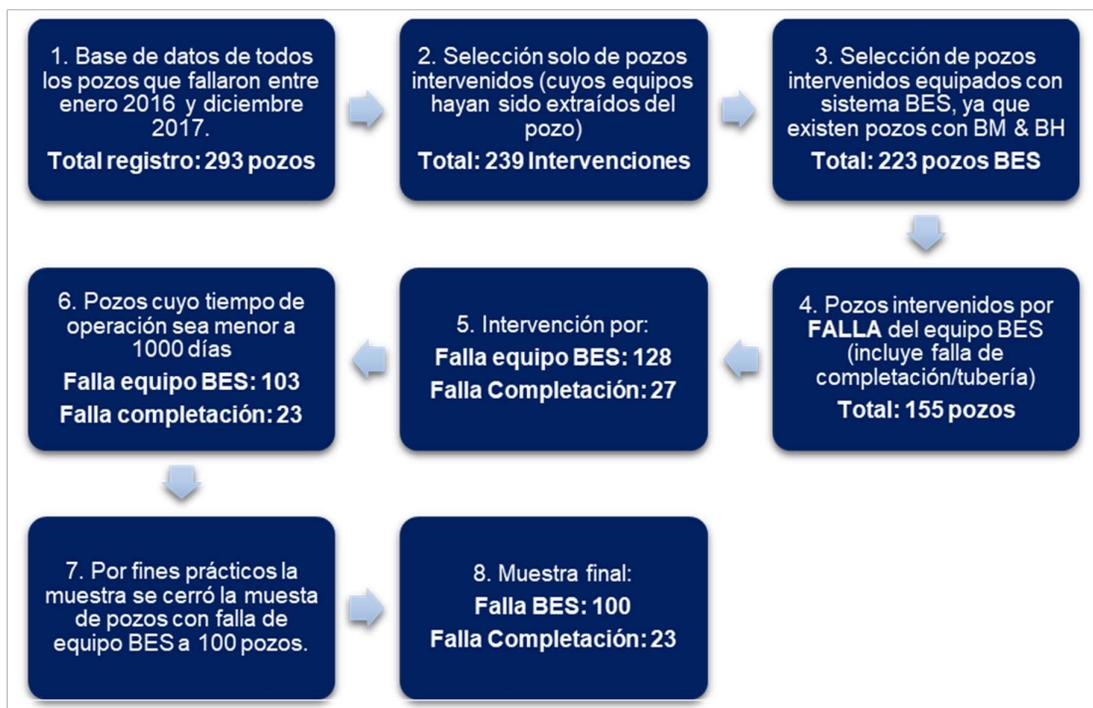


Figura 4.2. Consideraciones para la selección de una muestra relevante para este estudio.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Como resultado de dicha metodología se delimitó una muestra de 103 pozos que fueron intervenidos por fallas de equipos BES y 23 pozos que fueron intervenidos por la falla de algún componente de la completación. Por fines prácticos, se cerró la muestra a de pozos intervenidos por la falla del equipo BES, a 100 pozos. Cabe aclarar, que los pozos que fueron eliminados de la muestra, eran pozos con poca información de falla. A pesar de esto, los pozos constan en el Anexo A-6 (No. 14, 92 y 103), donde se muestra tabulado los datos de la información de falla de los 103 pozos dentro de la muestra.

4.1.1.3. VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE FALLA DE LOS POZOS CONSIDERADOS EN LA MUESTRA

La verificación de la información de falla de los pozos considerados en la muestra y registrados en la base de datos de confiabilidad se basa en documentos, reportes, análisis y pruebas de laboratorio, que respalden los datos. Esto garantiza la veracidad de la información de falla y permite la corrección de la data que haya sido ingresada de forma errónea o que no se encuentre bajo las directrices del estándar ESP RIFTS, mencionado anteriormente en la sección 2.3.1.2.1.

4.1.1.4. ESTADÍSTICAS DE FALLA

A continuación se muestran las estadísticas de falla generadas a partir de la información de la base de datos de confiabilidad de Shaya y de la muestra delimitada en base a las consideraciones mostradas en la figura 4.2.

Como se muestra en la figura en mención, se han dividido la muestra de 126 pozos en dos: los pozos cuya intervención fue generada por una falla del equipo BES y los pozos cuya intervención fue generada por una falla en algún componente de la completación. La finalidad de esta división es la de hacer un análisis de las tendencias de las curvas de parámetros de monitoreo tanto, para identificación de una falla de un equipo BES, como el de un componente de la completación (principalmente de la falla de la tubería de producción).

Las estadísticas de fallas mostradas a continuación, se basan en la estructura de información de falla del estándar ESP-RIFTS. Esto permite identificar los componentes de los equipos BES que fallan con mayor frecuencia y causas que generan dichas fallas.

4.1.1.4.1. PRINCIPALES RAZONES DE EXTRACCIÓN DE EQUIPOS BES EN EL B61A

En la sección 2.3.1.2.1.1, se explicó qué es y cómo se determina una razón para la extracción del equipo BES. En la figura 4.3 se presenta una estadística de las razones de extracción de la muestra previamente delimitada. Nótese que dicha figura incluye fallas por equipo BES y por completación.

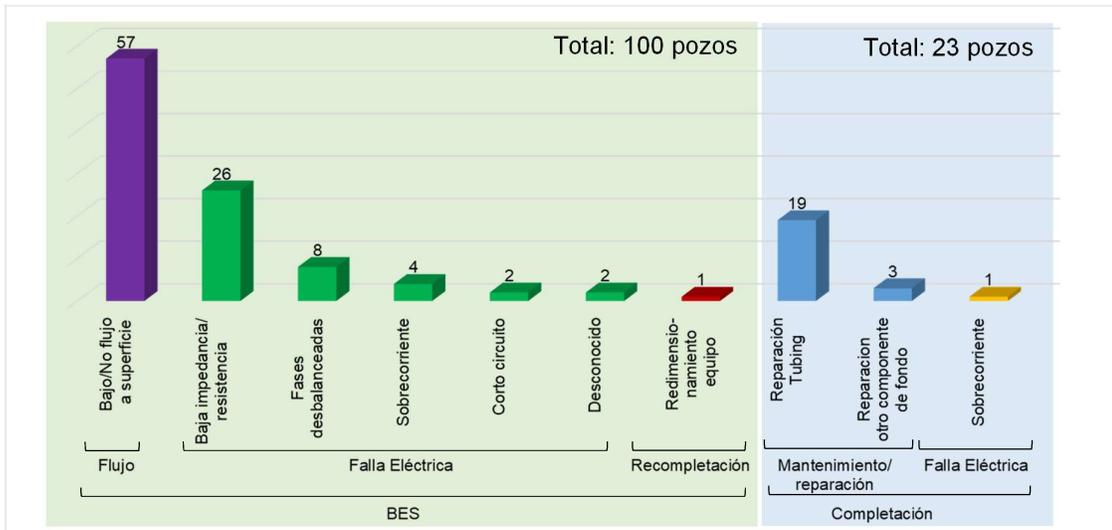


Figura 4.3. Razón de extracción general y específica para equipos BES del B61A.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A., Base de Confiabilidad, 2017)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

4.1.1.4.2. PRINCIPALES COMPONENTES BES FALLIDOS DEL B61A

En la sección 2.3.1.2.1.2, se explicó cómo se identifica un componente fallido de un equipo BES. En la figura 4.4 se presenta una estadística de los componentes de falla más comunes, de la muestra previamente delimitada. Nótese que en dicha figura se incluyen fallas por equipo BES y por completación.

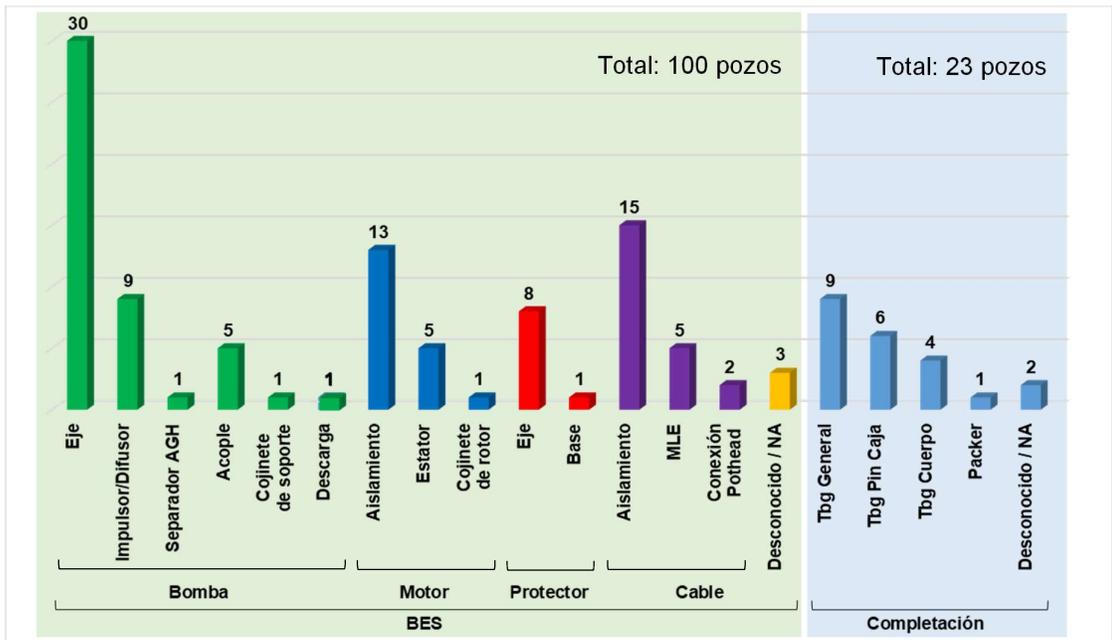


Figura 4.4. Componentes y subcomponentes fallidos de los equipos BES del B61A.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A., Base de Confiabilidad, 2017)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

4.1.1.4.3. DESCRIPTORES DE FALLA DE LOS COMPONENTES BES FALLIDOS DEL B61A

En la sección 2.3.1.2.1.3, se explicó qué es un descriptor de un componente fallido de un equipo BES. En las figura 4.5 y 4.6 se presenta la estadística de los componentes de falla más comunes, de la muestra previamente delimitada. Nótese que la en la primera se muestran los descriptores de falla de los componentes de un equipo BES y en la segunda figura se muestran los descriptores de falla para los componentes de la completación.

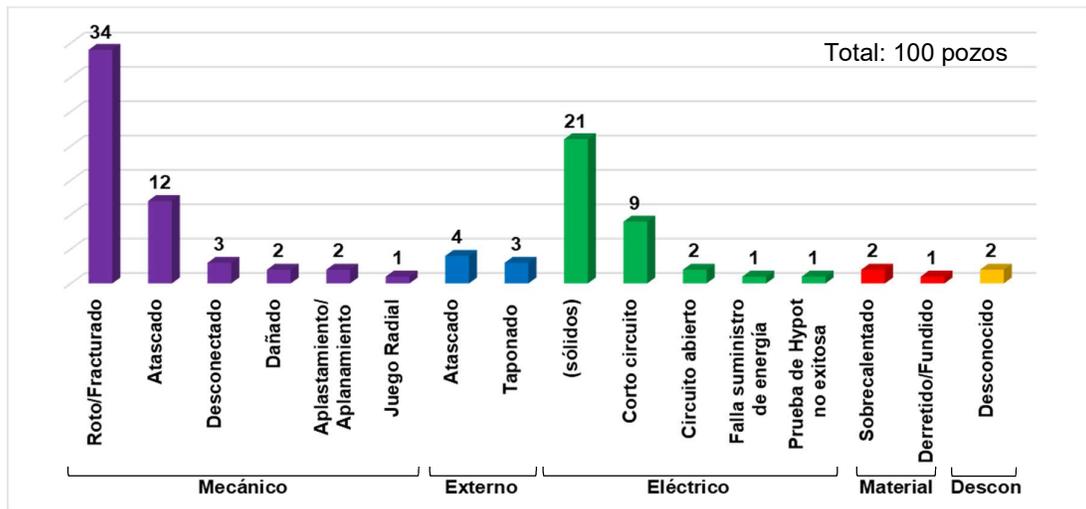


Figura 4.5. Descriptores de falla para los componentes y subcomponentes fallidos de los equipos BES del B61A. **Fuente:** (Shaya Ecuador S.A., Base de Confiabilidad, 2017)
Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

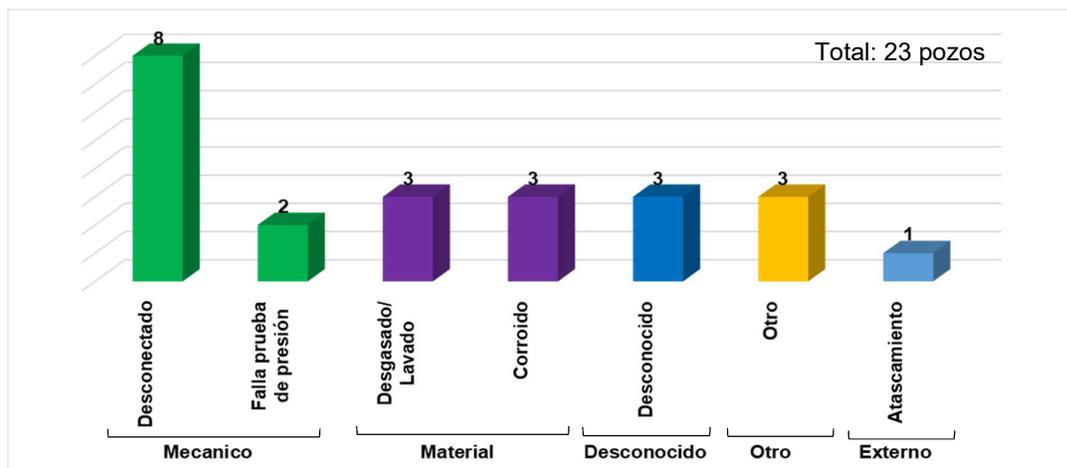


Figura 4.6. Descriptores de falla para los componentes y subcomponentes fallidos de la completación de pozos equipados con sistemas BES del B61A. **Fuente:** (Shaya Ecuador S.A., Base de Confiabilidad, 2017)
Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

4.1.1.4.4. PRINCIPALES CAUSA DE FALLA DE LOS EQUIPOS BES DEL B61A

En la sección 2.3.1.2.1.4, se explicó cómo determinar la causa raíz de falla de un equipo BES. La figura 4.7 presenta una estadística de las principales causas que generan la falla de los equipos BES del B61A, de la muestra previamente delimitada.

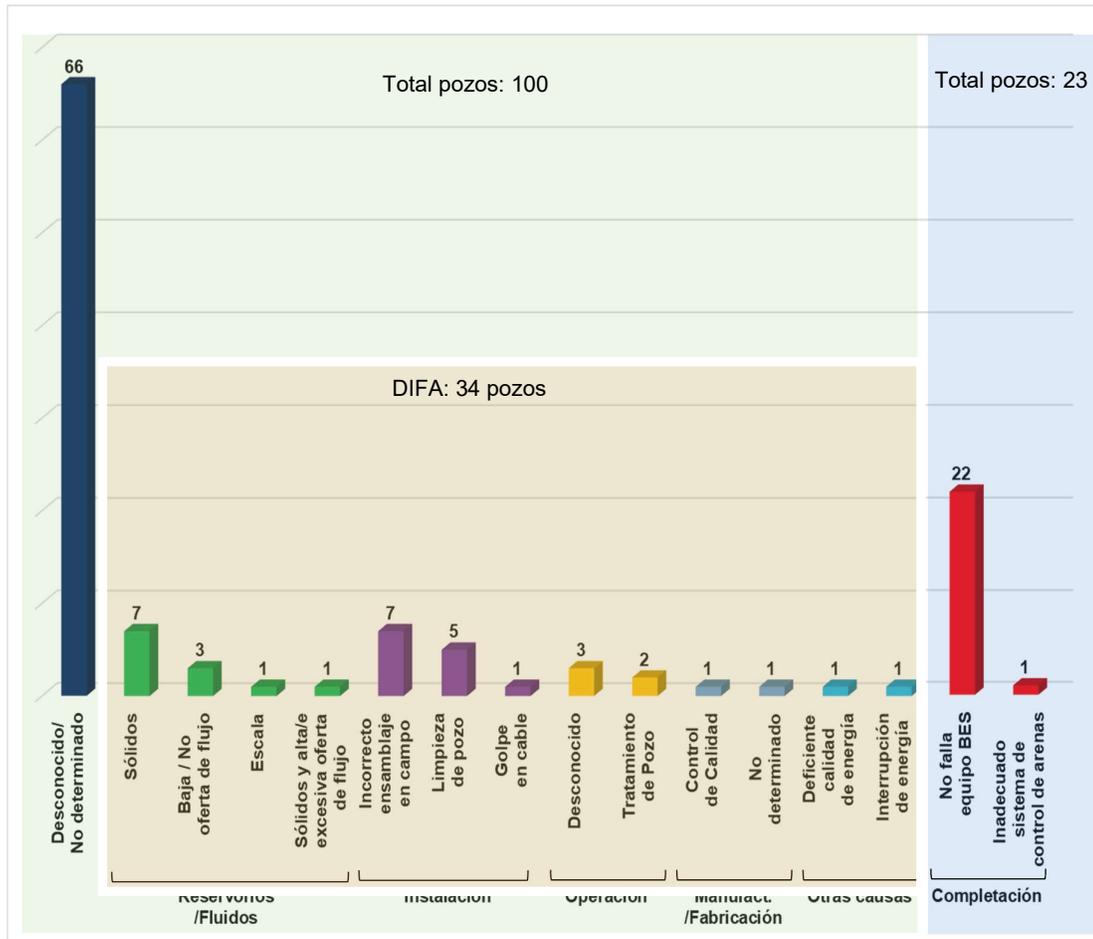


Figura 4.7. Causas de falla principales los equipos BES del B61A.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A., Base de Confiabilidad, 2017)

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Nótese los siguientes resultados. Primero, que en la figura anterior se tiene 66 de 100 pozos, cuya causa raíz de falla no se determinó (no se realizó DIFA). Esto se debe a que Shaya, a partir de 2017 realiza el proceso de desmantelamiento sólo para los equipos cuyo tiempo de vida útil o RL (Run Life) es menor a 180 días y casos que se consideren especiales.

