

**EVALUACION Y ANALISIS DEL SISTEMA DE MONITOREO SATELITAL
LIFTWATCHER EN EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

**LIZETH ANDREA DUSSAN GARZON
YULIETH YESENIA MARTINEZ SOTO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA
2012**

**EVALUACION Y ANALISIS DEL SISTEMA DE MONITOREO SATELITAL
LIFTWATCHER EN EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

**LIZETH ANDREA DUSSAN GARZON
YULIETH YESENIA MARTINEZ SOTO**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director:
ERVIN ARANDA ARANDA
Ingeniero de Petróleos
Docente Universidad Surcolombiana**

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

Nota de aceptación:

Presidente de Jurado

Jurado

Jurado

NEIVA_____

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

MARCELA CAVIEDES, Ingeniero de petróleos, Borehole Production Engineer, DCS (*Bogotá, Colombia*), SCHLUMBERGER; por su valiosa colaboración para la realización del proyecto como contacto directo con la empresa.

ERVIN ARANDA ARANDA, Ingeniero de petróleos, profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería; por su valiosa colaboración para la realización del proyecto como director del mismo

ORLANDO MAYORGA, profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

ROBERTO VARGAS CUERVO, Geólogo, profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

MAURA YULIETH CRUZ, JOYCE BOHORQUEZ, AURA OLAYA, SONIA COLLAZOS, JORGE VERNAZA, KATERINE BERNATTE, MARIA JOSE CUELLAR, CRISTIAN CADAVID, GERMAN OCHOA, MANUEL TRUJITO, EFRAIN GUZMAN y demás compañeros, personas que directa o indirectamente participaron con entusiasmo e interés haciendo posible la ejecución de este proyecto.

DEDICATORIA

*Quiero agradecer a **DIOS** por haberme permitido llegar hasta este punto, por haberme dado salud para lograr mis objetivos, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón, por la sabiduría que me da y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante este periodo universitario. Mi madre Lucila y mi padre Gonzalo infinitas gracias por apoyarme en cada etapa de mi vida, por la confianza que me han brindando ya que gracias a ustedes hoy en día estoy culminando mi carrera, los amo mucho y quiero decirles que ustedes son el motor de mi vida.*

Mis hermanos Yuraly, Gonzalo y María Paula quiero agradecerles por su apoyo incondicional en los buenos y malos momentos de mi vida, por sus concejos (regaños) que de alguna u otra forma me ha servido mucho en mi vida, los amo mucho. Mis sobrinos Sofi, Juanda y Nana para que vean en mi una persona que los apoyara siempre, recordarles que siempre serán mis bebés y que los amo con todo mi corazón. A Carlos Manuel por su paciencia, apoyo y amor incondicional durante estos últimos 5 años, te amo mucho.

A mi amiga Yuli por su paciencia, apoyo y dedicación durante la carrera y en este arduo trabajo de grado, la quiero mucho y le deseo muchas bendiciones en su vida. A mis amigos Efra, Joyce, Auris, Germanchis, Katte, Huevis, Jonathan, Soni, Cris, código 20072 gracias por todos los momentos que hemos compartido y espero que sean mucho más, les deseo muchos éxitos en sus vidas, los quiero mucho.

A mis demás familiares y amigos que de una manera u otra han estado presentes en el transcurso de mi vida y/o el desarrollo de este proyecto brindándome apoyo, quiero agradecerles y mis mejores deseos en su futuro.

LIZETH ANDREA DUSSAN GARZON

DEDICATORIA

*Agradezco **DIOS** mi guía, amigo y mejor concejero, dueño absoluto de mi vida, el ser que me ha acompañado en cada momento de este camino, gracias padre celestial por tus mil bendiciones,*

A mi familia por su apoyo especial e incondicional, mis padres LIBARDO MARTINEZ y NANCY SOTO por su amor y comprensión, LOS AMO INFINITAMENTE, mi abuelita DIOCELINA CASTAÑO por amor y oportunos consejos, a los mejores hermanos del mundo HECTOR JIMENEZ e INGRID MARTINEZ, por ser los mejores amigos incondicionales, Dios los bendiga, a EFRAIN GUZMAN, por ser la persona que Dios puso en mi camino para brindarme su amor, apoyo y compañía.

A mi compañera pero ante todo amiga LIZETH DUSSAN quien acepto emprender hace un tiempo este reto en equipo que hoy culmina y es el antecede el final de un largo camino recorrido durante los últimos años.

A todos mis amigos del código 2007-2 y demás compañeros, quienes de una u otra manera brindaron su ayuda para la exitosa finalización de este proyecto.

YULIETH YESENIA MARTINEZ SOTO

RESUMEN

Teniendo en cuenta que los sistemas de levantamiento artificial juegan un papel fundamental en la industria petrolera, por su función de aportar la energía necesaria a los fluidos para llegar a superficie, es de gran importancia que las empresas realicen esfuerzos en mejorar dichos sistemas y contrarrestar las falencias que estos puedan tener. Siendo el Bombeo ElectroSumergible (BES) uno de los sistemas de mayor auge y desarrollo en la industria actualmente, compañías fabricantes de estos equipos se han dado a la tarea de crear y diseñar tanto equipos mejorados y nuevas tecnologías como también estrategias claras que se conviertan en una herramienta funcional durante el crecimiento de esta demanda.

La investigación realiza una revisión general de las bondades y características del bombeo electrosumergible y su evolución a través de la historia como uno de los sistemas de levantamiento artificial con mayor demanda en la actualidad gracias a su versatilidad y funcionalidad, por lo que toma como énfasis una nueva e innovadora herramienta de monitoreo satelital “**Lifwatcher**” diseñada por la compañía **SCHLUMBERGER** con el propósito específico de ayudar a disminuir las pérdidas de producción en los campos en los que se implemente este sistema, como también asegurar una vida prolongada y eficiente del equipo.

El documento muestra las características, funcionalidad y versatilidad de este sistema de monitoreo así como también los beneficios y ventajas que puede generar a la hora de su implementación en campo. Determina las múltiples aplicaciones que puede llegar a tener y que hacen que esta tecnología tenga un gran campo de acción en la actualidad, es importante destacar que además da a conocer la instrumentación, equipos necesarios y el adecuado proceso de la información adquirida para finalmente obtener un diagnóstico eficaz y verdadero. Adicionalmente muestra los casos más comunes y específicos en los que el sistema de monitoreo ha tomado importancia durante su tiempo de funcionamiento y que a su vez en la actualidad funcionarían como ayudan para proporcionar un rápido diagnóstico del problema que pueda presentarse.

Una vez definida la manera en como actúa este sistema en beneficio del bombeo electrosumergible, se realiza un trabajo de monitoreo de veinte pozos con equipos BES en funcionamiento en el país en conjunto con la compañía SCHLUMBERGER, mostrando los parámetros operacionales del sistema y las características de los fluidos y equipos que emplean.

Por último se muestran los resultados obtenidos durante el monitoreo a los pozos de tres diferentes campos en el país y un análisis final para cada uno de ellos que ratifican la importancia de este sistema para la preservación y mejoramiento de los equipos BES. Cabe destacar que la información aquí mostrada de condiciones reales de pozo al igual que los resultados obtenidos en el monitoreo, por normas de confidencialidad y seguridad de la información se han modificado sus nombres.

SUMMARY

Taking into account that the artificial lift systems are an essential role in the oil industry, by function to provide the energy needed to reach surface fluids, it is very important that companies make efforts to improve these systems and counteract the weaknesses they may have. Being that the electro submersible pumping (ESP) is one of the most widely used systems in the industry and currently developed; companies' equipment manufacturers have taken on the task of creating and designing for to new improve equipment and technologies as well as clear strategies to become a functional tool for the growth of this demand.

Research performs a general review of the benefits and features of electro submersible pumping and its evolution through history as one of the artificial lift systems in greater demand today thanks to its versatility and functionality, so it takes as emphasis a new and innovative tool satellite monitoring: "Liftwatcher" implemented by the company **SCHLUMBERGER** for the specific purpose of helping to reduce production losses in the fields in which this system is implemented, as well as ensure long lasting and efficient equipment.

The document shows the features, functionality and versatility of this monitoring system as well as the benefits and advantages that can generate at the time of its implementation in the field. It determines the many applications that this technology and that can have has a great scope at present, it is important highlight that it also discloses instrumentation, equipment needed and adequate process to the acquired information to finally get an effective and true diagnosis. Additionally shows the most common cases and specifics in that the monitoring system has become an important tool during operating time and which in turn nowadays function as support to provide a rapid diagnosis of the problems that may arise.

After defining the way this acts, this system for the benefit of electro submersible pumping, we performed a task of monitoring for a month twenty wells with BES equipment operating in the country in partnership with the company SCHLUMBERGER, showing the operational parameters and system, the characteristics the fluid and equipment used.