Segundo, hay que aclarar que el análisis de causa raíz de falla no se lleva a cabo para fallas por completación. Aun así en la figura anterior se presentan los 23 pozos de muestra que fallaron por completación. Esto se debe a que en la base de datos de confiabilidad debe registrarse cuál es la causa raíz de la falla de todos los pozos, debido a que el estándar ESP-RIFTS, así lo especifica, y que además la literatura indica que se pueden identificar ciertas fallas de completación por medio de las tendencias que presenten las curvas de monitoreo.

Tercero, como se puede ver en la figura 4.7, de los 34 pozos de los cuales se llevaron a cabo el análisis DIFA para la determinación de la causa raíz de falla, el 64% (22 pozos) fallaron por problemas durante la instalación, operación, manufactura/fabricación y otras causas. Estos pozos se encuentran dentro de esta muestra dando que sus tiempos de vida útil u operativa suelen ser críticos (véase Anexo 16). Estas causas raíz de falla no se relacionan con las condiciones de operación característica del pozo, sino por errores humanos, procedimientos operativos (en su mayoría) o fallas relacionadas a equipos de generación de energía eléctrica y condiciones medioambientales. Si bien este tipo de fallas no tiene relación directa para nuestro estudio, es necesario tomar en consideración para el ajuste de los procedimientos operativos.

Por último, de los 34 pozos de los cuales se llevaron a cabo el análisis DIFA para la determinación de causa raíz de falla, el 36% (12 pozos) fueron causados por las condiciones de operación características del pozo (Reservorio/Fluidos). Estos pozos son de interés para la generación del estudio de casos, ya que las condiciones que generaron su falla son aquellas de nuestro interés para el presente estudio.

4.1.2. ETAPA 2: ESTUDIO DE CASOS

Como se explicó en la sección 1.5.1, para el estudio de casos no se selecciona una muestra representativa de una población sino una muestra teórica, lo que implica elegir casos que probablemente pueden replicar o extender una teoría. (Martínez, 2006)

A partir de la muestra de 123 pozos, -que se determinó en base a las consideraciones mostradas en la figura 4.2 como un primer filtro para la elección

de los casos representativos a analizarse - se procederá a escoger los casos de estudio representativos. Las etapas del análisis inductivo de información cualitativa, a aplicarse en este estudio, se muestran en la figura 4.8 a continuación.



Figura 4.8. Etapas del análisis inductivo de información cualitativa.
Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

El estudio del comportamiento de las curvas de los históricos de operación, se analizarán partiendo de las causas que generan la fallas en los equipos BES que se muestra en la figura 4.7. En dicha figura se pueden ver que, de la muestra delimitada, se pudieron identificar causas raíz que generaron fallas prematuras debido a la fabricación/manufactura, instalación, operación y otras. Estas causas no serán objeto de estudio, pues son causas que tienen relación con procesos, más no con la confiabilidad de un equipo BES. En la tabla a continuación se muestran las causas de falla que se analizarán en este estudio.

Tabla 4.1. Causas de fallas de los equipos BES a analizarse en este estudio.
Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Causa General	Causa Específica	Efecto
Reservorio / Fluidos	Sólidos	<ul style="list-style-type: none"> Desgaste de componentes por abrasión y/o erosión. Taponamiento de las etapas o succión de la bomba Restricciones sobre el equipo BES.
Reservorio / Fluidos	Baja / No oferta de flujo	<ul style="list-style-type: none"> Operación fuera de rango: condición de empuje descendente (Downthrust); desgaste de los componentes.
Reservorio / Fluidos	Escala	<ul style="list-style-type: none"> Precipitación / Depósitos en componentes del equipo BES
Completación	No falla equipo BES	<ul style="list-style-type: none"> Recirculación por comunicación Tubing-Casing

Las causas generales, con su respectiva causa específica, mostradas en la tabla 4.1, pueden tener un efecto diferente en el comportamiento de los parámetros de comportamiento de los parámetros de operación, dependiendo del efecto que causen en el equipo.

En la siguiente sección, se procederá a la identificación de las tendencias que presentan las curvas de los históricos de monitoreo, cuando se generan las condiciones indicadas en la tabla 4.1.

4.1.2.1. IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS

Debido a la gran cantidad de información que se maneja en el estudio, en esta sección se muestran sólo los resultados obtenidos, es decir, las tendencias que presentan los parámetros de monitoreo a una determinada condición de operación (o efecto mostrado en la tabla 4.1), con su respectiva interpretación generada a partir del análisis en conjunto del comportamiento de los parámetros de monitoreo a lo largo del tiempo.

Los casos que se estudiaron para llegar a las conclusiones que se definirán a continuación, se presentan de forma detallada en la sección de anexos, y además se encontrarán respectivamente referenciados en esta sección.

4.1.2.1.1. PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CON CONTENIDO DE SÓLIDOS

La producción de fluidos con contenido de sólidos puede afectar de diferentes maneras el comportamiento de los parámetros de monitoreo. Se han identificado tres diferentes tendencias que pueden tomar las curvas de los parámetros de monitoreo, dependiendo del efecto que genere la producción de fluido con contenido de sólidos.

4.1.2.1.1.1. RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO AL DESGASTE DE LOS COMPONENTES POR ABRASIÓN Y/O EROSIÓN.

En la sección 2.1.2.1.1 se explica de forma específica por qué y cómo afecta a la bomba centrífuga, la producción de fluido con contenido de partículas sólidas. Por otro lado en la sección 2.1.2.6, se explican las condiciones que generan la rotura de los ejes de los componentes de un equipo BES, siendo una de las causas la

producción de sólidos, pues este genera el desgaste del eje y generalmente su posterior rotura.

A manera de resumen, cuando los fluidos entran a la bomba centrífuga en conjunto con sólidos abrasivos, comienzan a desgastar las etapas de la bomba, reduciendo la eficiencia o capacidad de levantamiento de la bomba. Además provocan vibraciones que pueden dañar los sellos mecánicos (ver figura 2.14). Este daño puede crear una ruta para que el fluido del pozo migre dentro de los protectores y contamine el aceite dieléctrico. Este fluido de los protectores se encuentra conectado de forma directa al motor, como se explica en la sección 2.1.2.4. La entrada de fluido de los protectores mezclado con el fluido del pozo, generará el daño del motor.

Por otro lado, los sólidos abrasivos tendrán un efecto en el giro del eje de la bomba (que en condiciones normales es un giro de tipo axial), pues estos generan un aumento en la holgura entre las partes de que rodean el eje produciendo el giro radial del eje y por lo tanto su desestabilización y vibración. Las altas vibraciones se transmitirán a través de todo el equipo BES, pues el eje de la bomba se encuentra conectado en serie a los ejes de los demás componentes (separador de gas/succión, protectores, o motor).

La tabla 4.2 se presenta una generalización de la respuesta de los parámetros de monitoreo a la condición de desgaste de los componentes del equipo BES. Las figuras 4.9, 4.10 y 4.11 muestra el comportamiento de las curvas de monitoreo para este caso. Dichos casos se muestran a detalle en los anexos A-8, A-9, y A-10 respectivamente, ya que son parte de los casos de estudio, a partir de los cuales se llegó a dicha generalización.

Tabla 4.2. Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta al desgaste de las etapas de la bomba.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

PARÁMETRO	Q [BFPD]	WHP [psi]	AMP [amp]	PDP [psi]	PIP [psi]	ΔP [psi]	TM [°F]	TI [°F]
TENDENCIA	↘	↘	↘ Suave / Progresivo	↘	↗	↘	↗	↗



Figura 4.9. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al desgaste de las etapas, para el pozo ACSD-025/WO1. El anexo A-8 corresponde al análisis e interpretación a detalle, del comportamiento de las curvas de monitoreo para este pozo.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI. – Centro de Monitoreo Auca.

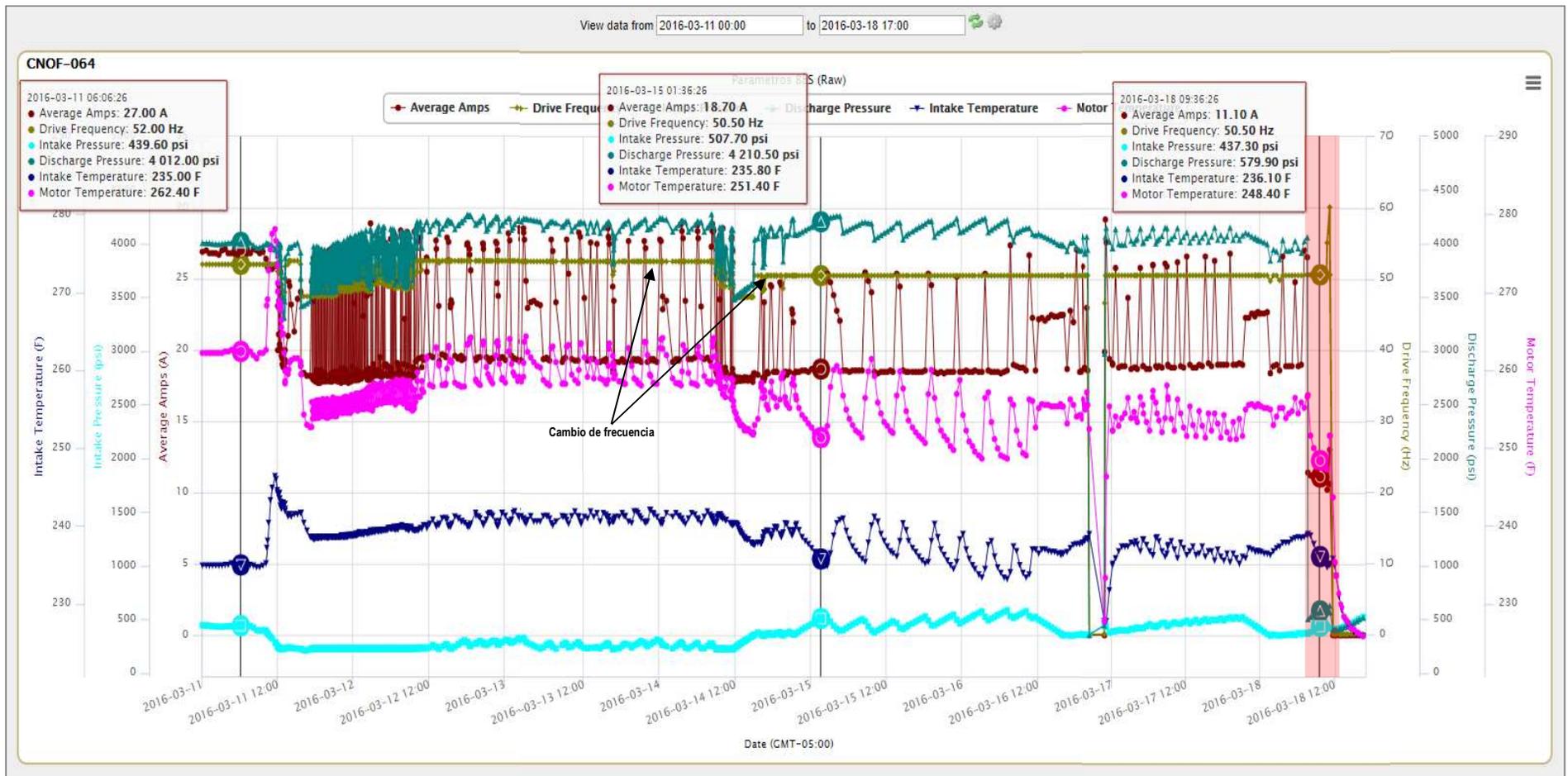


Figura 4.10. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al desgaste de las etapas, para el pozo CNOF-064/WO1. El anexo A-9 corresponde al análisis e interpretación a detalle, del comportamiento de las curvas de monitoreo para este pozo.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI. – Centro de Monitoreo Auca.

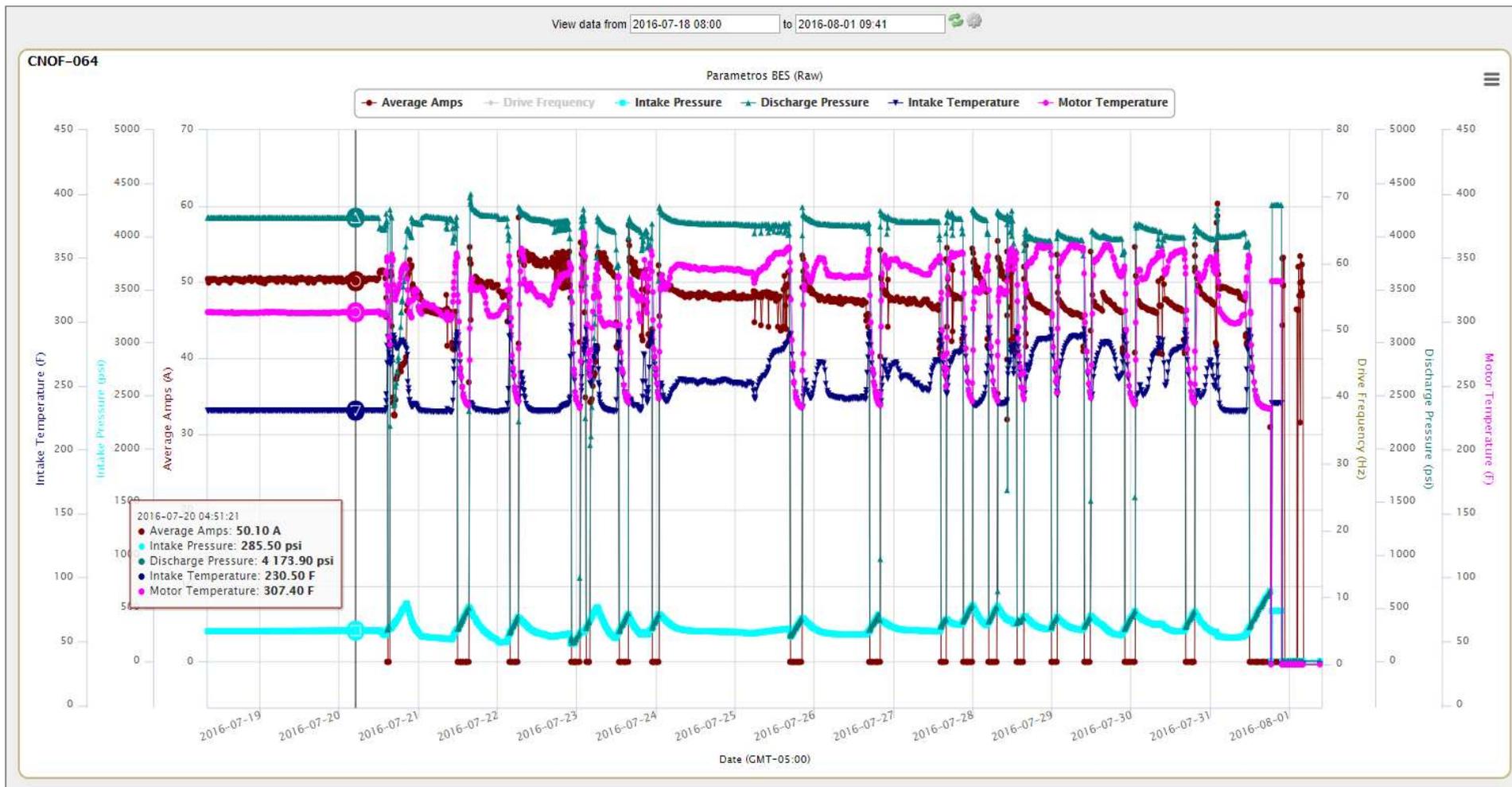


Figura 4.11. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al desgaste de las etapas, para el pozo CNOF-064/WO2. El anexo A-10 corresponde al análisis e interpretación a detalle, del comportamiento de las curvas de monitoreo para este pozo.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI – Centro de Monitoreo Auca.