Finally we show the results obtained during the monitoring at twenty wells in three different fields in the country and a final analysis for each of them to confirm the importance of that system for the preservation and improvement of ESP equipment. Note that the information is displayed in real conditions as well as the results of monitoring; however, because of rules of confidentiality and information security we have changed the names of the wells.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	VII
SUMMARY	VIII
INTRODUCCION	16
1. GENERALIDADES.....	17
1.1 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	17
1.1.1 Historia del bombeo electrosumergible en el mundo.....	18
1.1.1.1 Arutunoff y la invención del sistema BES.....	18
1.1.1.2 Los primeros años de reda	20
1.1.2 Componentes del sistema de bombeo electrosumergible	22
1.1.2.1 Componentes equipo de superficie.....	23
1.1.2.1.1 Generador Eléctrico	23
1.1.2.1.2 Transformador.....	24
1.1.2.1.3 Variador de Frecuencia	24
1.1.2.1.4 Caja de Conexiones o de venteo.....	26
1.1.2.1.5 Cabezal de Pozo	27
1.1.2.2 Componentes del equipo de fondo	28
1.1.2.2.1 Cable de Potencia	28
1.1.2.2.2 Bomba.....	29
1.1.2.2.3 Separador	32
1.1.2.2.4 Protector o sello	33
1.1.2.2.5 Motor	34
1.1.2.2.6 Sensores.....	37
1.1.3 Ventajas y desventajas del sistema BES	38
1.1.3.1 Ventajas del equipo BES	39
1.1.3.2 Desventajas o limitaciones del equipo BES	39
1.2 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE MONITOREO SATELITAL LIFTWATCHER	40
1.2.1 Antecedentes de monitoreo para equipos BES.....	40
1.2.2 Características del sistema Liftwatcher	42
1.2.3 Equipos especiales para el monitoreo satelital Liftwatcher	42
1.2.3.1 UniConn	43
1.2.3.1.1 Aplicaciones, beneficios y características.....	44
1.2.3.2 BGAN Site Communication Box “SCB”	44
1.2.3.2.1 Aplicaciones, beneficios y características.....	45
1.2.4 Funcionamiento del sistema Liftwatcher	45
1.2.4.1 Recorrido de datos	46
1.2.4.2 Alarmas y Disparos	48

1.2.4.2.1	Disparos.....	48
1.2.4.2.2	Alarmas.....	48
2.	SISTEMA DE MONITOREO SATELITAL LIFTWATCHER	50
2.1	OBTENCION DE DATOS LIFTWATHCER	51
2.1.1	Datos del Variador de Velocidad o frecuencia (VDF).....	51
2.1.1.1	Carga o corriente.....	51
2.1.1.2	Frecuencia.....	51
2.1.2	Datos del sensor de fondo.....	51
2.1.2.1	Presión del Intake (PIP).....	51
2.1.2.2	Presión de Descarga (Pd)	52
2.1.2.3	Temperatura de Motor (Tm).....	52
2.1.2.4	Temperatura del Intake (Ti)	52
2.1.2.5	Vibración (Vib).....	53
2.1.2.6	Corriente de fuga.....	53
2.2	PROCESO DE DATOS, ANALISIS E INTERPRETACIÓN	53
2.2.1	Tecnología de BES.....	53
2.2.2	Procesamiento de datos	54
2.2.3	Análisis e interpretación de datos	54
2.3	COMPORTAMIENTOS ESPECIALES EN PARAMETROS DE MONITOREO	56
2.3.1	Comportamiento normal de un pozo.....	56
2.3.2	Cambio de frecuencia en un equipo BES	56
2.3.3	Comportamiento de operación en Modo Presión	57
2.3.4	Comportamiento de operación en Modo Corriente	57
2.3.5	BES operada sin datos de VSD.....	59
2.3.6	Cambio de giro correcto para un equipo BES.....	59
2.3.7	Equipo BES bloqueado por gas.....	60
2.3.8	BES con problemas de sólidos	61
2.3.9	Comportamiento de un equipo BES trabajando a baja carga.....	61
2.3.10	Comportamiento de un equipo BES afectadas por baches de agua.....	62
2.4	PRINCIPALES EJEMPLOS DE VIGILANCIA, DIAGNOSTICO Y RECOMENDACIONES	63
2.4.1	Perdida de sumergencia de la bomba	63
2.4.2	Cabeza muerta en superficie	64
2.4.3	Aumento de restricción por encima de la BES.....	65
2.4.4	Maximizar la capacidad de las instalaciones de superficie	65
2.4.5	Incorrectas condiciones de Operación del equipo BES.....	66
2.4.6	Captación de datos de prueba de pozo para análisis del sistema.....	67
2.5	BENEFICIOS DEL SISTEMA DE MONITOREO SATELITAL LIFTWATCHER: Caso de estudio Golfo de Suez (GUPCO)	68

2.5.2	Solución.....	68
2.5.3	Resultados Obtenidos	69
2.5.3.1	Número de paradas, encendidos y tiempo de inactividad de la bomba.....	69
2.5.3.2	Reducción en la producción diferida	71
2.5.3.3	Mejora en el programa de inhibidores de incrustaciones en fondo de pozo	72
2.5.3.4	Tiempo de funcionamiento del equipo BES	73
3.	APLICACIÓN Y ANALISIS DEL SISTEMA DE MONITOREO LIFTWATCHER EN EL CONTROL DE PRODUCCION DE ALGUNOS CAMPOS COLOMBIANOS	74
3.1	GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS	74
3.1.1	Campo USCOA	74
3.1.2	Campo USCOB	75
3.1.3	Campo USCOC.....	76
3.2	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION	77
3.2.1	Campo USCOA	78
3.2.1.1	Pozo USCOA-01	78
3.2.1.2	Pozo USCOA-02	78
3.2.1.3	Pozo USCOA-03	79
3.2.2	Campo USCOB	79
3.2.2.1	Pozo USCOB-02	79
3.2.2.2	Pozo USCOB-03	80
3.2.3.1	Pozo USCOC-03	80
3.2.3.2	Pozo USCOC-04	81
3.3	TENDENCIAS Y EVENTOS DEL SISTEMA BES REGISTRADOS DURANTE EL MONITOREO CON EL SISTEMA LIFTWATCHER	81
3.3.1	Pozo USCOA-1	82
3.3.2	Pozo USCOA-02	84
3.3.3	Pozo USCOA-03	86
3.3.4	Pozo USCOA-04	88
3.3.5	Pozo USCOA-05	90
3.3.6	Pozo USCOB-01	92
3.3.7	Pozo USCOB-02	93
3.3.8	Pozo USCOB-03	95
3.3.9	Pozo USCOC-02	96
3.3.10	Pozo USCOC-03.....	98
3.3.11	Pozo USCOC-04.....	99
4.	EVALUACION ECONOMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO LIFTWATCHER EN LOS CAMPOS USCO	101

4.1	CONCEPTOS APLICADOS	101
4.1.1	V.P.N (Valor Presente Neto).....	101
4.1.2	T.I.R (Tasa interna de retorno)	102
4.1.3	R.C.B (Relación Costo-Beneficio).....	102
4.2	CONSIDERACIONES GENERALES	103
4.3	EVALUACION ECONÓMICA	103
4.3.1	Caso 1: Evaluación económica sin inversión en equipos BES.....	103
4.3.1.1	Costos e inversión del proyecto.....	103
4.3.1.2	Ingresos del proyecto	105
4.3.1.3	Flujo de caja neto	105
4.3.1.4	Análisis de Resultados	107
4.3.2	Caso 2: Evaluación económica con inversión en equipos BES.....	108
4.3.2.1	Costos e inversión del proyecto.....	108
4.3.2.2	Ingresos del proyecto	110
4.3.2.3	Flujo de caja neto	110
4.3.2.4	Análisis de Resultados	110
5.	CONCLUSIONES.....	113
6.	RECOMENDACIONES	114
7.	BIBLIOGRAFIA.....	115
8.	ANEXOS	116
8.1	ANEXO 1: GRAFICAS DE PERFIL DE PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS MONITOREADOS.	117
8.1.1	Pozo USCOA-04	117
8.1.2	Pozo USCOA-05	117
8.1.3	Pozo USCOA-06	118
8.1.4	Pozo USCOA-07	118
8.1.5	Pozo USCOA-08	119
8.1.6	Pozo USCOB-01	119
8.1.7	Pozo USCOB-04	120
8.1.8	Pozo USCOB-05	120
8.1.9	Pozo USCOB-06	121
8.1.10	Pozo USCOC-01.....	121
8.1.11	Pozo USCOC-02.....	122
8.1.12	Pozo USCOC-05.....	122
8.1.13	Pozo USCOC-06.....	123

8.2 ANEXO 2: GRÁFICAS DE TENDENCIAS Y EVENTOS DEL SISTEMA BES REGISTRADOS DURANTE EL MONITOREO CON EL SISTEMA LIFTWATCHER	124
8.2.1 Pozo USCOA-06	124
8.2.2 Pozo USCOA-07	126
8.2.3 Pozo USCOA-08	127
8.2.4 Pozo USCOB-04	129
8.2.5 Pozo USCOB-05	130
8.2.6 Pozo USCOB-06	132
8.2.7 Pozo USCOC-01	134
8.2.8 Pozo USCOC-05	136
8.2.9 Pozo USCOC-06	138
8.3 ANEXO 3: COMO LA VIGILANCIA EN TIEMPO REAL AUMENTA EL TIEMPO DE VIDA UTIL DE UN EQUIPO BES	140
8.3.1 Maximización del tiempo de vida y actividad del sistema BES: Como y cuando puede ser mejorado.	140
8.3.2 Protección del sistema BES como herramienta indispensable en el mejoramiento de su vida de funcionamiento.....	146
8.3.3 Instrumentación BES: ¿Cuál es el requisito mínimo y por qué?.....	149
8.3.4 Seguimiento de alarmas	151
8.3.5 Ajuste de parámetros en las alarmas.....	153
8.3.6 La trayectoria de los datos para la toma de rescisiones y las necesidades de personal.	155
8.3.7 Transmisión de datos	157
8.3.8 Grabación de alarmas y seguimiento de eventos a través de acciones correctivas.....	158
8.3.9 Resultados obtenidos	162
8.3.9.1 Número de pozos bajo vigilancia	162
8.3.9.2 Número de paradas / arranques y tiempo de inactividad. (Gráfica 76).....	163
8.3.9.3 Tabla de clasificación de eventos	163
8.3.10 Conclusiones	164

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de sensores de fondo y sus características.....	38
Tabla 2: Parámetros registrados durante el mes de los pozos del campo USCOA.....	75
Tabla 3: Parámetros registrados durante el mes de los pozos del campo USCOB.....	75
Tabla 4: Parámetros registrados durante el mes de los pozos del campo USCOC.....	77
Tabla 5: Costos estimados de la inversión en equipos e instalación (Caso 1).....	104
Tabla 6: Costos estimados en mantenimiento de equipos.....	104
Tabla 7: Costos estimados de producción para el campo USCOB en Dólares/Barril.....	105
Tabla 8: Ingresos por venta de la producción total.....	105
Tabla 9: Flujo de caja neto para la implementación del sistema de monitoreo Satelital Liftwatcher para el Caso 1.....	106
Tabla 10: Costos estimados de la inversión en equipos e instalación (Caso 2).....	109
Tabla 11: Flujo de caja neto para la implementación del sistema de monitoreo Satelital Liftwatcher para el Caso 2.....	111
Tabla 12: Clasificación de las causas más probables.....	160
Tabla 13: Resumen de clasificación de eventos capturados durante un periodo de 30 meses en una población de entre 60 y 80 pozos con equipos BES.....	164