La disminución del **caudal (Q)**, se debe a la pérdida de capacidad de levantamiento de la bomba debido al desgaste. Se debe tomar en cuenta que los sólidos además pueden depositarse no solo en la bomba sino además en las perforaciones, generando el daño de la formación y en consecuencia la pérdida de fluido y un menor flujo hacia superficie.

La **presión en cabeza (WHP)** es un parámetro que puede modificarse en superficie, por medio de las válvulas del cabezal. De no haber intervención por parte del operador, en este caso los valores de WHP disminuirán a la par de la pérdida de la capacidad de levantamiento de la bomba, pues cada vez la bomba será menos capaz de impulsar los fluidos a superficie.

El desgaste de los componentes de la bomba generará un decremento suave y progresivo de la **carga de motor (AMP)**, acompañado de cierta variabilidad (picos de aumento y baja). La variabilidad de la carga de motor será función de la cantidad de sólidos que se encuentre manejando la bomba. De generarse la rotura del eje de cualquiera de los componentes del equipo BES, se podrá ver una caída brusca del amperaje, indicativo de la pérdida de transmisión del torque del motor hacia los demás componentes por el fallo de alguno de estos.

La **presión de descarga (PDP)** disminuirá ya que la bomba pierde su capacidad de generar presión y por lo tanto, altura de fluido o cabeza. La **presión de succión (PIP)** tenderá a aumentar de forma progresiva debido a la pérdida de la capacidad de levantamiento de la bomba por el desgaste progresivo de sus componentes, y debido a que el reservorio seguirá aportando generándose una mayor altura de fluido sobre la succión de la bomba. Al momento de la rotura del eje ya no se tiene la transmisión de la rotación generada por el motor, por lo que la PDP y la PIP tienen a igualarse. La **diferencia de presión generada por la bomba (ΔP)** es resultado de la diferencia de la PDP y PIP. Si la PIP aumenta y la PDP disminuye, estos valores tenderán a acercarse.

La **temperatura de motor (TM)**, tenderá a aumentarse debido a que la velocidad de bombeo de fluidos a superficie se va a ver reducida de forma progresiva hasta que no haya circulación de fluidos alrededor del motor, pues se estancarán dentro del pozo por la falta de capacidad de la bomba para extraer los fluidos hacia superficie.

El comportamiento de la **Temperatura de succión (TI)** empieza a presentar un comportamiento variable cuando los componentes de la bomba se encuentren desgastados, al punto de perder la capacidad de bombear el fluido a superficie.

4.1.2.1.1.2. RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO AL TAPONAMIENTO DE LAS ETAPAS O SUCCIÓN DE LA BOMBA

En la sección 2.1.2.1.5 se explica cómo afecta a la bomba centrífuga, la depositación de sólidos en las etapas de la bomba o el taponamiento de la succión. A continuación se presenta una generalización de la respuesta de los parámetros de monitoreo a esta condición. En el Anexo A-11 se presenta el caso de estudio representativo a partir del cual se llegó a dichas conclusiones.

La producción de fluidos del pozo con contenido de sólidos tendrá un efecto diferente, al expuesto en la sección anterior. Si la cantidad de sólidos es excesiva, estos tenderán a depositarse en las etapas de la bomba, pudiendo taponar el ojo de los impulsores o *impeller eye* (ver figura 2.3) reduciendo la capacidad hidráulica de cada una de las etapas. Además, cuando se genera el apagado del equipo los sólidos pueden caer, sedimentarse y finalmente generarán el taponamiento de la bomba. Un intento de arranque del equipo BES, bajo estas condiciones, puede provocar la rotura del eje o simplemente su atascamiento, perdiéndose la capacidad de arrancar debido a las altas corrientes de motor generadas en un intento de arrancar el equipo. Como se puede ver en la figura 4.5, los descriptores de falla más frecuentes de los equipos BES del B61A, son la rotura/fracturamiento, atascamiento o taponamiento de sus componentes. En estos casos, las curvas de monitoreo presentarán la siguiente tendencia:

Tabla 4.3. Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta al taponamiento de la succión de la bomba.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo Coral

TAPONAMIENTO DE LA SUCCIÓN								
PARÁMETRO	Q [BFPD]	WHP [psi]	AMP [amp]	PDP [psi]	PIP [psi]	ΔP [psi]	TM [°F]	TI [°F]
TENDENCIA	↓	↘	↘ Sin alta variabilidad	↘	↑	↓	↗**	→**

** Este parámetro no es el mejor indicador para esta condición ya que su tendencia es dependiente de otros factores, es decir que no siempre se esperaría una tendencia determinada.

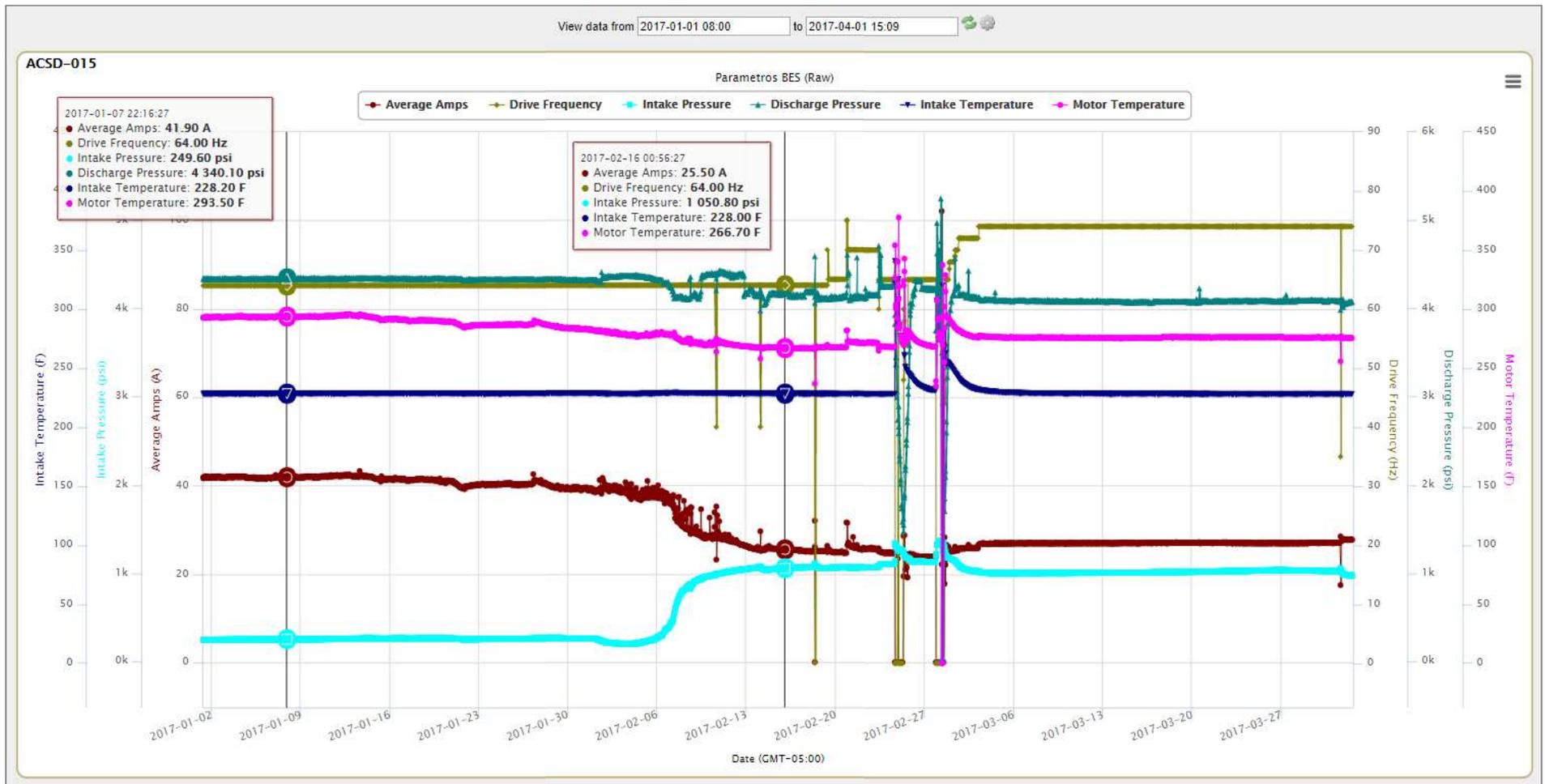


Figura 4.12. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al taponamiento de la succión, para el pozo ACSD-015/WO3. El anexo A-11 corresponde al análisis e interpretación a detalle del comportamiento de las curvas de monitoreo para este pozo.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI. – Centro de Monitoreo Auca.

La disminución del **caudal (Q)**, se debe a que el taponamiento genera que no pasen fluidos hacia las etapas de la bomba y en consecuencia, a superficie.

La **presión en cabeza (WHP)** es un parámetro que puede modificarse en superficie, por medio de las válvulas del cabezal. De no haber intervención por parte del operador, los valores de WHP disminuirán debido al bajo/no flujo de fluidos hacia la superficie.

La caída de la **carga de motor (AMP)** se debe a no haber fluido para impulsar hacia la superficie; esta curva se podrá observar plana (sin alta variabilidad en comparación a la reacción de este parámetro al manejo/presencia de sólidos en las etapas).

La **presión de descarga (PDP)** disminuirá debido a que el taponamiento de la succión no permite el flujo de fluido a través de la bomba, y en consecuencia la las etapas no generan el impulso del fluido a superficie. La **presión de succión (PIP)** presenta un aumento considerable, pues al no permitirse el paso del fluido hacia la bomba, para su desplazamiento a superficie, el reservorio seguirá aportando, por lo que la altura de la columna de fluido sobre la succión será mayor en esta condición. La **diferencia de presión (ΔP)** generada por la bomba, es resultado de la diferencia de la PDP y PIP. Si la PDP aumenta y la PDP disminuye, estos valores tenderán a acercarse.

Los valores de la **temperatura de motor (TM)** y la **temperatura de succión (TI)**, dependerán del aporte del reservorio y la severidad del bloqueo en la succión. Un aumento significativo se verá cuando exista un taponamiento severo o una columna de fluido sobre la succión baja, pues la cantidad de fluido circulante que permita la refrigeración del motor, será menor.

Tabla 4.4. Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta al bloqueo de las etapas de la bomba.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

TAPONAMIENTO/BLOQUEO DE LAS ETAPAS								
PARÁMETRO	Q [BFPD]	WHP [psi]	AMP [amp]	PDP [psi]	PIP [psi]	ΔP [psi]	TM [°F]	TI [°F]
TENDENCIA	↓	↘	↗ Variabilidad	↘	↗	↘	↗	→*

* Este parámetro no es el mejor indicador para esta condición ya que su tendencia es dependiente de otros factores, es decir que no siempre se esperaría una tendencia determinada.

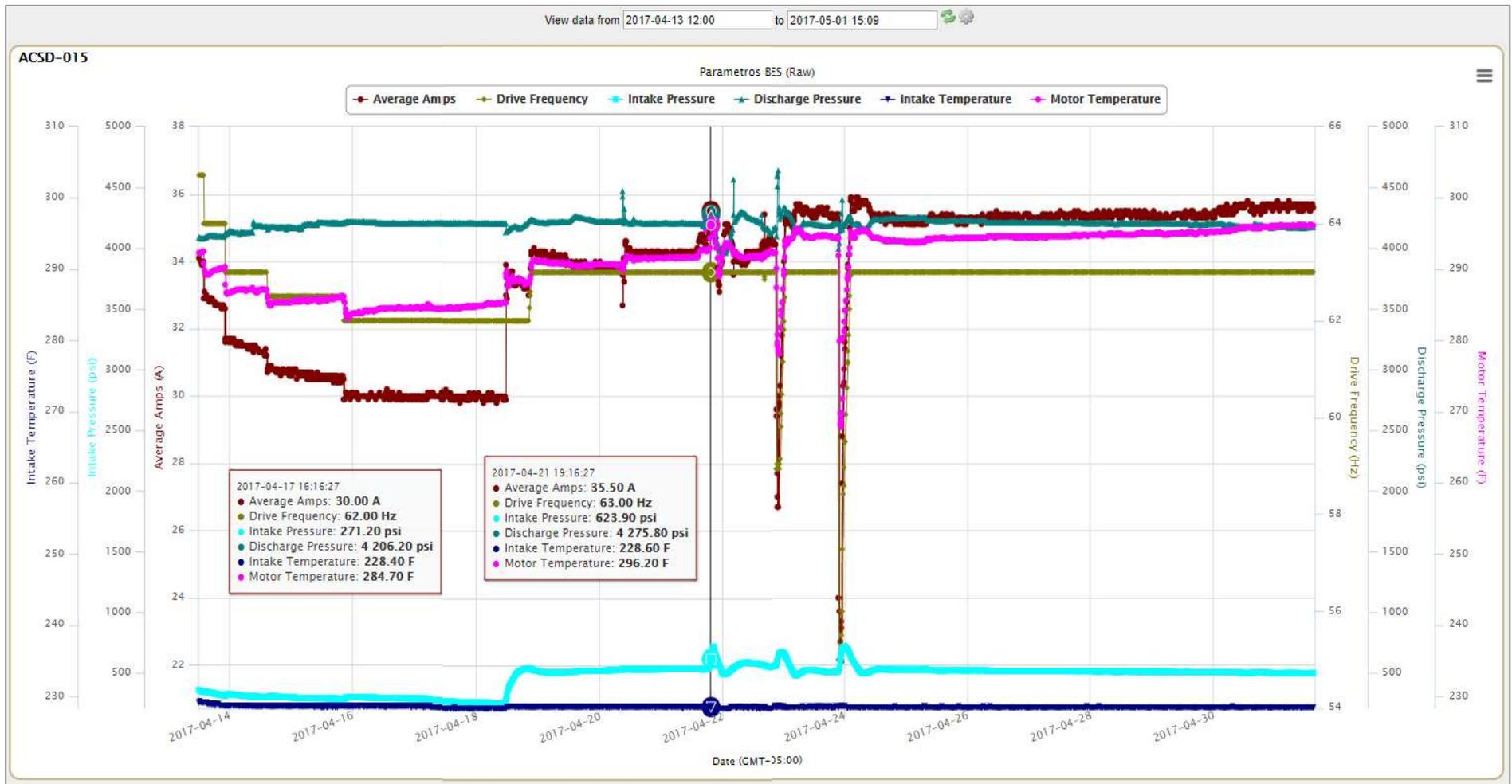


Figura 4.13. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al taponamiento de la succión, para el pozo ACSD-015/WO3. El anexo A-11 corresponde al análisis e interpretación a detalle del comportamiento de las curvas de monitoreo para este pozo.
Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI. – Centro de Monitoreo Auca.

La disminución del **caudal (Q)**, se debe a que el bloqueo de las etapas genera el impedimento de flujo a través de las mismas.

La **presión en cabeza (WHP)** es un parámetro que puede modificarse en superficie, por medio de las válvulas del cabezal. De no haber intervención por parte del operador, los valores de WHP disminuirán debido al bajo/no flujo de fluidos hacia la superficie.

Se presenta variabilidad en **carga de motor (AMP)** producto del manejo de sólidos. En el recuadro morado de la Figura 5 ACSD-015 WO3 Monitoreo del anexo A-11, se puede observar variabilidad, en contraste a la curva de carga dentro del recuadro rojo, que es relativamente plana.

La **presión de descarga (PDP)** disminuirá debido a que el bloqueo de las etapas no permite el flujo de fluido libre a través de la bomba. La **presión de succión (PIP)** aumenta, pues al no permitirse el paso del fluido libre a través de la bomba para su desplazamiento a superficie, el reservorio seguirá aportando, por lo que la altura de la columna sobre la succión será mayor. La **diferencia de presión (ΔP)** generada por la bomba, es resultado de la diferencia de la PDP y PIP. Si la PIP aumenta y la PDP disminuye, estos valores tenderán a acercarse.

Los valores de la **temperatura de motor (TM)** y la **temperatura de succión (TI)**, dependerán del aporte del reservorio y la severidad del bloqueo en las etapas. Un aumento significativo se verá cuando la columna de fluido sobre la succión sea baja, pues la cantidad de fluido que permita la refrigeración del motor será menor.