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Distribución de sistemas de levantamiento artificial en el mundo.....	17
Figura 2: Componentes del sistema de bombeo electrosumergible.....	22
Figura 3: Cabezal roscado.....	27
Figura 4: Lado exterior del cabezal.....	28
Figura 5: Componentes del cable de potencia.....	28
Figura 6: Esquema de un separador de gas centrífugo.....	33
Figura 7: Esquema de un protector o sello.....	34
Figura 8: Esquema de un motor trifásico y sus componentes.....	35
Figura 9: Esquema de los principales componentes del motor.....	36
Figura 10: Esquema de un sensor de fondo para equipos BES.....	37
Figura 11: Sistema bes y equipos de adquisición de datos.....	41
Figura 12: Flujo de comunicaciones, conectividad, cooperación y control.....	48
Figura 13: Diferencia entre alarma y disparo.....	49
Figura 14: Ubicación del sensor de fondo.....	52
Figura 15: Interfaz del sistema Liftwatcher.....	55
Figura 16: Comportamiento normal en los parámetros monitoreados en un pozo.....	56
Figura 17: Comportamiento de un equipo BES con el cambio de frecuencia.....	57
Figura 18: Comportamiento de un equipo BES modo Presión.....	58
Figura 19: Comportamiento de un equipo BES modo Corriente.....	58
Figura 20: Comportamiento de una BES en caso de apagado sin datos de VDF.....	59
Figura 21: Comportamiento para un cambio de giro en un equipo BES.....	60
Figura 22: Bloqueo por gas en un equipo BES.....	61
Figura 23: Comportamiento de un equipo BES con problemas de solidos.....	62
Figura 24: Jerarquía de actividades en tiempo real.....	141
Figura 25: Diagrama de bloques de las operaciones BES-Lazos de retroalimentación.....	143
Figura 26: Nueve mediciones analógicas necesarias para la vigilancia.....	151
Figura 27: Diferencia entre “alarmas” y “disparos”.....	153
Figura 28: Papel de división entre el centro del sistema de vigilancia, SCADA y las operaciones de campo.....	156
Figura 29: Flujo de comunicaciones del grupo de Vigilancia 24/7.....	157

LISTA DE FOTOGRAFIAS

Fotografía 1: Armais Arutunoff.....	18
Fotografía 2: Primeras instalaciones de REDA.....	20
Fotografía 3: Primera instalación en arriendo de Phillips Petroleum.....	21
Fotografía 4: Generadores eléctricos.....	23
Fotografía 5: Transformador.....	24
Fotografía 6: Tipos de variadores de frecuencia (VDF's).....	25
Fotografía 7: Caja de conexiones o venteo.....	26
Fotografía 8: Tipos de cable de potencia.....	29
Fotografía 9: Corte bomba centrífuga multietapa.....	30
Fotografía 10: Partes de una etapa de la bomba: difusor e impulsor.....	30
Fotografía 11: Controlador universal de sitio UniConn.....	43
Fotografía 12: Site Communication Box "SCB".....	45
Fotografía 13: UniConn incorporado al VDF.....	46
Fotografía 14: caja de comunicaciones (SCB) y antena.....	47

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1: El cerrado de la válvula por debajo de la BES impidió que el fluido entrara al motor de la BES.	63
Gráfica 2: La válvula de superficie cerrada impide la descarga de fluido del equipo BES64	
Gráfica 3: La acumulación progresiva de Incrustaciones en la tubería por encima de la BES, restringe el flujo de fluidos a superficie.	65
Gráfica 4: La alarma de contrapresión del separador identificó un cierre potencial del equipo BES.....	66
Gráfica 5: El bajo flujo produce el cierre del equipo mientras es llevado a cabo un análisis de identificación del problema	66
Gráfica 6: Captación de resultados de pruebas de acumulación y abatimiento de presión para análisis.	67
Gráfica 7: Causas de los apagones en las bombas durante el 2010 y el 2011	69
Gráfica 8: Paradas, arranques y tiempo de inactividad de las bombas en la plataforma SG-300 después de instalar el sistema de vigilancia en tiempo real.	70
Gráfica 9: Análisis del tiempo de actividad de todos los equipo BES en la plataforma SG-300 después de implementar el sistema de vigilancia en tiempo real.	70
Gráfica 10: Estudio para el año 2010.....	71
Gráfica 11: Número de paradas por alta presión de descarga durante el 2010 y 2011 ...	72
Gráfica 12: Presión de descarga antes y después de la mejora de inyección del inhibidor de incrustaciones.....	73
Gráfica 13: Pozos del campo USCOA monitoreados con sistema Liftwatcher y producción asociada.....	74
Gráfica 14: Pozos del campo USCOC monitoreados con sistema Liftwatcher y producción asociada.....	76
Gráfica 15: Perfil de producción pozo USCOA-01.....	78
Gráfica 16: Perfil de producción pozo USCOA-02.....	78
Gráfica 17: Perfil de producción pozo USCOA-03.....	79
Gráfica 18: Perfil de producción pozo USCOC-02.....	79
Gráfica 19: Perfil de producción pozo USCOC-03.....	80
Gráfica 20: Perfil de producción pozo USCOC-03	80
Gráfica 21: Perfil de producción pozo USCOC-04	81
Gráfica 22: Desempeño de la bomba pozo USCOA-01	82
Gráfica 23: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-01	83
Gráfica 24: Desempeño de la bomba pozo USCOA-02	84
Gráfica 25: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-02	85
Gráfica 26: Desempeño de la bomba pozo USCOA-03	86
Gráfica 27: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-03	87
Gráfica 28: Desempeño de la bomba pozo USCOA-04	88

Gráfica 29: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-04	89
Gráfica 30: Desempeño de la bomba pozo USCOA-05	90
Gráfica 31: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-05	91
Gráfica 32: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-01	92
Gráfica 33: Desempeño de la bomba pozo USCOB-02	93
Gráfica 34: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-02	94
Gráfica 35: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-03	95
Gráfica 36: Desempeño de la bomba pozo USCOC-02	96
Gráfica 37: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-02	97
Gráfica 38: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-03	98
Gráfica 39: Desempeño de la bomba pozo USCOC-04	99
Gráfica 40: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-04	100
Gráfica 41: Rentabilidad económica del proyecto para Caso 1	107
Gráfica 42: Ingresos y Egresos – punto de equilibrio del proyecto para el Caso 1	108
Gráfica 43: Rentabilidad económica del proyecto para Caso 2	110
Gráfica 44: Ingresos y Egresos – punto de equilibrio del proyecto para el Caso 2	112
Gráfica 45: Perfil de Producción USCOA-04	117
Gráfica 46: Perfil de Producción USCOA-05	117
Gráfica 47: Perfil de Producción USCOA-06	118
Gráfica 48: Perfil de Producción USCOA-07	118
Gráfica 49: Perfil de Producción USCOA-08	119
Gráfica 50: Perfil de Producción USCOB-01	119
Gráfica 51: Perfil de Producción USCOB-04	120
Gráfica 52: Perfil de Producción USCOB-05	120
Gráfica 53: Perfil de Producción USCOB-06	121
Gráfica 54: Perfil de Producción USCOC-01	121
Gráfica 55: Perfil de Producción USCOC-02	122
Gráfica 56: Perfil de Producción USCOC-05	122
Gráfica 57: Perfil de Producción USCOC-06	123
Gráfica 58: Desempeño de la bomba pozo USCOA-06	124
Gráfica 60: Desempeño de la bomba pozo USCOA-07 ¡Error! Marcador no definido.	
Gráfica 61: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-07	126
Gráfica 62: Desempeño de la bomba pozo USCOA-08	127
Gráfica 63: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-08	128
Gráfica 64: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-04	129
Gráfica 65: Desempeño de la bomba pozo USCOB-05	130
Gráfica 66: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-05	131
Gráfica 67: Desempeño de la bomba pozo USCOB-06	132
Gráfica 68: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-06	133
Gráfica 69: Desempeño de la bomba pozo USCOC-01	134

Gráfica 70: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-01	135
Gráfica 71: Desempeño de la bomba pozo USCOC-05	136
Gráfica 72: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-05	137
Gráfica 73: Desempeño de la bomba pozo USCOC-06	138
Gráfica 74: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-06	139
Gráfica 78: Comportamiento de la temperatura total del motor en función del caudal que pasa por el motor.....	146
Gráfica 79: Ejemplo del lento aumento de temperatura del motor BES, 3°F/mes, debido a la disminución de caudal.....	147
Gráfica 80: Ejemplo del rápido aumento de la temperatura del motor con cabeza muerta, aumento de 50°F en 2 horas	148
Gráfica 81: Restricción general arriba de BES	160
Gráfica 82: Restricción en cabeza de pozo.....	160
Gráfica 83: Restricción parcial por encima de la BES	161
Gráfica 84: Flujo bajo debido a la velocidad insuficiente durante el inicio	161
Gráfica 85: Bomba cerrada debido a que la válvula de subsuelo por debajo de la BES está cerrada.....	162

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

A ó Amp: Amperios (Medida de corriente)

AL: Artificial Lift (Levantamiento artificial)

ALSC: Artificial Lift Surveillance Center (Centro de Vigilancia de Levantamiento Artificial)

AR: Abrasion Resistant (Resistente a la Abrasión)

Bbl: Barriles

BES: Bombeo Electrosumergible

BFPD: Barriles de Fluido Por Día

BOPD: Barriles de Aceite Por Día

BPD: Barriles por día

BOPM: Barriles de Aceite Por Mes

BSW: Medida del corte de agua (%)

Cp: Centipoise (Medida de la viscosidad)

DC: Corriente Directa

DH: Dead Head (Cabeza Muerta, equipo BES opera a caudal cero)

DIFA: Dismantle Inspection and Failure Analysis (Inspección en el desmantelamiento del equipo y análisis de falla)

DOL: Direct-On-Line (Directo en línea)

ESP: Electric Submersible Pumping (Bombeo Electro Sumergible)

F.E.M.: Fuerza Electro Motriz

Freq.: Frecuencia de la bomba

Ft: Feet (Pies, unidad de longitud)

GOR: Gas Oil Relation (Relación gas aceite)

GROSS: Espesor de la formación

HI: High (Alto)

Hp: Horse Power (Caballos de potencia)

Hz: Herz (Medida de frecuencia)

IP: Índice de productividad

IPC: Índice de Precios al Consumidor

IT: In Touch (En Contacto)

LO: Low (Bajo)
MTBP: Mean Time Between Pull (Tiempo Medio Entre Extracciones)
Pd ó P. disc.: Presión de descarga
Pi ó PIP: Presión Intake o presión de entrada de la bomba
Psi: Unidad de presión
PVT: Presión, Volumen y Temperatura
Rate: Caudal
R.C.B: Relación Costo Beneficio
REDA: Russian Electrical Dynamo of Arutunof
R.P.M: Revoluciones Por Minuto
RTU's: Unidades Terminales Remotas de Superficie
SCADA: Sistemas de supervisión, control y adquisición de datos
Scale: Incrustaciones
SCB: Site Communication Box (Caja de Comunicaciones en Sitio)
SCR's: dispositivos rectificadores o diodos
Ti: Temperatura de Intake ó temperatura en la entrada
T.I.R: Tasa Interna de Retorno
Tm: Temperatura de motor
Trip: Disparo
TRW: acrónimo de Thompson, Ramo y Woolridge
VDF's: Variadores de frecuencia
Vib: Vibración
Volt.: Voltios
V.P.N: Valor Presente Neto
VSD: Variable speed drive (Variador de Frecuencia)
WHAP: Presión del fluido en el anular
WHP: Presión del fluido en la tubería de producción
WHT: Temperatura del fluido en la tubería de producción
W.T.I: West Texas Intermediate
°F: Grados Fahrenheit

INTRODUCCION

En la actualidad el sistema de Bombeo ElectroSumergible (BES) representa uno de los métodos de levantamiento mas automatizables y de mayor evolución en la industria, y gracias a que está constituido por equipos complejos y de elevados costos, se hace necesario que para el adecuado funcionamiento de los mismos se realice la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

Aun teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, el sistema BES presenta un significativo índice de interrupciones, que pueden variar de una hasta siete fallas durante el mes y además durar un tiempo prolongado, como consecuencia de diversos factores, como el inadecuado diseño, la falla en materiales o procesos de ensamble e instalación, un mantenimiento deficiente o malas practicas de operación que dan como resultado una disminución de confiabilidad en el equipo. En muchos de estos casos las fallas del sistema son manejadas superficialmente y no son resueltas de manera efectiva, ya que no se realiza un adecuado análisis y control de la causa raíz del problema.

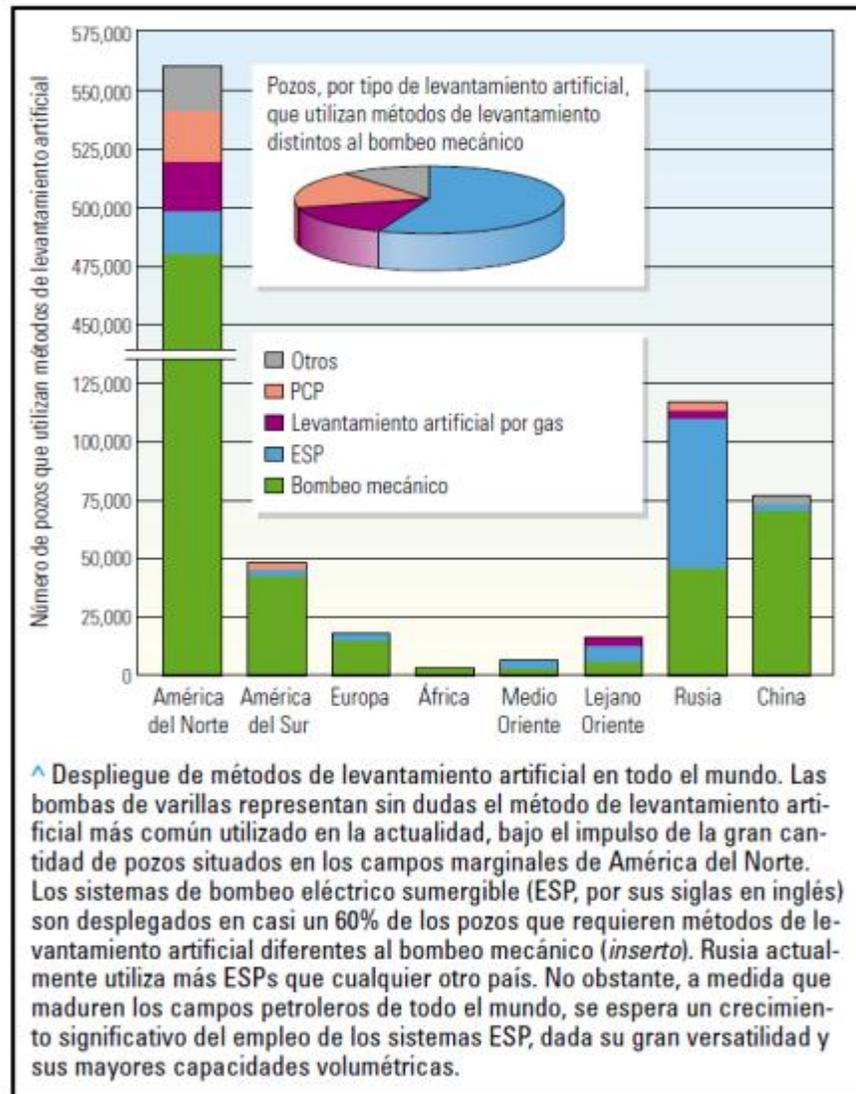
Mediante el desarrollo de la siguiente investigación se pretende realizar una *evaluación y análisis del sistema de monitoreo satelital Liftwatcher en equipos de bombeo electrosumergible*, presentándolo como una estrategia o método que permite identificar las secuencias de eventos y sus reales causas, para posteriormente poder aplicar acciones preventivas y correctivas que disminuyan su recurrencia que a su vez ayudan a fortalecer la confiabilidad, eficiencia y rentabilidad en los equipos que lo constituyen, teniendo como valor agregado sobre los sistemas convencionales el componente de vigilancia en tiempo real 24 horas del día los 7 días de la semana, eliminando paradas o reduciendo el tiempo de las mismas.

1. GENERALIDADES

1.1 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Hace ocho años existían más de 100.000 bombas electrosumergibles que se encontraban operando alrededor del mundo. En la actualidad la mayoría de las ESP están instaladas en campos marginales de EUA, Europa, Asia y países en Latinoamérica.

Figura 1: Distribución de sistemas de levantamiento artificial en el mundo



Fuente: SCHLUMBERGER – ARTIFICIAL LIFT

El Bombeo Electrosumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio efectivo y económico de levantar altos volúmenes de fluido

de grandes profundidades bajo una variedad de condiciones de pozo. Es más aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas - petróleo; en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido.

1.1.1 Historia del bombeo electrosumergible en el mundo

1.1.1.1 Arutunoff y la invención del sistema BES

En conmemoración de la invención original y el desarrollo comercial de la bomba eléctrica sumergible para campos petroleros por el Sr. ARMAIS ARUTUNOFF, fundador de la bomba Reda y basados en entrevistas con los profesionales retirados de levantamiento artificial BES, los informes de prensa y documentos del gobierno, pueden dar una perspectiva clara y sencilla sobre los inicios del sistema.

Armais Arutunoff nació el 21 de junio 1893 en Tiflis, Georgia, una ciudad con una rica historia que data del siglo V, situado en las montañas del Cáucaso entre el Mar Caspio y el Mar Negro. Nacido de una familia Armenia, su padre era un fabricante de jabón, y su abuelo un comerciante de pieles. En su juventud, Armais vivió en Ereván (hoy Ereván, Armenia). Armais Arutunoff falleció en febrero de 1978, en Oklahoma.

El estudio de la transmisión de la energía de Arutunoff mostró que la transmisión de la energía eléctrica puede ser aplicada de forma eficaz en casi todas las condiciones. Su ambición era aplicar los resultados de su estudio a la explotación petrolera y mejorar los métodos anticuados que vio en uso a principios de 1900 en Rusia.

Fotografía 1: Imagen de Armais Arutunoff



Fuente: SCHLUMBERGER

Para ello, un todavía pequeño motor eléctrico de alta potencia fue necesitado. La limitación impuesta por los tamaños de la carcasa disponibles hizo necesario que el motor fuera relativamente pequeño en diámetro. El estado actual del arte y diseño de leyes en ese momento indicaba que un motor de pequeño diámetro sería necesariamente muy bajo en potencia. Este motor no sería adecuado para el trabajo que tenía en mente por lo que estudió las leyes fundamentales de la electricidad para encontrar la base para la

respuesta a la pregunta de cómo construir un motor de mayor potencia y muy pequeño diámetro.