Cabe aclarar que, al hacer una interpretación por separado de la existencia de un taponamiento de la succión o un bloqueo en las etapas, no quiere decirse que estas condiciones no puedan generarse al mismo tiempo. En este caso, con la ayuda de simulaciones, reportes de producción y estudios generados por compañías operadoras, se trató de diferenciar entre los patrones de comportamiento que presenta cuando se produce un taponamiento de la succión o un bloqueo en las etapas. Cabe destacar que dentro de este caso de estudio en particular, no hay una respuesta libre de los parámetros de monitoreo a las condiciones de taponamiento de succión o bloqueo de etapas, ya que durante todo este periodo, los operadores

se encontraron tratando de restablecer la condiciones estables de operación del equipo por medio de inyección de químicos.

Como se muestra en el anexo A-11, en un estudio hecho por la Compañía Petroleum Development Oman, se describe cual es la forma para diferenciar por medio de pruebas de campo entre un taponamiento en la succión de la bomba y un bloqueo en las etapas. Esto se logra por medio de presurizar en cabeza durante un corto tiempo. Los parámetros que deberán observarse durante esta prueba son la presión en cabeza (WHP), el delta de presión (ΔP), y la corriente/carga de motor (Amps). Se deberían tener las siguientes respuestas mostradas en la tabla a continuación.

Tabla 4.5. Diferencia entre la respuesta de los parámetros de monitoreo a un taponamiento de la succión de la bomba y un bloqueo de las etapas, al momento de presurizar en cabeza.

Fuente: (Awadi et al., 2014)

CONDICIÓN	WHP	ΔP	Amps
Bloqueo en la succión de la bomba	Gran aumento	Gran aumento	Decremento
Bloqueo en las etapas de la bomba	Aumento medio	Aumento medio	Decremento

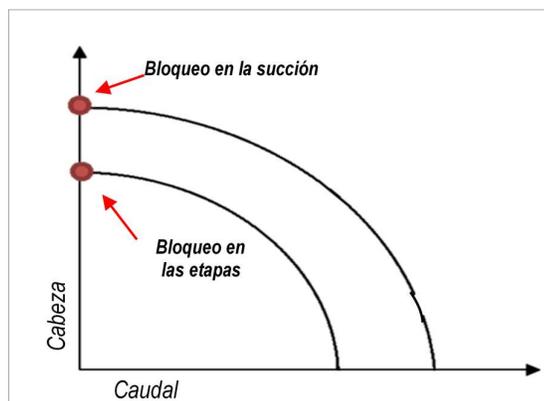


Figura 4.14. Diferencia entre la respuesta comportamiento de la bomba ante un taponamiento de la succión y un bloqueo de las etapas.

Fuente: (Awadi et al., 2014)

4.1.2.1.2. RECIRCULACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING – CASING

Una comunicación tubing-casing, de forma simple, es un “hueco” que permite la fuga del fluido dentro de la tubería de producción, hacia el espacio anular comprendido entre el diámetro interno del revestidor y diámetro externo de la

tubería de producción. Dicho orificio o comunicación, provoca una recirculación del fluido producido a través de este originando en primera instancia una reducción en la producción del pozo pudiendo llegarse a la desconexión de la tubería. Esto último genera altos costos de intervención debido a las operaciones de pesca que implican mayores tiempos de operaciones, y en consecuencia, mayores volúmenes en pérdidas de producción, y retraso en las operaciones, pues es general que existan pozos a la espera de los equipos de intervención. Por último de no ser exitosa la operación de pesca, se puede llevar a la suspensión o cierre del pozo por no poder recuperarse el pescado.

Dentro de la muestra de estudio delimitada, se tiene un total de 23 pozos, los cuales fueron intervenidos por presentarse alguna falla en la completación del pozo. De los 23 pozos, 8 presentaron la desconexión de la tubería, generándose operaciones de pesca. A continuación se presenta una generalización de la respuesta de los parámetros de monitoreo a esta condición. En los Anexo A-12, A-13, y A-14 se presentan casos de estudio representativos a partir del cual se llegó a dichas conclusiones.

4.1.2.1.2.1. RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO A LA RECIRCULACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING

Una comunicación tubing-casing puede generarse por corrosión, que es el desgaste y destrucción gradual del material debido a procesos químicos, erosionales o electroquímicos; o por el lavado/desgaste de las conexiones de la tubería de producción debido al sobre torque, y otros. La corrosión suelen aparecer cuando el agua de producción se mezcla con el CO₂ contenido en el gas del pozo, produciéndose un ambiente corrosivo donde el fluido ataca los componentes internos de la bomba y de la tubería de producción.

Dentro de la muestra por fallas de completación se tiene que 3 de los 23 pozos fallidos, presentaron como descriptores de falla la corrosión de la tubería, como se muestra en la figura a continuación. A pesar de ello, si se revisa la data de los demás pozos, que fallaron por la desconexión de la tubería, se encontrará que hay indicios de corrosión que pudieron causar dicho desprendimiento de la sarta, como es el caso del pozo ACAC-079 (tomado como casos de estudio Anexo A-14).

Tabla 4.6. Pozos fallidos por completación debido a la presencia de ambientes corrosivos.
Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Pozo	RL, días	Razón General de Extracción	Razón Específica de Extracción	Componente de Falla	Subcomponente de Falla	Descriptor General de Falla	Descriptor específico de Falla	Causa General de Falla	Causa Específica de Falla
YCAC-007UI	214	Mantenimiento / Reparación	Reparación tubing	Completación	General	Material	Corroído	Completación	No falla equipo BES
ACSB-017UI	261	Mantenimiento / Reparación	Reparación tubing	Completación	Tbg Cuerpo	Material	Corroído	Completación	No falla equipo BES
YCAF-030UI	227	Mantenimiento / Reparación	Reparación tubing	Completación	Tbg Pin caja	Material	Corroído	Completación	No falla equipo BES

Cabe destacar que los campos del B61A, no se considera a la corrosión como un problema frecuente. Aun así, debe considerarse que los mayores campos del B61A tienen un considerable tiempo de producción, por lo que los cortes de agua aumentarán en el campo; las presiones de los reservorios declinarán, lo que producirá que los pozos empiecen a presentar mayores problemas de gas debido a la caída de presiones de reservorio por debajo del punto de burbuja; esto generará condiciones propicias para el apareamiento de procesos corrosivos.



Figura 4.15. (a) Presencia de corrosión al interior de la tubería; reportado en la extracción de la tubería del pozo YCAC-007 WO#19. (b) Presencia de corrosión severa; reportado en la extracción de la tubería del pozo YCAC-007 WO#20.

Fuente: Reportes de extracción YCAC-007.

Por último se debe considerar que el inicio de proyectos de recuperación secundaria en el B61A, generará el aumento de agua en los fluidos de producción. En el caso de una comunicación tubing-casing, las curvas de monitoreo presentarán la siguiente tendencia:

Tabla 4.7. Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta a la condición de recirculación por comunicación tubing-casing.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

PARÁMETRO	Q [BFPD]	WHP [psi]	AMP [amp]	PDP [psi]	PIP [psi]	ΔP [psi]	TM [°F]	TI [°F]
TENDENCIA	↘	↘	→ Ligero aumento*	↗ Ligero	↑ Aumento progresivo	↓	→↗ Ligero aumento*	→

* La tendencia es de aumento ligero progresivo, pero según la severidad de la comunicación este parámetro puede llegar a aumentar considerablemente en conjunto con la carga de motor.

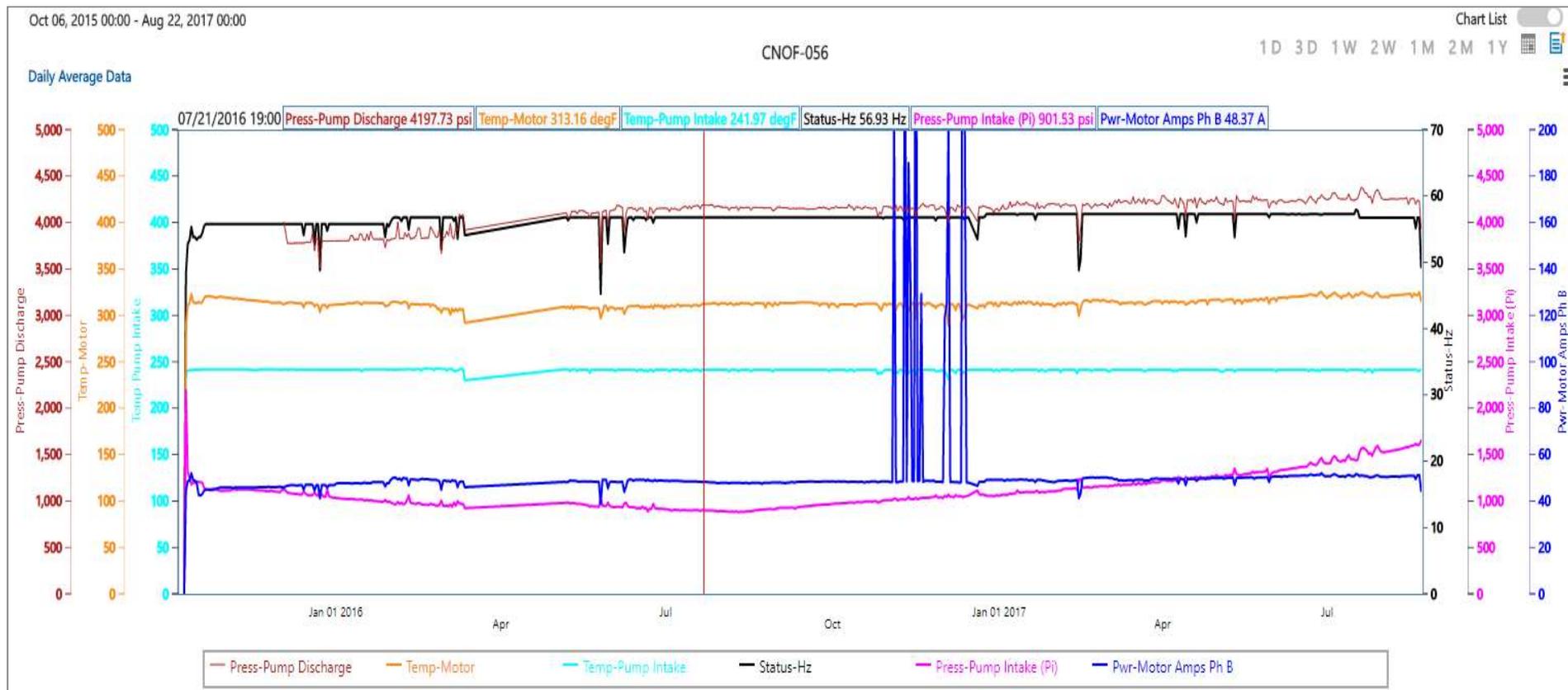


Figura 4.16. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde a una comunicación tubing-casing para el pozo CNOF-056/WO1. El anexo A-12 corresponde al análisis e interpretación a detalle del comportamiento de las curvas de monitoreo para este pozo.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos BES Ambit™ -Baker Hughes. – Centro de Monitoreo Auca.

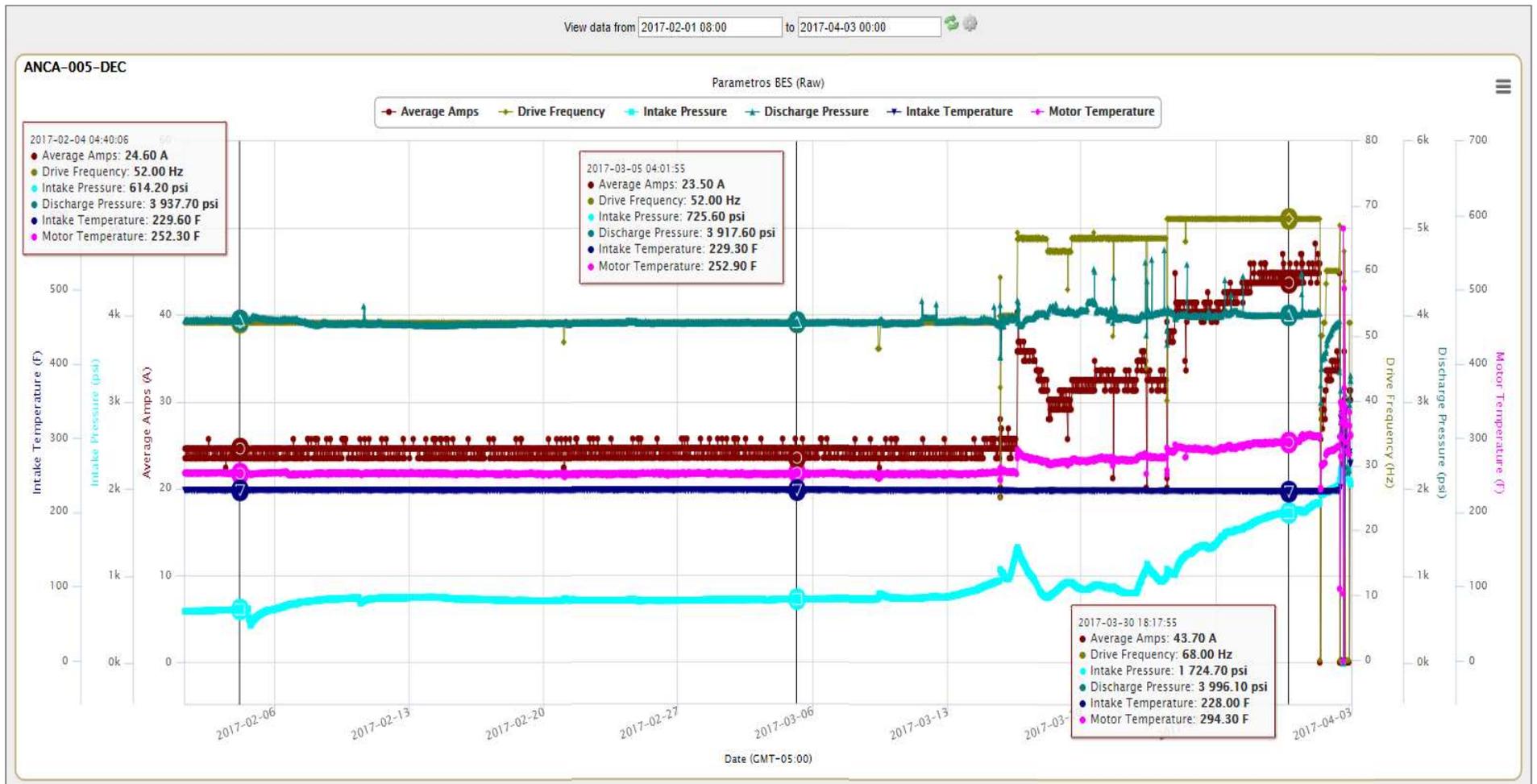


Figura 4.17. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde a una comunicación tubing-casing para el pozo ANCA-005/WO6. El anexo A-13 corresponde al análisis e interpretación a detalle del comportamiento de las curvas de monitoreo para este pozo.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI. – Centro de Monitoreo Auca.