En 1916, Arutunoff rediseñó una bomba centrífuga para ser conectada al motor para el desagüe de minas y barcos. Para desarrollar la energía suficiente, fue necesario que el motor operara a altas velocidades. Adicionalmente para un acoplamiento directo a tal motor, tal que permitiera la transmisión más simple de energía a usar, la bomba necesitaba tener un dispositivo de rotación y funcionar a la misma velocidad con el motor. La bomba centrífuga se unió a esta especificación pero nunca había sido operada contra terminales de alta descarga. Arutunoff por consiguiente se comprometió exitosamente a diseñar una bomba centrífuga, de pequeño diámetro y con una multiplicidad de etapas para lograr una alta presión de descarga. En su diseño, el motor fue ingeniosamente instalado debajo de la bomba para enfriar el motor con un flujo ascendente del petróleo en el fondo del pozo, suspendiéndose la unidad completa de la tubería de descarga del pozo. El motor fue aislado del fluido del pozo y operado en un baño de aceite.

Antes de que la unidad hubiera completado la prueba, se produjo un incendio en la fábrica de acero en los sectores industriales Briansk, una ciudad en crecimiento llamada Dnipropetrovsk, Ucrania (anteriormente, Ekaterinoslav) y se produjo cuando Arutunoff estaba manufacturando la bomba y el motor ESP en el taller original ESP. El departamento de bomberos no lograba extinguir el fuego que se extendió durante toda la noche, así que uno de los ingenieros de Arutunoff conectó la unidad de prueba en posición horizontal y bombeó un gran volumen de agua y logró apagar el fuego. De hecho, sigue siendo una sorpresa para muchos en la industria petrolera de que el primer uso funcional de una ESP fuera realmente en superficie en una configuración horizontal desde el banco de ensayo de la ESP. Cuando Arutunoff despertó a la mañana siguiente empezó a hacerse popular, por la bomba que fue literalmente un éxito repentino. La invención temprana de Arutunoff disfrutó una amplia aplicación en Rusia y más tarde en Alemania para los pozos de bombeo de petróleo y de desagüe de minas y barcos.

Después de desarrollar en 1916 el motor eléctrico y la bomba sumergible, Arutunoff emigró a América en 1923. Eventualmente se localizó en Los Ángeles buscando vender su idea a los partidarios de América, donde era rechazado por cada uno al que se acercaba, diciendo que la unidad era "imposible bajo las leyes de la electrónica".

Los escépticos pensaban que la bomba electro sumergible era imposible y que nunca iba a funcionar, pero el Sr. Clyde Alexander, luego vicepresidente y gerente general de la Phillips Petroleum Company, se enteró de la invención de Arutunoff y vio lo que esto podría hacer por la industria petrolera. Poco después, un acuerdo fué negociado con Phillips Petroleum Company para probar el equipo, y en 1928 Arutunoff se trasladó a Bartlesville y formó, con el apoyo de Phillips Petroleum Company, la Compañía Manufacturera Bart.

Con tres empleados, Arutunoff construyó e instaló el primer ESP en un pozo de petróleo en el campo El Dorado, cerca de Burns, Kansas. La noticia de su éxito creó un gran revuelo en el tablero de las petroleras. El New York Times envió a Arutunoff un telegrama

diciendo: "Urgente por favor, descripciones buenas del aceite del motor fluyendo desde el fondo". Un artículo en un periódico Tulsa World en 1936 lo describió como "Un motor eléctrico con las proporciones de un poste delgado que se alza sobre su cabeza en el fondo de un pozo y levanta petróleo con su altura en pies".

1.1.1.2 Los primeros años de reda

El nombre propio REDA fué la dirección de la empresa que había operado Arutonoff en Alemania, (Russian Electrical Dynamo of Arutunof). Los dos primeros empleados que trabajaron para Arutonoff fueron el Sr. Scott C Beasley y el Sr S.N. Van Wert. En efecto, fue el Sr. VanWert el promotor real instrumental en la propuesta y la negociación del acuerdo con el Sr. Clyde Alexander de Phillips Petroleum para pasar a Bartlesville. Pronto se convertiría en un negocio espectacular.

En 1938, se estimó que el dos por ciento del total de petróleo producido en los Estados Unidos con levantamiento artificial, fue levantado por las Bombas Reda. Reda continuamente expandió su fabricación, operaciones y servicio. Muchos miles de empleados compartirían el éxito de la bomba Reda.

Fotografía 2: Primeras Instalaciones de REDA



Fuente: SCHLUMBERGER

La tecnología de la ESP para campos petroleros de Arutonoff rápidamente tuvo un impacto significativo en el negocio del petróleo. Su bomba fue crucial para el éxito de la producción de pozos de petróleo durante cientos de años. Arutonoff fué un ingenioso y productivo inventor, quien, entre otras prácticas originales, aseguró la puntualidad de los empleados REDA mediante el amueblamiento de su oficina con sólo tres sillas, repartidas durante el día por orden de llegada. Arutonoff obtendría 90 patentes con protección por patente a partir de la década de 1920 (ejemplo: Patente de EE.UU. 1 701 468 solicitada el 15 de abril de 1927, titulado "Motor Protector"). En 1930, la compañía se convirtió en Bombas REDA, un acrónimo para la "Russian Electrical Dynamo of Arutunoff". Ocupó el parque industrial de la ciudad justo al noroeste de la ciudad y la planta llegó a contar con nueve hectáreas, 30 veces su tamaño original, a través de adiciones en los 42 años. REDA se fusionó con TRW (otro acrónimo de Thompson, Ramo y Woolridge) en 1969 y

más tarde TRW REDA adquirió el “Masonic Building” que había sido la sede de las Ciudades de Servicio. Toda la compañía REDA incluyendo la división REDA Oil Well Cable, con sede en Lawrence, Kansas, fueron vendidos por TRW en 1988 por unos \$ 300 millones y se convirtió en una división de Camco Inc. Diez años después, el 19 de junio de 1998, Schlumberger anunció que adquirió Camco en una acción de intercambio y su división ESP se volvió conocida como Sistemas de Producción Schlumberger REDA.

Fotografía 3: Primera instalación en arriendo de Phillips Petroleum, cerca de Burns, Kansas, 1928. Arutunoff es el tercero desde la derecha, se muestra con los empleados originales de REDA.



Fuente: SCHLUMBERGER

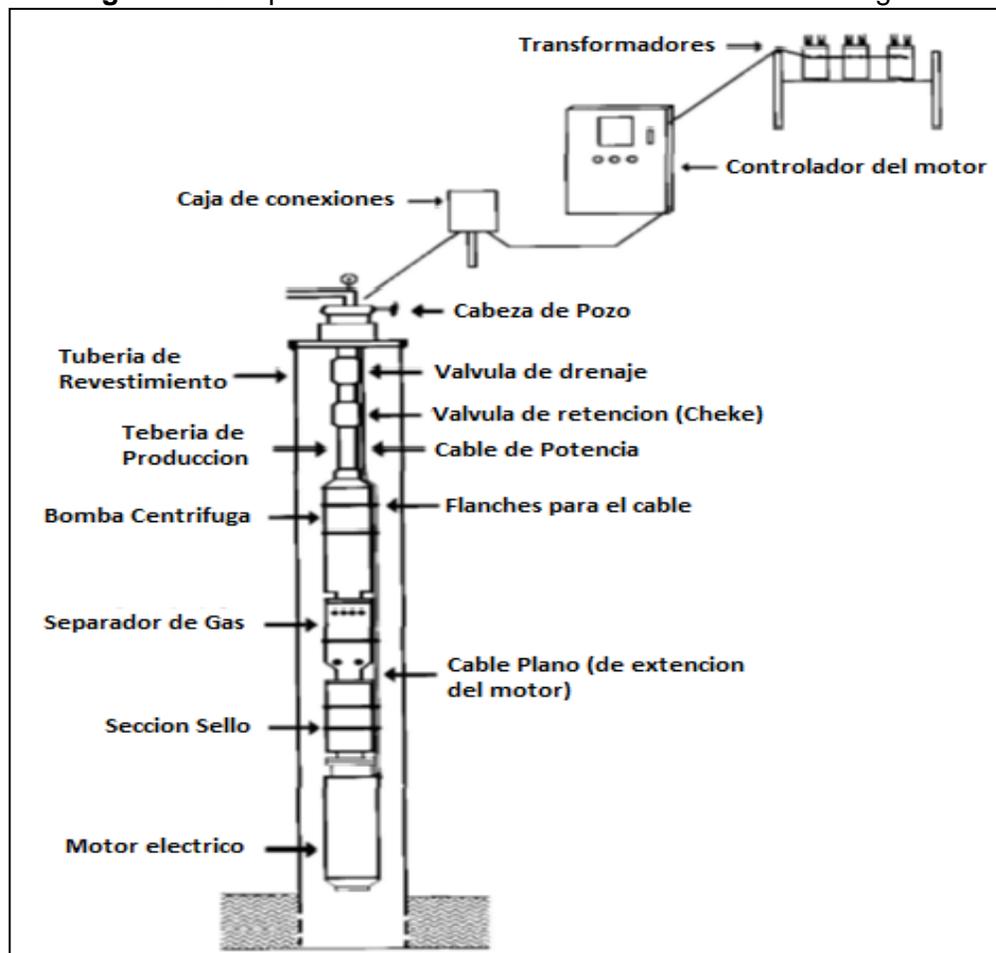
En 2001 la ciudad de Bartlesville, motivada por la necesidad de mantener los 500 puestos de trabajo en REDA, anunció un ambicioso plan para reconstruir la planta envejecida de la compañía. Los 16 diferentes contratos de arrendamiento del terreno de la planta ocupada se consolidaría en un solo contrato de arrendamiento, y la planta sería reconstruida por etapas resultando en una nueva ciudad con aire acondicionado propio, con más de 300 000 pies cuadrados. Pero el plan fue desechado a principios de 2003 cuando Schlumberger anunció que no reconstruiría las instalaciones, sino únicamente la renovación de las estructuras existentes. En 2004, Schlumberger vende los 170 000 metros cuadrados de los nueve pisos del “Masonic Building” a Rogers State University y terminó con las esperanzas de mantener la presencia de Reda en el icónico edificio.

1.1.2 Componentes del sistema de bombeo electrosumergible

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser clasificados en dos: Equipo de superficie y Equipo de subsuelo. La instalación de superficie consta de un banco de transformadores, controlador de motor (o tablero de control), caja de venteo y cabezal de pozo electrosumergible donde el cable de energía redondo o plano puede ser encajado.