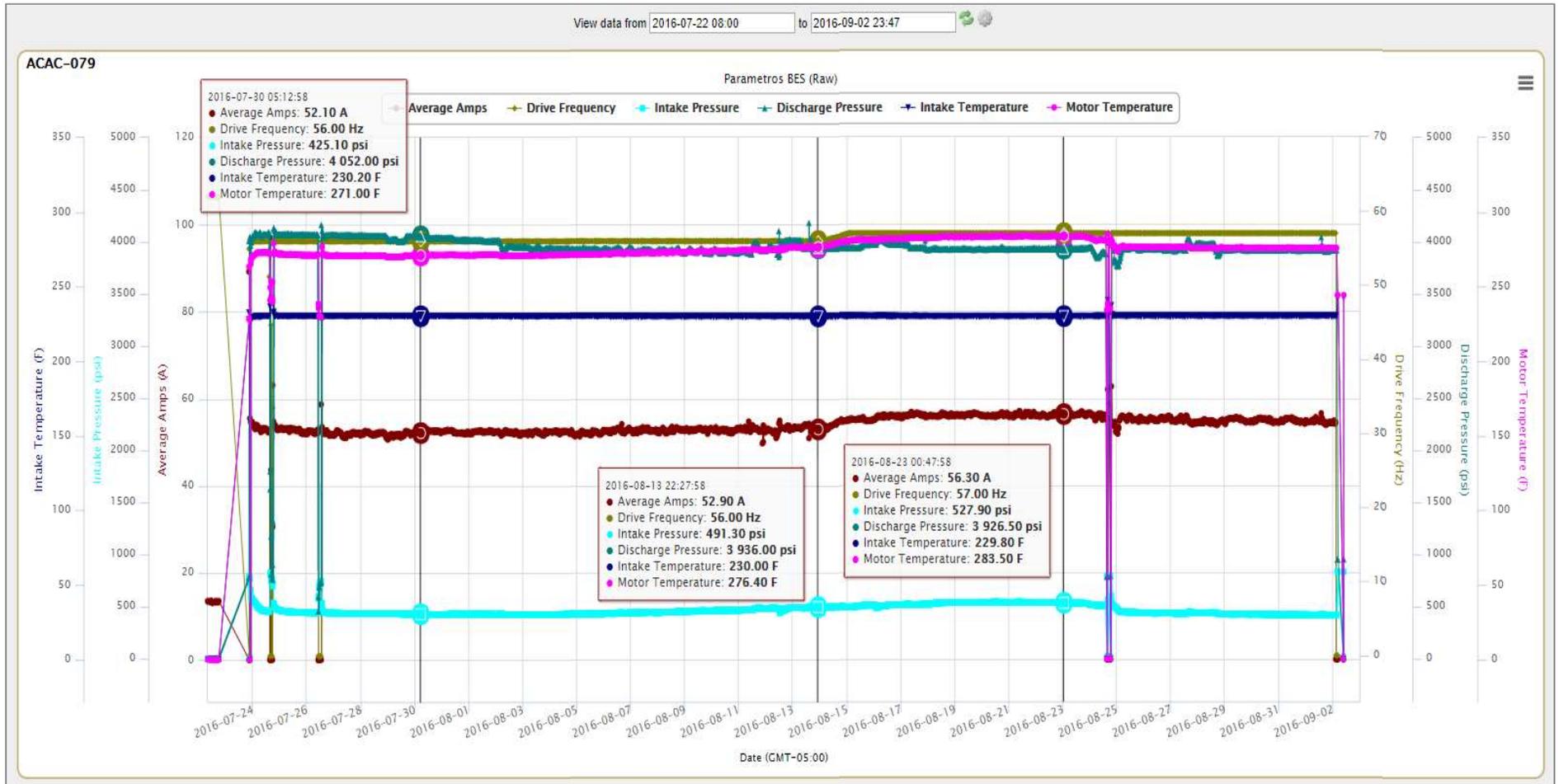


Figura 4.18. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde a una comunicación tubing-casing para el pozo ACAC-079/WO3. El anexo A-14 corresponde al análisis e interpretación a detalle del comportamiento de las curvas de monitoreo para este pozo.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI. – Centro de Monitoreo Auca.

En los casos de estudios se pudo ver que el **caudal (Q)**, disminuyó de forma suave y progresiva. Esto se debe a la recirculación del fluido, ya que un hueco a través de la tubería de producción, es un camino para que no todo el fluido llegue a superficie, si no parte de este fuge nuevamente hacia el fondo del pozo.

La **presión en cabeza (WHP)** es un parámetro que puede modificarse en superficie, por medio de las válvulas del cabezal. De no haber intervención por parte del operador, el valor de la WHP disminuirá levemente, pues la presión interna en el tramo comprendido entre la succión de la bomba y la cabeza del pozo no será la misma de haber algún tipo de comunicación, y por lo tanto del fluido llegará con menor presión a superficie. Aun así hay que mencionar que este parámetro no es el mejor indicador de una comunicación entre la parte interna de la tubería de producción y el espacio anular comprendido entre el casing y la tubería de producción.

En los tres casos de estudio presentados se pudo ver que los mejores indicadores de una comunicación tubing-casing son la **carga de motor (Amp)**, la **temperatura de motor (TM)** y la **presión de succión (PIP)**.

La **carga de motor (AMP)** presenta un aumento suave y progresivo (aunque no notorio o brusco), a lo largo de la vida operativa del equipo BES; este se vuelve más notorio en los últimos días de operación. El aumento de la carga proviene del esfuerzo que genera el motor por generar una PDP similar a la generada cuando no existe comunicación; es por ello que la PDP no presenta mayores cambios y por lo tanto no es un parámetro que de un indicativo de la presencia de una comunicación. Un incremento en el amperaje traerá como consecuencia un incremento de la TM. Por último, la PIP presentará un aumento progresivo y significativo a lo largo del tiempo.

El **diferencial de presión (ΔP)** irá disminuyendo de manera progresiva en conjunto con la PIP, pues al irse incrementando la PIP, también de forma progresiva, esta diferencia originada de (PDP-PIP), irá volviéndose menor, pues estos parámetros tenderán a acercarse.

La **temperatura de succión (TI)** no presenta cambios significativos debido a que, a pesar de que exista una comunicación y gran parte del fluido llegará a superficie, lo que genera que siga habiendo circulación del fluido proveniente del reservorio a través de la succión.

Cabe resaltar que la variabilidad de estos parámetros dependerá de la severidad de la comunicación, es decir de cuán grande sea este espacio y que cantidad de fluido retorne al fondo del pozo a través de ella.

4.1.2.1.3. BAJO / NO FLUJO

En la sección 2.1.2.1.2, se explica cómo afecta al desempeño del equipo BES su operación fuera de rango. A continuación se presenta una generalización de la respuesta de los parámetros de monitoreo a esta condición. En el Anexo A-15 se presenta el caso de estudio representativo a partir del cual se llegó a dichas conclusiones.

4.1.2.1.3.1. RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO A LA CONDICIÓN DE BAJO FLUJO

Cada bomba tiene asociado un rango de operación óptimo en términos de caudal. La bomba, al operar fuera de este rango, presentará el desgaste de sus componentes producto de un excesivo empuje descendente (downthrust, al operar a bajo flujo) o ascendente (upthrust, al operar altos flujos) sobre los impulsores de la bomba.

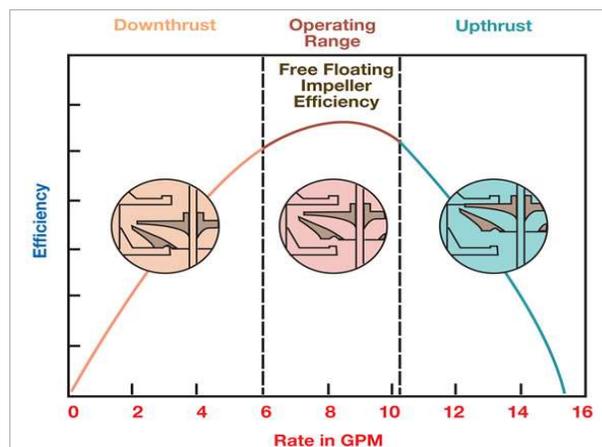


Figura 4.19. Posicionamiento de los impulsores dentro de las etapas en condiciones de empuje descendente (downthrust), en condiciones óptimas de operación (operating range) y en condiciones de empuje ascendente (upthrust).

Fuente: (IPMS, 2016)

La condición de downthrust se debe a la condición de bajo flujo o a las tasas mínimas recomendadas para una determinada bomba; esto quiere decir que la bomba se encuentra operando con un flujo menor al óptimo, generando que la posición de los impulsores dentro de las etapas se posicionen como se muestra en la figura a continuación, generando fricción y por lo tanto el desgaste del material.

Cabe destacar dos cosas. Primero, que la condición de empuje ascendente, a pesar de ser menos probable que una condición de empuje descendente, es más riesgosa que esta última. Segundo, que el desgaste de las etapas por la condición de downthrust, se ve acelerada con la presencia de sólidos abrasivos en el fluido de producción. En el caso de una condición de bajo flujo, y por lo tanto de la condición de downthrust, las curvas de monitoreo presentarán la siguiente tendencia:

Tabla 4.8. Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta a la condición de bajo flujo.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

PARÁMETRO	Q [BFPD]	WHP [psi]	AMP [amp]	PDP [psi]	PIP [psi]	ΔP [psi]	TM [°F]	TI [°F]
TENDENCIA	↓	↘	↘ Progresivo, función del caudal	→	↘	↗	↘	→

Por definición, la condición de downthrust se genera por el bajo flujo, por lo que el primer indicativo de que el equipo se encuentra en downthrust es la disminución del **caudal (Q)**, hasta que la bomba opere fuera de su rango óptimo de operación. Aun así, se necesita analizar los otros parámetros de monitoreo ya que, para determinar que ha habido una disminución en la tasa de flujo, se necesitan de pruebas de producción en campo, que en muchos casos se realizan una sola vez por mes (Ver Tabla 3 ACSD-025 WO Pruebas de producción Anexo A-8; Tabla 1 ACSD-015 WO3 Pruebas de producción Anexo A-11; Figura 1 CNOF-056 WO1 Producción vs. Tiempo).

Una indicación inicial de los cambios de caudal es la **presión diferencial (ΔP)** de la bomba, pues esta es el resultado de la diferencia entre la **presión de succión (PIP)** y la **presión de descarga (PDP)**. La PDP es un parámetro que se mantendrá relativamente estable, ya que la bomba será capaz de generar la suficiente presión para levantar una cantidad baja de fluido a superficie. En contraste, el bajo flujo

genera que la PIP tienda a la disminución, pues un bajo aporte de fluidos provocará que la presión ejercida por la altura de la columna sobre la succión de la bomba sea menor, pues dicha altura tenderá a la disminución. Como conclusión el valor de la ΔP comenzará baja y aumentará gradualmente, indicando una disminución gradual del caudal.

Un indicativo del bajo flujo, es apoyado por la disminución gradual de la **carga de motor (AMP)**, debido a que el bajo flujo proporcionado a la bomba generará que esta necesite de un menor esfuerzo para levantar fluidos hacia superficie.

Las condiciones de bajo flujo tienen múltiples efectos negativos en un equipo BES, especialmente con respecto a las condiciones de enfriamiento. La **temperatura del motor (TM)** se beneficia de la refrigeración proporcionada por el fluido producido que pasa alrededor de la carcasa del motor antes de entrar en la entrada de la bomba. A pesar de esto, la TM no es el mejor indicativo de una condición de bajo flujo, pues aunque la bomba opere fuera de su rango óptimo de operación, el fluido seguirá circulando alrededor del motor. La TM se comporta como un buen indicador del bajo flujo cuando esta condición es severa, es decir el flujo es muy bajo, generando así que no sólo este parámetro aumente, si no que se verá además la reacción de cambio de la **temperatura de succión (TI)**.

4.1.2.1.3.1.1. BAJO FLUJO Y GAS LIBRE EN RESERVORIOS DEPLETADOS

Las bombas centrífugas son eficientes en el movimiento de líquidos, pero pueden bloquearse rápidamente con pequeñas cantidades de gas libre. A medida que se produce el petróleo, la presión del yacimiento cae por debajo del punto de burbujeo y por lo tanto el gas sale de solución y se expanden en la fase líquida. Hasta cierto punto de la vida productivo del reservorio, el gas en expansión agrega energía al sistema y mantiene la presión del reservorio pues, además el gas en el aceite puede ayudar a reducir la viscosidad de la fase líquida y así facilitar el flujo desde el reservorio hacia el pozo. A medida que el depósito madura y las presiones caen por debajo del punto de burbujeo, una cantidad creciente de gas sale de la solución, y parte de este gas libre debe ser producido por el ESP; esta es una de las causas *shut downs* del equipo BES que se presenta aunado en pozos con bajo flujo.

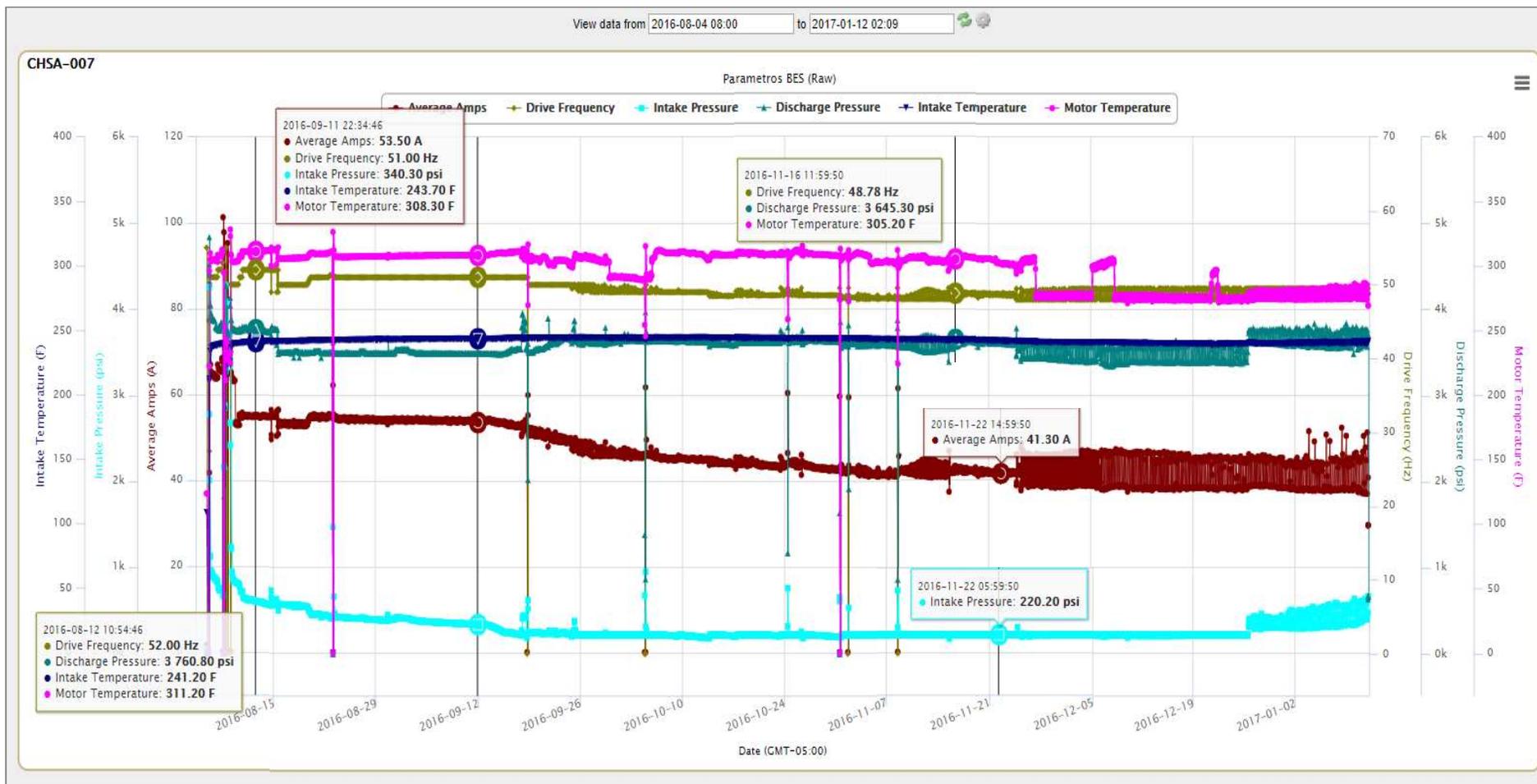


Figura 4.20. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde a la condición de bajo flujo para el pozo CHSA-007/WO1. El anexo A-15 corresponde al análisis e interpretación a detalle del comportamiento de las curvas de monitoreo para este pozo.

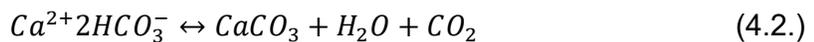
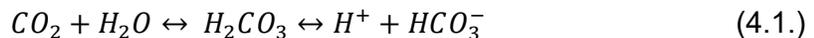
Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI. – Centro de Monitoreo Auca.

El manejo de gas aunado a la condición de bajo flujo, se ve refleja en las curvas de monitoreo especialmente en el amperaje, cuyos valores disminuyen progresivamente con la presencia de una alta variabilidad. En la sección 2.1.2.1.4 se menciona los efectos del gas libre para equipos.

4.1.2.1.4. PRECIPITACIÓN / DEPÓSITO ESCALA EN COMPONENTES DEL EQUIPO BES

Las incrustaciones o escala, de forma simple, son compuestos resultantes de la cristalización y precipitación de las sales presentes en el agua de formación. Para poder entender cómo la escala genera la falla de los componentes BES, es necesario explicar qué condiciones o que factores favorecen la formación de la misma.

La formación y depositación de escala, de forma breve, se explica de la siguiente manera. El dióxido de carbono (CO_2) al entrar en contacto en el agua produce ácido carbónico (HCO_3). El ácido carbónico puede disociarse a través de una segunda reacción en un ion de bicarbonato (HCO_3^-). El carbonato de calcio ($CaCO_3$) se forma cuando el ion Ca^{2+} acuoso entra en contacto con el CO_2 disuelto en equilibrio con el ion bicarbonato, y bajo las condiciones termodinámicas correctas que favorezcan la reacción de precipitación.



El agua en la formación de carbonato contiene una abundancia de cationes de calcio divalentes (Ca^{2+}). El comienzo de producción de agua o el uso del agua como método de recuperación es, representa la posibilidad de generarse problemas potenciales de incrustaciones. A continuación se presenta una generalización de la respuesta de los parámetros de monitoreo a esta condición.

En el Anexo A-16 y Anexo A-17 se presentan casos de estudio representativos a partir del cual se llegó a dichas conclusiones.

4.1.2.1.4.1. RESPUESTA DE LOS PARÁMETROS DE MONITOREO A LA CONDICIÓN DEPOSITACIÓN DE ESCALA EN LOS COMPONENTES DEL EQUIPO BES

La escala que se forma durante la producción se convierte en un problema potencial para la integridad del motor y para la eficiencia de la bomba.

Como se explicó en la sección 2.1.2.2.3, la temperatura del motor depende del fluido circulando alrededor de su carcasa. Cuando la escala se deposita, lo hacen en primer lugar en la carcasa, formando una capa que hará disminuir la capacidad de transferencia de calor al fluido circulante y, en consecuencia, producirá el sobrecalentamiento del motor. En estos casos, las curvas de monitoreo presentarán la siguiente tendencia:

Tabla 4.9. Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta a la depositación de escala en las paredes de motor.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

PARÁMETRO	Q [BFPD]	WHP [psi]	AMP [amp]	PDP [psi]	PIP [psi]	ΔP [psi]	TM [°F]	TI [°F]
TENDENCIA	→	→	→	→	→	→	↗	→

La formación de escala en el motor es uno de los problemas que, por decirlo de alguna manera, es más fácil de identificar ya que, en primera instancia, el factor que varía independientemente del resto de parámetros, es la **temperatura del motor (TM)**. Un incremento de este parámetro permite asignar un diagnóstico de formación de escala en el motor, pues la variación en la TM es una variable aislada y progresiva frente al resto de parámetros que registran un comportamiento prácticamente estable.

Por otro lado, la depositación de escala en los componentes de la bomba, alterará la ruta óptima del flujo de fluidos, reducirá la eficiencia de bombeo, y tendrá efecto en la libertad de movimiento de las partes móviles, pudiendo ocasionar el atascamiento de sus componentes. La respuesta del comportamiento de los parámetros de monitoreo dependerán del lugar donde se deposite la escala. De depositarse en la succión, el comportamiento de los parámetros será similar al mostrado en la tabla 4.2.

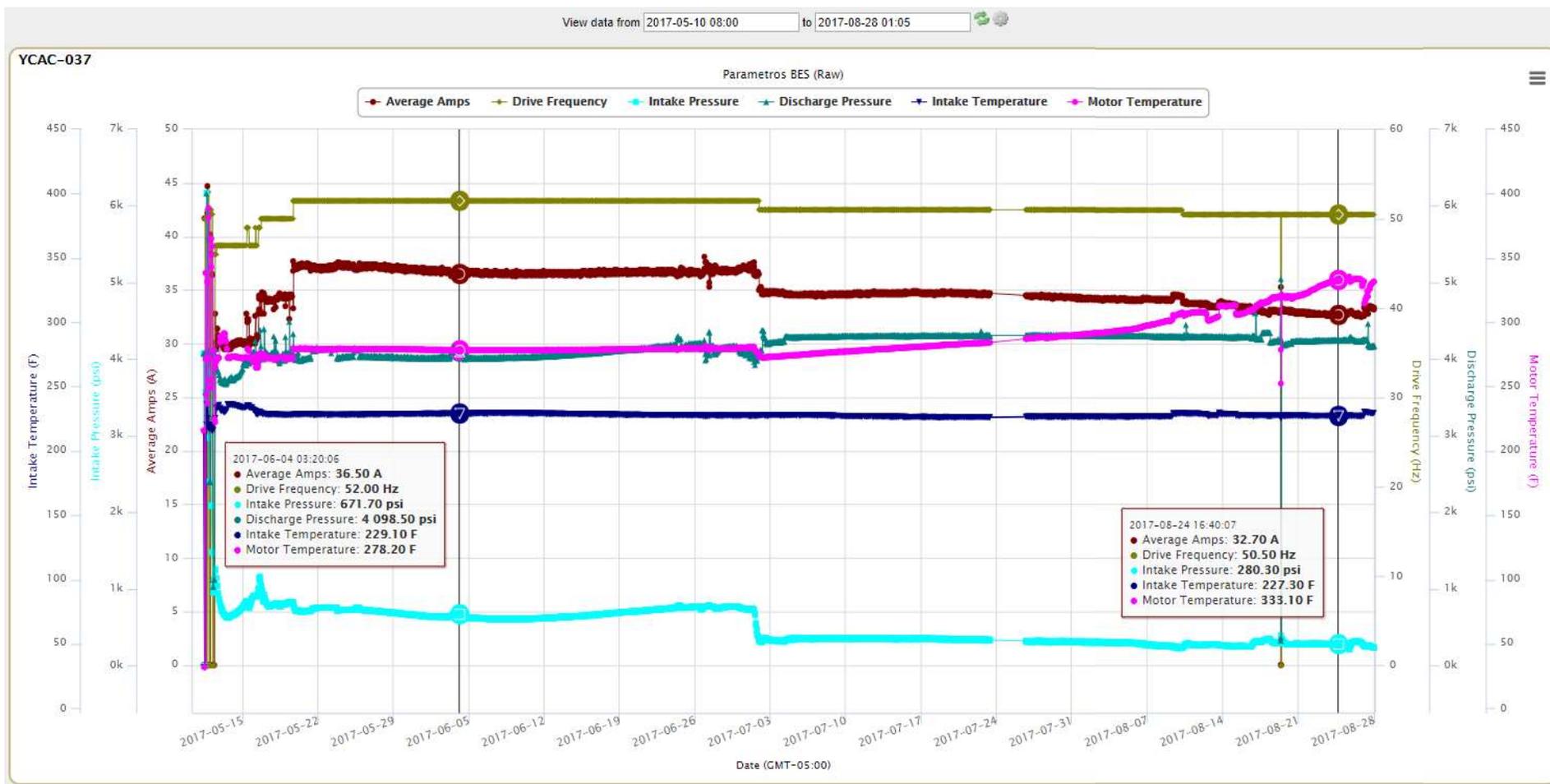


Figura 4.21. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al depósito de escala en el motor, para el pozo YCAC-037/WO1. El anexo A-16 corresponde al análisis e interpretación a detalle del comportamiento de las curvas de monitoreo para este pozo.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI. – Centro de Monitoreo Auca.

4.1.2.2. RESUMEN DE LA IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS

La tabla a continuación es un condensado de las tendencias que presentan las curvas de monitoreo como respuesta a una determinada condición, siendo este el resultado principal esperado en este estudio.

Tabla 4.10. Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta a las condiciones de operación que generan fallas en los equipos BES del Bloque 61- Auca.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

CONDICIÓN	EFECTO	TENDENCIAS							
		Q [BFPD]	WHP [psi]	AMP [amp]	PDP [psi]	PIP [psi]	ΔP [psi]	TM [°F]	TI [°F]
PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CON CONTENIDO DE SÓLIDOS	DESGASTE DE LOS COMPONENTES POR ABRASIÓN Y/O EROSIÓN	↘	↘	↘ Suave / Progresivo	↘	↗	↘	↗	↗
	TAPONAMIENTO DE LA SUCCIÓN	↓	↘	↘ Sin variabilidad	↘	↑	↓	↗**	→**
	TAPONAMIENTO DE LAS ETAPAS	↓	↘	↗ Variabilidad	↘	↗	↘	↗	→**
RECIRCULACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING CASING		↘	↘	→* Ligero aumento	↘	↑ Aumento progresivo	↓	→↗* Ligero aumento	→
BAJO / NO FLUJO	DOWNTHRUST	↓	↘	↘ Progresivo, función del caudal	→	↘	↗	↘	→
PRECIPITACIÓN / DEPÓSITO DE ESCALA EN COMPONENTES DEL EQUIPO BES	SOBRECIENTAMIENTO DEL MOTOR	→	→	→	→	→	→	↗	→
	ATASCAMIENTO DE COMPONENTES	↘	↘	↘	↘	↗	↘	↗	↗

* La tendencia es de aumento ligero progresivo, pero según la severidad de la comunicación este parámetro puede llegar a aumentar considerablemente en conjunto con la carga de motor. ** Este parámetro no es un buen indicador para esta condición ya que su tendencia es dependiente de otros factores.

4.1.2.3. IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS Y LÓGICA DIFUSA

A continuación se tiene un ejemplo de aplicación de la lógica difusa con el propósito de ilustrar cómo esta, en conjunto con el reconocimiento de tendencias, puede utilizarse para proporcionar diagnóstico de las condiciones que se encuentran afectando al sistema BES. Este ejemplo consta de tres pasos y hace uso de un número limitado de datos obtenidos de los sistemas de monitoreo y mediciones de campo para un sistema BES.

De forma simple, los problemas comunes en un sistema de BES en funcionamiento se pueden diagnosticar mediante comparar los valores de los parámetros medidos versus los valores asociados con un sistema que está funcionando de forma estable (Ver figura 4.22). Esto permite que problemas específicos y la variación de los parámetros de monitoreo como respuesta a este problema, puedan detectarse mucho antes de que se vuelva obvio, con la finalidad de identificar por qué un sistema no está funcionando como se esperaría y responder a condiciones emergentes antes de que resulten en tiempo de inactividad. En consecuencia, este análisis sería aplicable a los sistemas BES que operan en un estado estable, donde se pueden determinar los rangos de medición normales. Cabe destacar que esto no es aplicable al diagnóstico de problemas durante el inicio del sistema o cuando factores externos alteran dinámicamente funcionamiento del equipo BES.

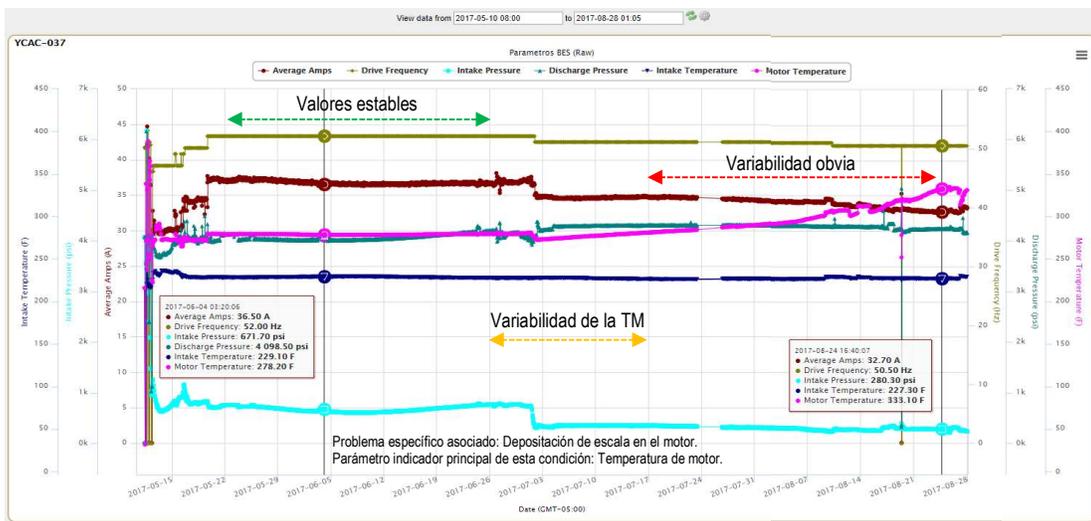


Figura 4.22. Comportamiento representativo de las curvas de monitoreo acorde al depósito de escala en el motor comparación entre valores estables y variables de los parámetros de monitoreo. Este caso corresponde al comportamiento de las curvas de monitoreo ante la presencia de escala en el motor, donde el principal indicador es la temperatura de motor.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI. – Centro de Monitoreo Auca.

4.1.2.4. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Para este estudio se identificaron principalmente cuatro condiciones características de los campos del B61A, que impactan a los equipos BES, siendo estos: producción de fluidos con contenido de sólido, recirculación de fluidos por comunicación tubing casing, bajo flujo y precipitación/depósito de escala en componentes del equipo

BES; y los respectivos efectos que generan la degradación del desempeño del sistema y su posterior falla.

Además, como se muestra en la tabla 4.10, cada una de estas condiciones genera un patrón de comportamiento o tendencias de comportamiento asociadas en las curvas de monitoreo.

4.1.2.4.1. TENDENCIAS ASOCIADAS A UNA DETERMINADA CONDICIÓN

Como ejemplo de aplicación se tomará el caso del pozo ACSD-015 correspondiente al cuarto caso de estudio (Ver anexo A-11), donde se generó el bloqueo de la succión de la bomba por la depositación de sólidos. Este pozo tuvo un tiempo de vida de 480 días. Los patrones de comportamiento de las curvas de monitoreo asociados a la condición de bloqueo de la succión de la bomba se pueden ver en la tabla 4.11. (Véase la sección 4.1.2.1.1.2 para la explicación de estas tendencias).

Tabla 4.11. Tendencia de los parámetros de monitoreo como respuesta al taponamiento de la succión de la bomba.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

TAPONAMIENTO DE LA SUCCIÓN								
PARÁMETRO	Q [BFPD]	WHP [psi]	AMP [amp]	PDP [psi]	PIP [psi]	ΔP [psi]	TM [°F]	TI [°F]
TENDENCIA	↓	↘	↘ Sin alta variabilidad	↘	↑	↓	↗**	→**

* Este parámetro no es el mejor indicador para esta condición ya que su tendencia es dependiente de otros factores, es decir que no siempre se esperaría una tendencia determinada.

4.1.2.4.2. IDENTIFICACIÓN DE CONDICIONES ESTABLES E INESTABLES

Se procede a identificar las condiciones inestables o anormales de operación. Se toma el valor de cada parámetro cuando las curvas presentan variabilidad, y se toma el valor de cada parámetro cuando el sistema está funcionando de forma estable. Esto se logra a partir de las curvas históricas de monitoreo, en donde se logre identificar cuando el sistema alcanza un estado estable o curvas planas.

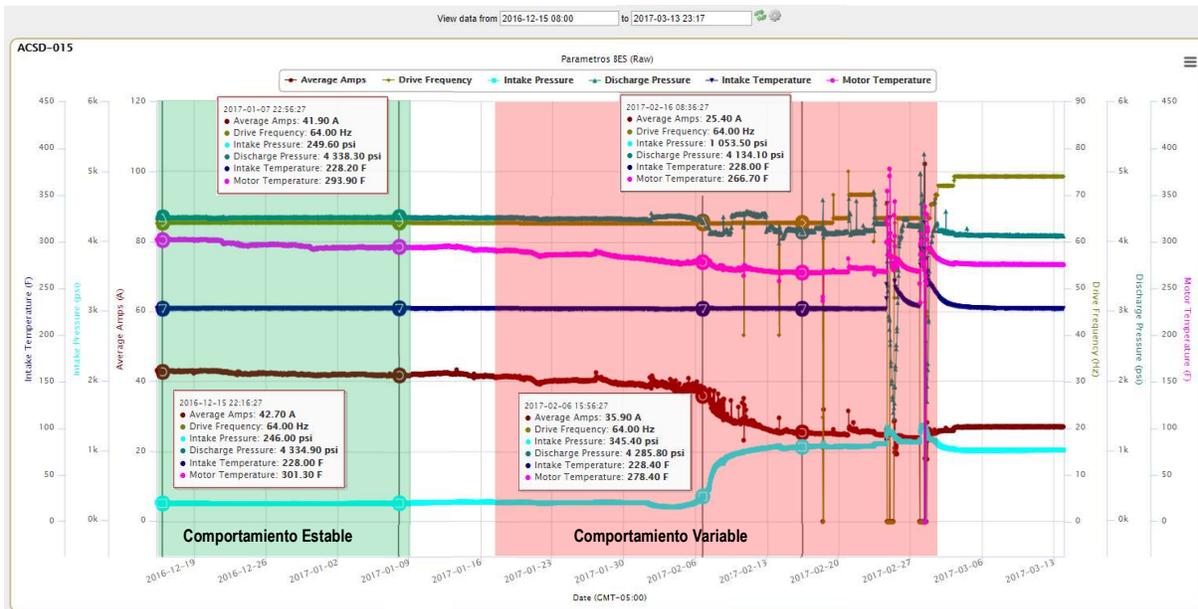


Figura 4.23. Delimitación de zona de comportamiento estable y variable. Se muestra el comportamiento de las curvas de monitoreo de un periodo de 88 días para el pozo ACSD-015. En el anexo A-11 se muestran las curvas correspondientes a todo el periodo de operación del equipo BES.

Fuente: Plataforma de monitoreo de equipos de bombeo eléctrico sumergible ZEDI. – Centro de Monitoreo Auca.