La instalación de subsuelo consiste de motor eléctrico, protector, sección de admisión, bomba centrífuga multietapa y cable eléctrico. El cable de potencia transmite la energía eléctrica desde la superficie hasta el motor y está sujetado mediante flejes metálicos al equipo y a la tubería de producción. Se pueden tener varios componentes adicionales como: centralizador, sensor de fondo, separador de gas, intake o succión, válvula de retención, válvula de drenaje y diversos medios de asegurar el cable al costado de la tubería de producción y los soportes de la cabeza del pozo.

Figura 2: Componentes del sistema de bombeo electrosumergible



Fuente: SCHLUMBERGER – ARTIFICIAL LIFT

1.1.2.1 Componentes equipo de superficie

El equipo de superficie proporciona la energía eléctrica al motor electrosumergible y permite proteger, controlar y monitorear su funcionamiento. Los componentes principales del equipo de superficie del sistema de bombeo electrosumergible son:

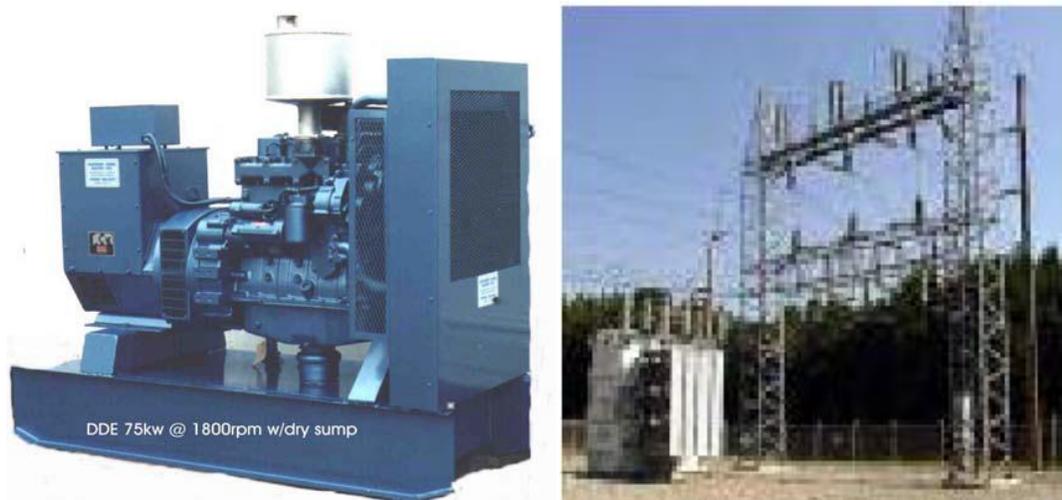
- ✓ Generador eléctrico
- ✓ Cabezal del pozo
- ✓ Caja de Conexiones
- ✓ Transformador
- ✓ Variador de frecuencia

1.1.2.1.1 Generador Eléctrico

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en energía eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura también llamada estator. Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (F.E.M). Este sistema está basado en la ley de Faraday.

Aunque la corriente generada es corriente alterna, puede ser rectificada para obtener una corriente continua. La mayoría de los generadores de corriente alterna son de tres fases. El proceso inverso sería el realizado por un motor eléctrico, que transforma energía eléctrica en mecánica.

Fotografía 4: Generadores Eléctricos



Fuente: SCHLUMBERGER – ARTIFICIAL LIFT

1.1.2.1.2 Transformador

Un transformador es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna. Dicho transformador consta de un núcleo de material ferromagnético, en el cual se encuentran devanadas dos bobinas, generalmente de diferente número de vueltas. La bobina de mayor número de vueltas es la que trabaja con alta tensión, y la de menor número de vueltas con baja tensión. En algunos casos, el número de vueltas de las dos bobinas es igual, ambas trabajando a la misma tensión para cumplir el objetivo de aislar eléctricamente los voltajes de uno y otro lado.

Un transformador reductor trabaja con alta tensión como primario y con baja tensión como secundario, mientras que un elevador trabaja con baja tensión como primario y alta como secundario.

Fotografía 5: Transformador



Fuente: SCHLUMBERGER – ARTIFICIAL LIFT

1.1.2.1.3 Variador de Frecuencia

El sistema de bombeo electrosumergible (BES) es inflexible cuando opera a una velocidad fija porque se limita el gasto de producción a un rango fijo y la carga de salida a un valor fijo para cada gasto.

El variador de frecuencia (VDF) es un controlador de motor que permite operar el sistema BES en un rango amplio de frecuencia en vez de estar limitado a la frecuencia de línea. Así el gasto de producción, la carga o ambos se pueden ajustar, dependiendo de la aplicación, al variar la velocidad de la bomba, sin modificaciones en el equipo de fondo.

La operación básica del VDF es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa DC. Luego, usando semiconductores de potencia como interruptores de estado sólido, invierte la corriente directa a una salida alterna trifásica de voltaje y frecuencia variable. El propósito principal para usar el VDF en el sistema BES es la

flexibilidad en el bombeo, pero también se obtienen otros beneficios tales como la extensión de la vida útil del equipo de fondo, arranque suave, velocidad controlada automáticamente, supresión de transitorios de línea y eliminación de estrangulamientos superficiales.

El VDF aísla la carga de switcheos transitorios de alumbrado, balancea los voltios de salida para reducir el calentamiento del motor, ignora la inestabilidad de frecuencia del generador y minimiza los esfuerzos de arranque. También, dependiendo de la aplicación, el VDF puede ayudar a mejorar la eficiencia del sistema, a reducir el tamaño requerido del generador, a reducir el tamaño de la unidad de fondo. Además el VDF provee funciones de control, que el usuario puede seleccionar para maximizar la producción.

Los variadores de frecuencia (VDF's) existen en varios tipos con diferentes topologías y diferentes formas de onda asociadas con cada tipo de topología. Dichos sistemas se componen de tres secciones básicas: la sección convertidor, la de enlace de CD y la inversora.

La sección del convertidor, consiste en dispositivos rectificadores (SCR's ó diodos) reconectados en configuración de puente rectificador trifásico de onda completa. En esta sección se rectifica la potencia trifásica de entrada (480-4160VAC, 60 Hz).

La sección enlace de DC, consiste en inductores y condensadores conectados al bus de corriente directa DC en serie y en paralelo respectivamente. Como se mencionó anteriormente, en la sección del conversor se convierten las tres fases de entrada en corriente directa, sin embargo, existe una gran cantidad de rizado (ripple) que se incrementa con la carga. El propósito de los componentes del enlace DC es filtrar el rizado del voltaje del bus DC y por ello a esta sección también se le conoce con el nombre de filtro.

La sección inversora, consiste en seis interruptores de potencia a base de transistores bipolares. Hay dos transistores por cada fase. Estos transistores permiten tener una salida trifásica alterna de voltaje y frecuencia variable.

Fotografía 6: Tipos de Variadores de Frecuencia (VDF's)



Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS

1.1.2.1.4 Caja de Conexiones o de venteo

La caja de conexiones, también llamada Caja de Venteo está localizada entre el cabezal del pozo y realiza tres funciones específicas:

- ✓ Provee un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo.
- ✓ Permite desfogar a la atmósfera el gas que pueda subir por el cable de potencia desde el fondo del pozo.
- ✓ Suministra puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos de subsuelo.

Dado que la caja de venteo se instala normalmente cerca del área de pozos, esta debe cumplir con ciertos requisitos especiales a fin de garantizar la seguridad de la instalación. Algunos de los aspectos que se deben considerar para la selección de la caja de venteo son:

- ✓ Debe estar diseñada y aprobada para su uso en áreas peligrosas Clase 1.
- ✓ Ser fabricada de un material altamente resistente a la corrosión y al ambiente.
- ✓ Se debe incluir el soporte para el montaje de la misma en campo.
- ✓ La tapa puede ser del tipo desmontable o soportada por bisagras.
- ✓ Los accesorios de interconexión deben ser de acuerdo a los calibres de cable empleado.

Fotografía 7: Caja de conexiones o venteo



Fuente: SCHLUMBERGER – ARTIFICIAL LIFT

1.1.2.1.5 Cabezal de Pozo

El cabezal del pozo está diseñado para soportar el peso del equipo de subsuelo y mantener el control del pozo en el anular y tubería de producción. Provee las facilidades para instalar el cable de potencia con un sello, que proporciona hermeticidad y control de los fluidos del pozo; puede resistir presiones diferenciales de hasta 10000 psi. Incluye estranguladores ajustables, colgadores de la tubería de producción y válvulas de alivio.

El cabezal del pozo debe ser equipado con un cabezal en la tubería de empaque cerrado. Los cabezales de superficie pueden ser de varios tipos, de los cuales, los más comúnmente utilizados son:

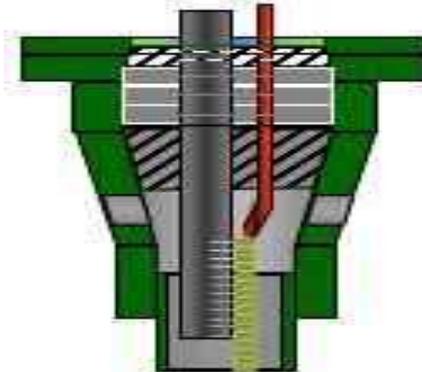
✓ Tipo Hércules, para baja presión

Los cabezales tipo Hércules, son utilizados en pozos con baja presión en el espacio anular, y en instalaciones no muy profundas. Estos poseen un colgador de tubería tipo cuña, y un pasaje para el cable. El cable de potencia cruza a través de ellos hasta la caja de venteo, y es empacado por un juego de gomas prensadas.

✓ Tipo Roscado, para alta presión

Los cabezales roscados se utilizan en operaciones "Costa Afuera", pozos con alta presión de gas en el espacio anular o para instalaciones a alta profundidad. En ellos la tubería esta roscada al colgador, y este se suspende del cabezal.