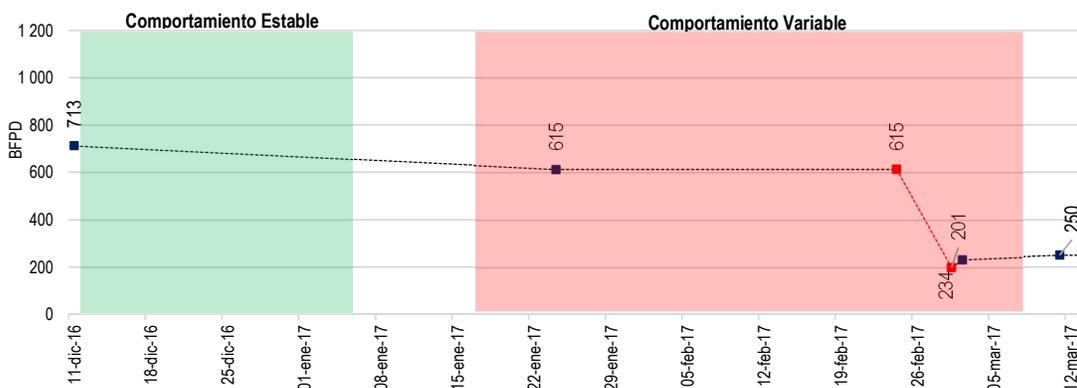


Figura 4.24. Delimitación de zona de comportamiento estable y variable. Se muestra el comportamiento de la producción dentro de un periodo de 88 días para el pozo ACSD-015. En el anexo A-11 se muestra el comportamiento de la producción correspondiente a todo el periodo de operación del equipo BES.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A., Pruebas de Producción, 2017)

4.1.2.4.3. LÍMITES DE VARIACIÓN

Se procede a identificar los límites o rangos de variaciones en los cuales se encontraron fluctuando las variables dentro de la zona de comportamiento estable.

Esto se puede hacer restando un porcentaje del valor normal, o mediante identificar la variación de los valores durante el funcionamiento estable; esto dependerá del criterio del analista. Como caso práctico de la metodología de aplicación de la lógica difusa se procederá a restar un 10% de los valores de los parámetros de monitoreo correspondientes a una condición de operación normal.

Tabla 4.12. Límites de variación de los valores de los parámetros de monitoreo correspondientes a la condición de operación del pozo ACSD-015.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Pn	Parámetro	Valor mínimo	Valor medio	Valor Máximo
P1	Q [BFPD]	590.9	656*	721.6
P2	WHP [psi]	-	- **	-
P3	AMP [amp]	37.8	42	46.2
P4	PDP [psi]	3902.4	4336	4769.6
P5	PIP [psi]	223.2	248	272.8
P6	TM [°F]	265.5	295	324.5
P7	TI [°F]	205.2	228	250.8

* Dado que el caudal es un parámetro de monitoreo por medio de pruebas de campo, se toma como valor medio, el valor de la producción considerándose su declinación lineal entre dos mediciones. **No se tiene valores para este parámetro.

4.1.2.4.4. GRADOS DE CERTEZA

El resultado de identificar un rango normal de valores se conoce como **función de pertenencia** de un conjunto, la cual nos indica el grado en que cada elemento de un universo dado, pertenece a un conjunto. Para entender mejor este concepto, vamos a tomar los valores de PIP que se definió en la tabla 4.12 para nuestro caso ejemplo.

Pn	Parámetro	Valor mínimo	Valor medio	Valor Máximo
P5	PIP [psi]	223.2	248	272.8

El resultado de identificar el rango de valores normales es una función de pertenencia para el parámetro de PIP como se muestra en la figura 4.26. Basado en esta función de pertenencia, puede calcular si es que los valores medidos de PIP son altos o bajos en comparación al rango de variación que se impuso como normal.

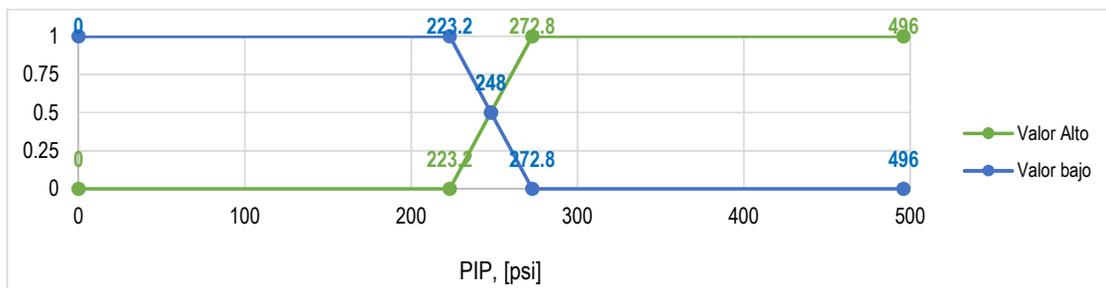


Figura 4.25. Función de pertenencia para la PIP del caso ejemplo.
Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Por ejemplo, digamos que el rango normal en el cual varía la PIP para nuestro ejemplo es como valor mínimo 223.2 psi; valor normal 248 psi; valor máximo 272.8 psi. De tenerse un valor medido de PIP de 200 psi, entonces la presión de PIP pertenece a (“Valor bajo” = 1) y también pertenece a (“Valor alto”= 0). De tenerse un valor medido de PIP de 300 psi, entonces la presión de PIP pertenece a (“Valor bajo” = 0) y también pertenece a (“Valor alto”= 1). Ahora, ¿Cómo se definiría de tenerse un valor de PIP=260 psi? En la lógica difusa, cualquier valor en el rango normal tiene un componente “Valor alto” y “Valor bajo” y el grado de verdad se cuantifica por un número entre (0) y (1).

4.1.2.4.5. VALORES MEDIDOS

Se procede a tomar los valores de los parámetros de monitoreo medidos cuando se tiene un comportamiento inestable. En la figura 4.25, se tiene delimitado con un cuadro rojo la zona donde se nota un comportamiento variable; se tienen los valores de medición para dos eventos, el primero cuando se puede percibir una cierta variación y el segundo cuando la variación es muy notoria.

Tabla 4.13. Límites de variación de los valores de los parámetros de monitoreo correspondientes a la condición de operación del pozo ACSD-015.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Pn	Parámetro	Valor mínimo	Valor medio	Valor Máximo	Valor medido (2017-02-06)	Valor medido (2017-02-16)
P1	Q [BFPD]	590.9	656*	721.6	615	615*
P3	AMP [amp]	37.8	42	46.2	35.90	25.40
P4	PDP [psi]	3902.4	4336	4769.6	4285.8	4134.1
P5	PIP [psi]	223.2	248	272.8	345.4	1053.50
P6	TM [°F]	265.5	295	324.5	278.4	266.70

Una vez obtenidos los valores medidos cuando se tiene un comportamiento inestable, se procede a designar “incremento” a aquellos parámetros cuyo valor se espera tener una tendencia incremental, y la de “decremento” a aquellos parámetros cuyo valor se espera tener una tendencia decremental.

Tabla 4.14. Límites de variación de los valores de los parámetros de monitoreo correspondientes a la condición de operación del pozo ACSD-015.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Pn	Parámetro	Valor mínimo	Valor medio	Valor Máximo	Valor medido (2017-02-06)	Valor medido (2017-02-16)	Tendencia
P1	Q [BFPD]	590.9	656*	721.6	615	615*	Decremento ↓
P3	AMP [amp]	37.8	42	46.2	35.90	25.40	Decremento ↘
P4	PDP [psi]	3902.4	4336	4769.6	4285.8	4134.1	Decremento ↘
P5	PIP [psi]	223.2	248	272.8	345.4	1053.50	Incremento ↑
P6	TM [°F]	265.5	295	324.5	278.4	266.70	Incremento ↗

El próximo paso es componer los resultados en un solo número que represente el grado de verdad de la condición. La forma en la cual se calcula este resultado puede ser diferente ya que este depende del modelo o algoritmo creado por el experto. En este ejemplo, la posibilidad de que se dé la condición de bloqueo de la succión de la bomba por la depositación de sólidos se considera válida si todas las reglas coinciden con cierto grado de verdad. Por lo tanto, el resultado de aplicar las reglas usando lógica difusa es el mínimo de todos los factores.

$$F(t. decremento) = \text{MIN} \left(\frac{\text{Valor}_{\text{máx}} - \text{Valor}_{\text{medido}}}{\text{Valor}_{\text{máx}} - \text{Valor}_{\text{mín}}}, 1 \right) \quad (4.3)$$

$$F(t. incremento) = 1 - F(t. decremento) \quad (4.4)$$

Ejemplo de cálculo para la PIP, parámetro cuya tendencia se espera que sea de incremento:

Pn	Parámetro	Valor mínimo	Valor medio	Valor Máximo	Valor medido (2017-02-06)	Tendencia
P5	PIP [psi]	223.2	248	272.8	345.4	Incremento ↑

$$F(t. decremento)_{2017-02-06} = \text{MIN}\left(\frac{272.8 - 345.4}{272.8 - 223.2}; 1\right)$$

$$F(t. decremento)_{2017-02-06} = \text{MIN}(-1.47; 1)$$

$$F(t. decremento)_{2017-02-06} = 0$$

$$F(t. incremento)_{2017-02-06} = 1 - F(t. decremento)_{2017-02-06}$$

$$F(t. incremento)_{2017-02-06} = 1 - 0$$

$$F(t. incremento)_{2017-02-06} = 1$$

Ejemplo de cálculo para la PDP, parámetro cuya tendencia se espera que sea de decremento:

Pn	Parámetro	Valor mínimo	Valor medio	Valor Máximo	Valor medido (2017-02-06)	Tendencia
P4	PDP [psi]	3902.4	4336	4769.6	4285.8	Decremento ↓

$$F(t. decremento)_{2017-02-06} = \text{MIN}\left(\frac{4769.9 - 4285.8}{4769.6 - 3902.4}; 1\right)$$

$$F(t. decremento)_{2017-02-06} = \text{MIN}(0.558; 1)$$

$$F(t. decremento)_{2017-02-06} = 0.558$$

Para todas las demás variables se tienen los siguientes resultados

Tabla 4.15. Cálculo de Pi para cada valor de parámetro de monitoreo medido.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Pn	Parámetro	Valor mín	Valor medio	Valor Máx	Valor medido (2017-02-06)	Valor medido (2017-02-16)	Tendencia	Fi (2017-02-06)	Fi (2017-02-16)
P1	Q [BFPD]	590.9	656*	721.6	615	615*	Decremento ↓	0.81	0.81
P3	AMP [amp]	37.8	42	46.2	35.90	25.40	Decremento ↓	1	1
P4	PDP [psi]	3902.4	4336	4769.6	4285.8	4134.1	Decremento ↓	0.56	0.73
P5	PIP [psi]	223.2	248	272.8	345.4	1053.50	Incremento ↑	1	1
P6	TM [°F]	265.5	295	324.5	278.4	266.70	Incremento ↗	0.78	0.98

Una vez obtenidos los valores de Pi se procede a calcular el grado de certeza, dado por

$$\text{Grado de certeza} = \text{MIN}(F_{P1}, F_{P3}, F_{P4}, F_{P5}, F_{P6})$$

$$\text{Grado de certeza}_{2017-02-06} = \text{MIN}(0.81; 1; 0.56; 1; 0.78) = 0.56$$

$$\text{Grado de certeza}_{2017-02-16} = \text{MIN}(0.81; 1; 0.73; 1; 0.98) = 0.73$$

Con estos resultados se puede concluir que del conjunto de parámetros con los cuales se analizó el grado de certeza de que se haya un taponamiento al nivel de la succión de la bomba sea del 56% y del 73% de grado de certeza, para cada fecha respectivamente.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La metodología del presente estudio permite el direccionamiento de la investigación conforme a los resultados. Es por ello que a continuación y previo a las conclusiones y recomendaciones finales de este estudio, se procederá a dar un resumen de los resultados obtenidos a lo largo de este estudio.

Tabla 5.1. Tabla de conclusiones respecto a resultados.

Elaborado por: María Alfonsina Trujillo

Objetivo específico	Etapa	Resultado/Conclusión
<i>Generación de estadísticas sobre las condiciones o eventos más frecuentes que generan fallas en los equipos BES en el B61A a partir de la información de la base de datos de confiabilidad.</i>	Base de datos de confiabilidad.	Se generaron consideraciones para escoger del total de la población de pozos registrados en la base de datos de confiabilidad, los sujetos con características relevantes para nuestro estudio.
	Delimitación de la muestra para la generación de la estadística.	De un total de 293 pozos registrados en la base, se consideraron relevantes para la generación de estadísticas, 100 pozos intervenidos por fallas BES y 23 por fallas de completación.
	Condiciones propias de los campos del bloque 61 que generan fallas.	De esta estadística se logró determinar que la producción de sólidos y el bajo flujo, y en menor proporción, la escala, son las causas principales para la falla prematura de los equipos BES operando en los campos del B61A.
<i>Identificación de tendencias en las curvas de los parámetros de monitoreo para la identificación de las condiciones propias de los campos del B61A que generan la falla de los equipos BES.</i>	Definición de los sujetos relevantes para la identificación de tendencias (estudio de casos).	Del total de 12 pozos cuya causa de falla se identificó por medio del desmantelamiento del equipo BES, y fue causada por la condición de operación propia de pozo, se escogieron los pozos en los cuales se identificó las tendencias de comportamiento de las curvas de monitoreo.
	Revisión de información de cada uno de los sujetos	La metodología de este estudio hizo necesario la revisión de grandes cantidades de información histórica que permitió la interpretación del comportamiento o tendencia que presentaron las curvas de monitoreo.
	Identificación de tendencias	Debido a los diferentes factores que se pueden encontrar afectando el rendimiento de un equipo BES, se presentó cierta dificultad en la identificación de tendencias de comportamiento en las curvas de monitoreo.
<i>Evaluación de condiciones de operación mediante simulaciones con software para la determinación del impacto de la producción de sólidos, bajo flujo y escala en el equipo BES.</i>	Operación de la bomba en un escenario de sólidos, escala y bajo flujo.	Simulaciones permitieron determinar que estas condiciones generaron que la bomba opere fuera de su rango óptimo, lo que se traduce en la pérdida de la capacidad de levantamiento de la misma, en un tiempo relativamente corto en comparación al tiempo que se preveía que el equipo debía operar.

<i>Identificar las condiciones operativas las cuales generan comportamientos anormales de operación, registradas en el monitoreo.</i>	Presencia de sólidos en los fluidos de producción	Tiene tres principales efectos en el equipo BES: bloqueo de las etapas, taponamiento de la succión, desgaste de los componentes por abrasión/erosión.
	Bajo flujo	Genera la condición de downthrust, con lo cual se genera también el desgaste de los componentes
	Escala	La deposición de escala genera el sobrecalentamiento del motor y/o el atascamiento de los componentes internos de la bomba.
<i>Evaluación de métodos de modelamiento para la prevención de fallas.</i>	Métodos de modelamiento	Existen tres formas de modelamiento: matemático, basado en el análisis de datos, basado en conocimiento experto. De estos, el modelamiento basado en conocimiento experto permitiría la generación de un algoritmo que pueda ser aplicado en la prevención de fallas de equipos BES.
	Lógica difusa	La lógica difusa es una forma de modelamiento experto que permite identificar de manera más precisa y mediante la evaluación de diferentes parámetros de operación BES, el grado de certeza de que una determinada condición se encuentre afectando el desempeño del equipo.
	Tendencias y lógica difusa	La lógica difusa se ha considerado en diversas publicaciones como el método de modelamiento más práctico, en el cual se puede hacer uso del reconocimiento de tendencias identificadas mediante este estudio.

5.1. CONCLUSIONES

Por medio la estadística de fallas se logró determinar que la producción de sólidos y el bajo flujo, son las causas principales para la falla prematura de los equipos. A partir de la estadística de fallas se escogieron los casos representativos para llevar a cabo la identificación de tendencias de comportamiento de las curvas de parámetros de monitoreo logrando asociar dicho comportamiento con las condiciones de operación y características propias de los campos del B61A que afectan el desempeño de los equipos BES.

El uso de DesignPro® como software para simulación permitió determinar el impactó una determinada condición de operación al desempeño del equipo por medio de determinar principalmente la eficiencia a la que se encontraba trabajando el equipo en un determinado momento. Esto permitió de forma cualitativa, para los casos donde fue necesario, observar el impacto que tienen determinadas condiciones de operación en el rendimiento del equipo.

La producción de sólidos y el bajo flujo, son las causas principales para la falla prematura de los equipos. La presencia de sólidos tiene tres principales efectos en el equipo BES: bloqueo de las etapas, taponamiento de la succión, desgaste de los

componentes por abrasión/erosión. El bajo flujo, asociado a la depletación de los reservorios causados por los largos tiempos de producción de los campos más grandes del B61A, genera la condición de downthrust, con lo cual se genera también el desgaste de los componentes. Por otro lado una condición menos frecuente que genera fallas de los equipos es la depositación de escala, que genera el sobrecalentamiento del motor y/o el atascamiento de los componentes. Esta última condición de operación deberá prestársele mayor interés debido al aumento de los cortes de agua asociados a reservorios con una larga vida productiva, genera una condición favorable para la formación de escala.