Figura 3: Cabezal roscado

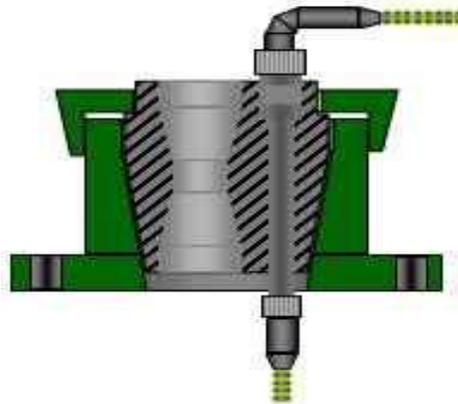


Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS

El colgador cuenta con un orificio roscado, junto al de la tubería de producción, en el cual se coloca un conector especial (Mini-Mandril). El cable de potencia se empalma a una cola de cable, de similares características, que posee un conector en uno de sus extremos. Este conector se conecta con el del penetrador del colgador.

En el lado exterior del cabezal, se instala otra cola de cable, de inferior calidad, que cuenta con un conector en ángulo, que se conecta al penetrador del colgador. El otro extremo se conecta a la caja de venteo en superficie.

Figura 4: Lado exterior del cabezal



Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS

1.1.2.2 Componentes del equipo de fondo

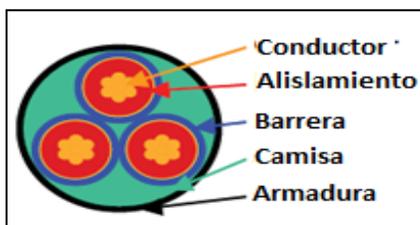
Los componentes básicos del equipo de fondo de un Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) son:

- ✓ Cable de potencia
- ✓ Bomba
- ✓ Separador
- ✓ Protector o Sello
- ✓ Motor
- ✓ Sensor

1.1.2.2.1 Cable de Potencia

El cable de potencia para un sistema de bombeo electrosumergible es trifásico, transmite la energía eléctrica al sistema, los conductores son de tipo sólido o trenzado, pueden ser de diferente diámetro de acuerdo a la aplicación requerida. Su configuración puede ser plana o redonda, se sabe que el cable redondo ayuda a eliminar el desbalance entre las fases. Su uso depende de factores mecánicos y de diámetros.

Figura 5: Componentes del cable de potencia

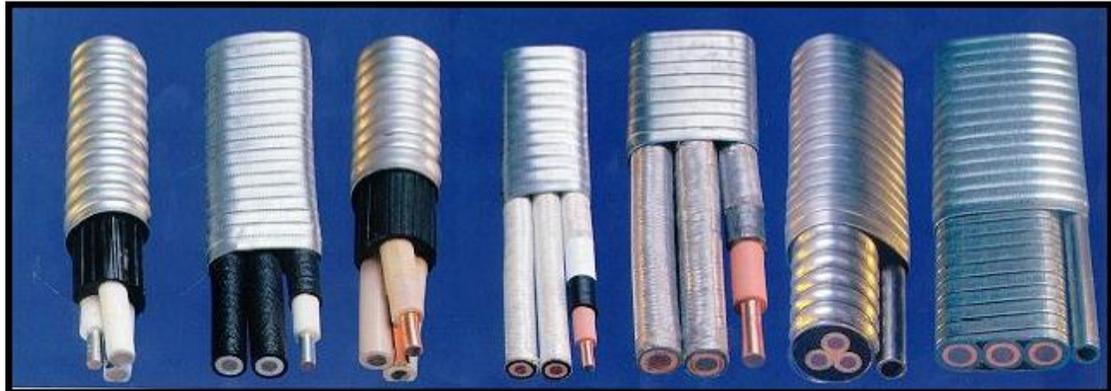


Tienen protección mecánica por una carcasa. El cable normalmente va cubierto por un blindaje de acero galvanizado, aunque se fabrican con blindaje de monel para contrarrestar el ataque de elementos corrosivos, como el ácido sulfhídrico o corrosión. El aislamiento y la cubierta están diseñados especialmente para que resistan la penetración de gases y agua.

Fuente: SCHLUMBERGER

El cable representa una parte considerable de la inversión total en la unidad de bombeo eléctrico y es diseñado y fabricado para condiciones de diferentes temperaturas.

Fotografía 8: Tipos de cable de potencia



Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS

Dentro de las aplicaciones del cable de potencia en el sistema BES, actualmente en la industria se tiene la opción de instalar el cable de potencia con un tubo capilar o 2 tubos capilares, lo cual facilita la inyección de productos químicos tales como anticorrosivos, diluyentes, antiespumantes, anti incrustaciones (scale) etc., desde la superficie. El diseño de dicho tubo capilar está supeditado al requerimiento del cliente y a la geometría del pozo, por ejemplo: tubo capilar de ½", 1", etc.

Esta opción de usar tubo capilar facilita la operación BES, principalmente cuando hay formación de asfáltenos, parafinas, formación de incrustaciones, producción de petróleo con alto corte de agua, petróleos pesados, etc.

1.1.2.2 Bomba

Estas bombas son de tipo centrífugo de múltiples etapas, cada etapa consiste de un impulsor (dinámico) y un difusor (estático). El número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida.

Las bombas se fabrican de diferentes materiales de acuerdo a los requerimientos del pozo y del operador. Ejemplo "AR" significa Abrasion Resistant o resistentes a la arena. Dichas bombas además tienen un rango de operación óptimo. Si se opera por encima o debajo de ese rango, el empuje ascendente o descendente reduce la duración efectiva de la bomba, razón por la cual es muy importante determinar con precisión la productividad para recomendar el diseño óptimo. De acuerdo a estudios e investigaciones que se han realizado durante las inspecciones de las bombas en operaciones BES foráneas, se ha concluido que es recomendable iniciar una operación BES en el límite superior de la zona de empuje ascendente. Esto se ha corroborado por el tiempo de vida de los equipos BES bajo este esquema de diseño.

Fotografía 9: Corte bomba centrífuga multietapa



Fuente: SCHLUMBERGER

Fotografía 10: Partes de una etapa de la bomba centrífuga multietapa: Difusor e Impulsor



Fuente: SCHLUMBERGER

Para establecer las posibilidades de aplicación de una bomba ya construida, por lo que se refiere al gasto que puede manejar, es necesario determinar mediante pruebas prácticas, sus curvas características o de comportamiento; las cuales indican para diversos gastos, los valores de eficiencia y longitud de columna hidráulica que es capaz de desarrollar la bomba; así como, la potencia al freno en cada caso. Las pruebas prácticas de la bomba se realizan utilizando agua dulce de densidad relativa 1.0 y viscosidad 10 cp haciéndola trabajar a velocidad constante y estrangulando la descarga. Durante la prueba se miden en varios puntos: el gasto, el incremento de presión a través de la bomba y la potencia al freno. El incremento de presión se convierte a carga de columna hidráulica y

se calcula la eficiencia total de la bomba. Con base en esos datos obtenidos se dibujan las curvas de carga, potencia al freno y eficiencia en función del gasto manejado. La construcción de gráficas con curvas características para una bomba se realiza de la siguiente manera:

- ✓ El gasto se mide por medio de recipientes aforados u orificios calibrados.
- ✓ La altura total de elevación o carga hidráulica, se determina fijando la altura de succión por medio de un vacuómetro y la altura de descarga por medio de un manómetro.
- ✓ La potencia se determina por medio de un dinamómetro o por la potencia que alcance el motor eléctrico de acondicionamiento, tomando en consideración su rendimiento.
- ✓ El número de revoluciones por minuto se obtiene por medio de un tacómetro o por medio de un contador de revoluciones.
- ✓ La eficiencia se obtiene al despejarla de la fórmula de la potencia.

Siguiendo las consideraciones anteriores y mediante pruebas sucesivas, se van construyendo las curvas características de la bomba. Cada curva representa el comportamiento de la bomba a una velocidad particular para alturas de elevación variables, lo que en la práctica se consigue generalmente de la siguiente manera: se cierra la válvula de descarga y se hace funcionar la bomba a su número normal de revoluciones por minuto, por ejemplo a 3500 rpm, en este caso el gasto es cero y en la bomba se establece una presión que alcanza aproximadamente unos 5300 pies, para lo cual, se requiere una potencia de 40 Hp, todo lo anterior para 100 etapas. Se abre progresivamente la válvula de descarga y empieza el flujo: la curva de capacidad de carga, baja progresivamente, las curvas de potencia y eficiencia van aumentando a medida que aumenta el gasto. Continuando con la apertura de la válvula, se disminuye el valor de la carga y aumentan los valores del gasto, la eficiencia y la potencia. El valor máximo de eficiencia corresponde a los valores de gasto y carga para los cuales se construyó la bomba.

✓ **Efectos de algunos parámetros en el funcionamiento de la bomba**

Las bombas de subsuelo se utilizan para desplazar líquidos de diferentes densidades y viscosidades, operando a velocidades constantes y variables. En estos casos se hace necesario tomar en cuenta el efecto de algunos parámetros a fin de predecir el comportamiento de la bomba bajo condiciones reales de operación como:

▪ **Efecto del cambio de velocidad**

El caudal varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba. La carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad. La eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios de velocidad.

- **Efecto de la densidad relativa**

La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa. Entonces la curva de capacidad de carga no depende de la densidad relativa, la potencia varía directamente con la densidad relativa y la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad del líquido.

- **Efectos de cambio del diámetro de impulsor**

La capacidad de carga varía directamente con el diámetro de los impulsores y la potencia varía directamente con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambia. Las gráficas de curvas de comportamiento para cada bomba, las publica el fabricante además de las curvas de eficiencia carga y potencia vs gasto, incluye información respecto al diámetro de tubería de revestimiento en que puede introducirse la bomba, tipo y número de serie de la misma, ciclaje de la corriente para alimentar al motor, velocidad de la flecha del motor y el número de etapas considerado en la elaboración.