Se generó un ejemplo práctico de la aplicación de las tendencias que toman las curvas de los parámetros de monitoreo en la lógica difusa. La lógica difusa es un método que permite manejar conceptos inherentemente imprecisos e integrar diversos factores. Se ha presentado la lógica difusa como una forma de cuantificar el grado de certeza de que una determinada condición adversa se encuentre afectando el desempeño de un sistema BES. Se debe tomar en cuenta que la aplicación de la lógica difusa se basa en el conocimiento del especialista y de cómo este formule el algoritmo o modelo, cuales sean las variables que tome para evaluación, así como la disponibilidad de los datos para el análisis.

Por medio del estudio de identificación de tendencias y su asociación a condiciones operativas propias de un campo, se concluye que las tendencias identificadas en las curvas de monitoreo deben ser utilizadas en conjunto con el modelamiento basado en el conocimiento experto y la lógica difusa para la generación de un algoritmo que permita identificar una condición que propicia la falla de un equipo; dicho modelo permitiría prevenir la falla de un equipo BES y por lo tanto extender su tiempo de vida operativa.

5.2. RECOMENDACIONES

Para la determinación de una muestra de pozos y la generación de la estadística de fallas se hizo uso de los datos de la base de confiabilidad, la cual es manejada por diferentes personas dentro de Shaya. Esto genera que diversas personas manipulen la información, y que en algunos casos, esta sea ingresada a la base de

datos de forma incorrecta o sin conocer el las normativas bajo las cuales estas deben ser registradas, (en el caso de Shaya, sin respetarse las normas del estándar), o simplemente no se registra la información completa. Esto genera que cuando se necesite hacer uso de la información de la base de datos, esta sea incorrecta y por lo tanto los resultados obtenidos a partir de estos datos de entrada, será incorrecta. Se debería implementar un sistema de recolección de datos, en donde se requiera que un especialista haga la verificación de la información que se registra en esta base de datos.

Dentro de la estadística de causas de falla se encontró un gran número de equipos BES que fallaron debido a procedimientos operacionales, por lo que se debería tomar en cuenta esta población de pozos para analizar, modificar, reforzar dichos procedimientos operacionales, para la reducción de fallas por este tipo de causas.

La identificación de tendencias se hizo en base a aquellos pozos que contaban con el análisis causa raíz. Hoy en día, este análisis conocido como DIFA, se lo realiza para aquellos pozos cuyo tiempo de operación fue menor a los 180 días. Dado que es de gran interés aumentar la confiabilidad de los equipos, y que esto se hace muchas veces en base a data histórica sobre la falla de equipos BES, se recomienda considerar extender el análisis DIFA para equipos BES cuyo tipo de operación fue mayor a los 180 días. Esto permitirá tener un panorama más claro y preciso de las condiciones que se encuentran afectando el desempeño de los equipos BES y además evaluar nuevos proceso, tecnologías, y métodos bajo a partir de los cuales se pueda extender el tiempo de vida útil de los equipos.

Dado que la identificación de tendencias constituye un paso previo a la generación de modelos basados en el conocimiento experto, se recomienda que para estudios futuros, se considere la generación de algoritmos basados en la lógica difusa para la prevención de fallas, los cuales permitan la prevención de fallas e identificaciones de condiciones que generan las mismas.

BIBLIOGRAFÍA

- Abdelaziz, M., Lastra, R., & Xiao, J. (2017). ESP Data Analytics: Predicting failures for Improved Production Performance. *International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, United Arab Emirates: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/188513-MS>
- AIHE. (2016). *El Petróleo en Cifras*. Asociación de la Industria Hidrocarburifera del Ecuador, AIHE. Quito: Globalcorp. Recuperado el 2018 de Enero de 15
- Awadi, A., Al-huqbali, A., Al-Yazeedi, H., Al-Sukaity, K., Al-harthy, K., & Baillie, A. (2014). ESP Well Surveillance using Pattern Recognition Analysis, Oil Wells, Petroleum Development Oman. *International Petroleum Technology Conference*. Doha, Qatar. doi:<https://doi.org/10.2523/IPTC-17413-MS>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (Tercera ed.). Institut français d'études andines. Recuperado el 9 de Enero de 2018
- Bates, R., Cosad, C., Lance, A., Romero, G., & Shanmugam, V. (1 de Octubre de 2004). Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP. *Oilfield Review*. Recuperado el 10 de Abril de 2018, de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/aut04/03_esp_surveillance.pdf
- Bedrin, Khasanov, Habibbulin, Krasnov, Pashali, Litvinenko, & Prado. (2008). Comparison of ESP technologies for operation at high gas content in pump based on NK Rosneft field tests. *SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition*. Moscú: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/117414-MS>
- Bello, O., Yang, D., Lazarus, S., Shawn, X., & Denny, T. (2017). Next Generation Downhole Big Data Platform for dynamic-driven Well and Reservoir Management. *SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference*

and Exhibition. Abu Dhabi, United Arab Emirates: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/186033-MS>

Bermúdez, F., Carvajal, G., Morica, J., Dhar, J., Md Adam, F., Al-Jasmi, . . . Nars, H. (2014). Fuzzy Logic Application to Monitor and Predict Unexpected Behaviour in Electric Submersible Pumps. *SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition*. Utrecht, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/167820-MS>

Bidone, A. (2012). *Scribd Inc*. Recuperado el 31 de Marzo de 2018, de <https://es.scribd.com/document/94194344/Ab-Bes-Training-Module-b-Bombas>

Boudi, A. (2016). ESP Suffers erosion due to sand production in a mature onshore oil field. *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*. Manama, Kingdom of Bahrain: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/184179-MS>

Cardona, A., Kadio-Morokro, B., & Knight, J. (2016). Probabilistic reduction Data Analysis is Applied to ESP Selection. *SPE North American Artificial Lift Conference and Exhibition*. The Woodlands, USA: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/181222-MS>

Carrasco, J., & Martinez, J. (15 de Noviembre de 2011). Reconocimiento de patrones. *Komputer Sapiens, II*. Recuperado el 1 de Mayo de 2018, de https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/30778872/ks32_1.6MB_compacta.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A&Expires=1525396817&Signature=MNY4172z8DxKlqQ8pUEIxR0lZgl%3D&response-content-disposition=inline%3B%20filename%3DVer_para_aprender_y_aprend

C-FER Technologies. (Enero de 2013). Recuperado el 22 de Marzo de 2018, de <https://www.cfertech.com/sites/cfertech.com/files/nodefiles/814/espfailureomenclature.pdf>

- Chetty, S. (1 de Octubre de 1996). The Case Study Method for Research in Small- and Medium-Sized Firms. *International Small Bussiness Journal*. doi:<https://doi.org/10.1177/0266242696151005>
- Coronel, R. (2014). *Repositorio Institucional UMSA*. Recuperado el 1 de Mayo de 2018, de <http://repositorio.umsa.bo/bitstream/handle/123456789/7878/T.2791.pdf?sequence=1>
- Crockett, B., & Kurrey, K. (2014). Smart Decision Making Needs Automated Analysis. Making Sense Out of Big Data in Real Time. *Intelligence Energy Conference and Exhibition*. Utrecht, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/167879-MS>
- Donald, G., Thornhill, & Zhu, D. (2009). Fuzzy Analysis of ESP System Performance. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Lousiana, USA: Society of Petroleum Engineers. Recuperado el 2 de Mayo de 2018
- El Gindy, M., Abdelmotaal, H., Botros, K., Ginawi, I., Sayed, E., & Edris, T. (2015). Monitoring & Surveillance Improve ESP Operation and Reduce Workover Frecuency. *International Peroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi, UAE: Society orf Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/177926-MS>
- ESP OIL Engineering Consultants. (2004). *Bombeo Electrosurgible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting*. (M. Ramírez, Ed.) Venezuela: ESP OIL International Training Group. Recuperado el 26 de MARzo de 2018, de <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-electrosurgible.pdf>
- Grassian, D., Bahatem, M., Scott, T., & Olsen, D. (2017). Application of a Fuzzy Expert System to Analyse and Anticipate ESP Failure Modes. *International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers. Recuperado el 2 de Mayo de 2018

- Guo, D., Raghavendra, C., Yao, K.-t., Harding, M., Anvar, A., & Patel, A. (2015). Data Driven Approach to Failure Prediction for Electric Submersible Pump Systems. *SPE Western Regional Meeting* (pág. 6). California: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/174062-MS>
- Gupta, S., Saputelli, L., & Nikolau, M. (2016). Big Data Analytics Work Flow to Safeguard ESP Operations in Real-Time.
- Hollund, B. S. (2010). Recuperado el 26 de Marzo de 2018, de <http://hdl.handle.net/11250/182788>
- IPMS. (2016). (International Human Resources Development Corporation.) Recuperado el 15 de Abril de 2018, de <https://www.ipims.com/data/pe12b/PE12B35.asp?UserID=50823&Code=36274>
- Jahnke, P. (19 de Junio de 2015). (Technische Universität Darmstadt) Recuperado el 31 de Abril de 2018, de https://www.ke.tu-darmstadt.de/lehre/arbeiten/master/2015/Jahnke_Patrick.pdf
- Jiménez, C., & Álvarez, H. (29 de Marzo de 2012). *Minería de datos basada en lógica difusa para la interpretación de consultas vagas dependientes del contexto lingüístico*. Recuperado el 1 de Mayo de 2018, de <https://revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/30747>
- Lastra, R. (2016). Ten Year ESP Mean Time Between Failures, Reality or Fiction. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference* (pág. 2). Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/182925-MS>
- Lastra, R. (2016). The Quest for Ultrareliable ESP. *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition* (págs. 1-17). Manama, Kingdom of Bahrain: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/184169-MS>
- Leiva, F. (1996). *Nociones de Metodología de Investigación Científica* (Cuarta ed.). Quito, Pichincha, Ecuador: Dimaxi. Recuperado el 10 de Noviembre de 2017

- Loboda, I., Yepifanov, S., & Feldshteyn, Y. (15 de Junio de 2013). *De Gruyter Online – Academic publishing*. doi:<https://doi.org/10.1515/tjj-2013-0006>
- Madrid, M. (2012). *Portal del Petróleo*. Recuperado el 24 de Marzo de 2018, de <http://www.portaldelpetroleo.com/2012/07/bombeo-electrosumergible-diseno.html>
- Martínez, P. C. (20 de Julio de 2006). Pensamiento & Gestión. En P. C. Martínez Carazo. Barranquilla, Colombia: Universidad del Norte de Colombia. Recuperado el 10 de Marzo de 2018, de redalyc@redalyc.org: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=64602005>
- Moradeyo, A., Oladele, B., Olorode, O., Eremiokhale, O., Sanusi, S., & Blankson, E. (2017). Advanced Analytics for Data-Driven Decision Making in Electric Submersible Pump Operations Management. *Nigeria Annual International Conference as Exhibition*. Lagos: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/189119-MS>
- New Mexico Tech University. (13 de Diciembre de 2012). *slideplayer.com*. Recuperado el 1 de Marzo de 2018, de <http://slideplayer.com/slide/1636618/>
- Olivares, E., Cerda, M., & Orchard, M. (Febrero de 2013). *IEEE Xplore Digital Library*. doi:10.1109/TIM.2012.2215142
- Oppenheimer, C., & Loparo, K. (16 de Julio de 2002). *SPIE Digital Library*. doi:<https://doi.org/10.1117/12.475502>
- Petroamazonas EP. (14 de Diciembre de 2015). Recuperado el 18 de Enero de 2018, de <http://www.petroamazonas.gob.ec/ecuador-recibe-inversiones-por-4-900-millones-de-dolares-de-schlumberger-la-empresa-de-servicios-petroleros-mas-grande-del-mundo/>
- Production Technology. (21 de febrero de 2017). *Production-Technology.org*. Recuperado el 1 de Abril de 2018, de <https://production-technology.org/motor-seal/>

- Quantdare. (30 de Marzo de 2014). Recuperado el 3 de Agosto de 2018, de The scientific blog of ETS Asset Management Factory: <https://quantdare.com/fuzzy-logic/>
- Reyes, C., Trujillo, M. A., & Gallegos, J. (2017). *Campos del B61A*. Shaya Ecuador S.A., Shaya Production Engineering - Artificial Lift. Quito: Shaya Ecuador S.A. Recuperado el 9 de Enero de 2018
- Schlumberger. (1 de Diciembre de 1999). Downhole Monitoring: The Story So Far . *Oilfield Review Winter 199, 11*. Recuperado el 7 de enero de 2018, de https://www.slb.com/resources/oilfield_review/en/1999/or1999_win.aspx
- Schlumberger. (2017). *Artificial Lift Solutions Catalog*. Houston, Texas, United States of America. Recuperado el 7 de Enero de 2018, de https://www.slb.com/services/production/artificial_lift/artificial-lift-catalog.aspx
- Shaya Ecuador S.A. . (2017). *Resumen Ejecutivo Ingeniería*. Reporte diario, Ingeniería de Producción Campo, Puerto Francisco de Orellana. Recuperado el 18 de Enero de 2018
- Shaya Ecuador S.A. (2017). *Base de Confiabilidad de Equipos BES del B61A*. Base de datos, Shaya Ecuador S.A., Production Engineering - Artificial Lift, Quito. Recuperado el 25 de Noviembre de 2017
- Shaya Ecuador S.A. (2017). *Estado de Pozos B61A*. Reporte Mensual de Estado de Pozos, Shaya Ecuador S.A., Quito. Recuperado el 15 de Enero de 2018
- Shaya Ecuador S.A. (2017). *Key Performance Indicators*. Informe de evaluación de equipos BES, Shaya Ecuador S.A., Production Engineering - Artificial Lift, Quito. Recuperado el 4 de Enero de 2018
- Shaya Ecuador S.A. (Septiembre de 2017). Proceso de Análisis de Falla para Pozos con Bombeo Eléctrico Sumergible del Bloque 61 Auca. (C. Reyes Hill, & M. A. Trujillo, Edits.) Quito, Pichincha, Ecuador. Recuperado el 22 de Marzo de 2018

- Shaya Ecuador S.A. (2017). *Pruebas de Producción*. Shaya Ecuador S.A., Ingeniería de Producción. Ingeniería de campo. Recuperado el 20 de Junio de 2018
- SHE, S. d. (2017). *Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador*. Estadístico, Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, SHE, Quito. Recuperado el 15 de Enero de 2018, de <http://www.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/09/Revista-Informe-Anual-del-Potencial-Hidrocarburi%CC%81fero-2017.pdf>
- Sneed, J. (2017). Predicting ESP Lifespan with Machine Learning. *Unconventional Resources Technology Conference*. Austin, Texas: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2669988>
- SPE. (19 de Enero de 2016). *Petrowiki.org*. (Society of Petroleum Engineers) Recuperado el 1 de Marzo de 2018, de http://petrowiki.org/index.php?title=ESP_centrifugal_pump&redirect=no
- SPE. (19 de Enero de 2016). *Petrowiki.org*. (Society of Petroleum Engineers) Recuperado el 31 de Marzo de 2018, de http://petrowiki.org/Use_of_ESPs_in_harsh_environments#Performance_impact_of_abrasives
- SPE. (19 de Enero de 2016). *Petrowiki.org*. Recuperado el 2018 de Abril de 1, de Society of Petroleum Engineers: http://petrowiki.org/ESP_power_cable
- Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations, and Maintenance*. Burlington, Massachusetts, United States of America: Elsevier Inc. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-557-9.00009-9>
- Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations, and Maintenance*. Burlington, Massachusetts, United States of America: Elsevier Inc. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-557-9.00009-9>

- Technopedia. (2018). *Techopedia Inc.* Recuperado el 2 de May de 2018, de <https://www.techopedia.com/definition/1809/fuzzy-logic>
- Theuveny, B., Kosmal, A., Cosad, C., Pulido, F., & Destarac, P. (2005). The Challenge of Federation of Information for Automated Surveillance of ESPs: Field Examples. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Rio de Janeiro, Brazil: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/95129-MS>
- Vandevier, J. (10 de Abril de 2010). Run-time analysis assesses pump performance. *Oil & Gas Journal*. Recuperado el 2018 de Enero de 20, de <http://www.ogj.com/articles/print/volume-108/issue-37/drilling-production/run-time-analysis-assesses-pump-performance.html>
- Williams, S., Cudmore, J., & Stephen, B. (2003). ESP Monitoring - Where's your speedometer? *7th European Electric Submersible Pump Round Table Aberdeen Section* (pág. 5). Society of Petroleum Engineers. Recuperado el 20 de Marzo de 2018, de <http://www.oilproduction.net/files/ESP-Monitoring.pdf>
- Yin, R. (1989). Case Study Research. Design and Methods. En R. Yin. SAGE Publications International Educational and Professional Publisher. Recuperado el 10 de Abril de 2018, de <http://www.madeira-edu.pt/LinkClick.aspx?fileticket=Fgm4GJWVTRs%3D&tabid=3004>