En cuanto a la forma de utilizar las gráficas de curvas características, se tiene que de acuerdo al ciclaje (Hz) de la corriente disponible, se selecciona un grupo de gráficas, verificando que su número de serie o diámetro externo, sea tal que puedan introducirse en la tubería de revestimiento existente en el pozo; de este grupo se selecciona una que maneje con mayor eficiencia el gasto deseado a las condiciones de profundidad de colocación de la bomba. Una vez seleccionada la gráfica, a partir de dicho gasto, se traza una línea vertical, hasta interceptar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga, de tal forma que se hagan las lecturas en las escalas correspondientes.

- **Fenómeno de Cavitación**

Si la presión absoluta del líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, entonces se forman pequeñas burbujas de vapor. Estas burbujas son arrastradas por el líquido fluyendo, hacia regiones de más altas presiones donde se condensan o colapsan. La condensación de las burbujas produce incremento en la presión lo que resulta similar a un golpe de martillo o choque. Este fenómeno se conoce como Cavitación. Dependiendo de la magnitud de la cavitación, ésta puede resultar en una destrucción mecánica debida a la erosión, corrosión y a la intensa vibración. La cavitación también tiene un efecto significativo en el comportamiento de la bomba. Su capacidad y eficiencia se reducen.

1.1.2.2.3 Separador

En pozos que presentan altos volúmenes de gas se hace necesaria la presencia de un dispositivo que ayude a eliminar el gas libre (no en solución), hablando entonces de separadores de gas. De manera general existen dos tipos de separadores de gas que se mencionan a continuación.

✓ **Separadores de gas estáticos o laberínticos**

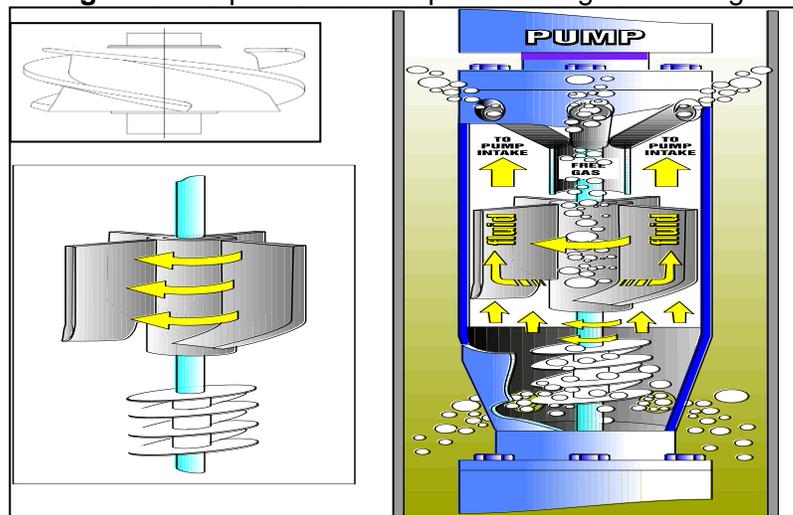
Dichos separadores al igual que los sellos, el arreglo mecánico interno que tienen estos separadores permiten que el gas tomado en la admisión del separador continúe su migración ascendente orientándolo hacia el anular, mientras fuerzan al fluido del pozo a entrar a una cámara inferior por diferencia de densidad, nuevamente, para luego ser impulsados hacia arriba.

✓ **Separadores centrífugos:**

Son aquellos en los que la separación se realiza gracias al proceso de centrifugación que obliga al gas estar en centro del dispositivo mientras separa al fluido por diferencia de gravedad específica hacia las paredes del dispositivo separador para luego orientar este gas separado del fluido hacia el anular y a la vez este fluido es dirigido hacia las bombas.

Las eficiencias de los separadores de gas tienen un rango del 80 al 95%, sin embargo la eficiencia del sistema es afectada por los volúmenes manejados, su composición y propiedades. A volúmenes menores de producción la eficiencia es mayor, de allí que se debe tener muy en cuenta cuando se maneja altos volúmenes de producción y se establezca el porcentaje de eficiencia para el diseño.

Figura 6: Esquema de un separador de gas centrífugo



Fuente: BAKER HUGHES

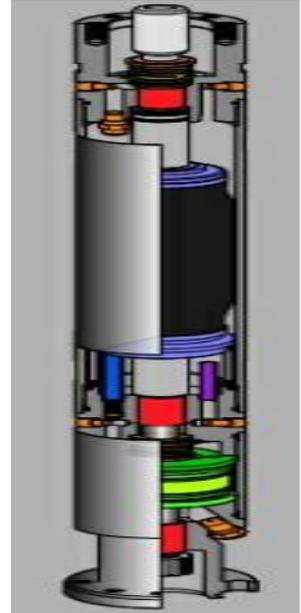
1.1.2.2.4 Protector o sello

El protector o también llamado sello es parte vital del ensamble del equipo subsuelo. El protector está ubicado entre el motor y la bomba, puede ser instalado como una unidad simple o en tándem. Los tándem en protectores se utilizan para proporcionar mayor protección, esta decisión se toma de acuerdo a las condiciones de operación, los

tratamientos ácidos que se realicen en el pozo, tipo de fluido, cantidad de gas que se encuentre, geometría del pozo, etc. Conecta el eje del motor con el de la bomba multietapa. Entre sus funciones tiene:

Figura 7: Esquema de un protector o sello

- ✓ Evitar la migración del fluido de pozo dentro de los motores a través de una serie de sellos.
- ✓ Permite y absorbe la expansión del aceite dieléctrico que se encuentra en el motor resultado de los gradientes de temperatura.
- ✓ Ecuiliza la presión del anular de la tubería de revestimiento con el aceite dieléctrico. Esta ecuilización de presión con el motor evita que fluidos del pozo migren dentro del motor por las juntas.
- ✓ Funciona como barrera de separación o aislamiento del fluido del pozo a través de una serie de arreglos mecánicos llamados cámaras.
- ✓ Absorbe el empuje descendente de las bombas a través de un cojinete de deslizamiento el cual utiliza un film de aceite hidrodinámico para su lubricación durante su operación. El empuje descendente de la bomba es causado por la acción de las etapas durante el empuje del fluido y del peso de las mismas.



Fuente: BAKER HUGHES

Las cámaras anteriormente mencionadas pueden ser de dos tipos, de bolsa o laberínticos:

- ✓ **Cámaras de bolsa:** crea una barrera mecánica contra el fluido del pozo impidiendo que éste pase a través de ellas. Estas bolsas están llenas con aceite dieléctrico que cuando se expande sella prácticamente el anular interno del sello actuando como un empacador “packer”.
- ✓ **La cámara laberíntica:** separa el fluido por diferencia de densidades impidiendo de esta manera que cualquier fluido que hubiera pasado por las cámaras de bolsa migren hacia los motores.

Los separadores guardan las mismas condiciones que los motores o la bomba, son fabricados con diferente material para soportar las condiciones del pozo y de diferente diámetro para satisfacer estas condiciones de diseño.

1.1.2.2.5 Motor

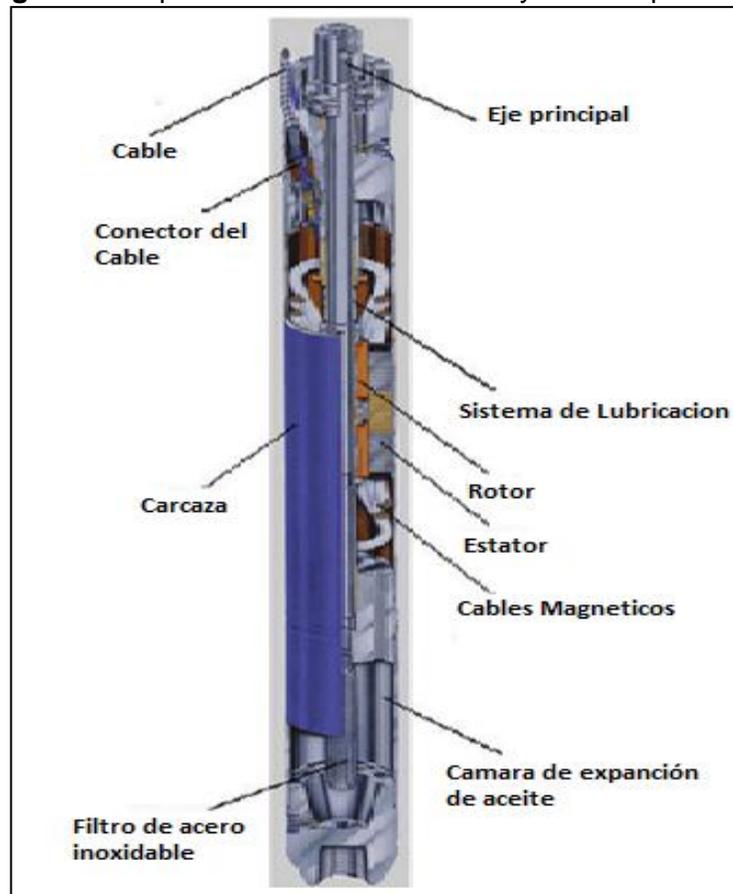
En las aplicaciones de sistemas artificiales, el motor eléctrico sumergible es trifásico, del tipo de inducción (inducción de barras) y se encuentra lleno de aceite para enfriamiento y lubricación. Dicho motor resiste altos esfuerzos de torsión de arranque permitiendo que

llegue a su velocidad de operación en menos de 15 ciclos, impidiendo de esta manera la sobrecarga prolongada de la línea eléctrica.

La profundidad de colocación se limita normalmente por encima del fluido entrante y en zonas donde se tenga una sección con desviaciones uniformes, cuando se instala frente a las perforaciones, se hace necesario el uso de una camisa de motor.

Bajo condiciones normales de operación, el motor opera aproximadamente a 3500 rpm a 60 Hz, 2915 a 50 Hz. El enfriamiento se obtiene mediante la transferencia de calor al fluido del pozo que pasa por el motor a través de un aceite altamente refinado que además provee resistencia dieléctrica, lubricación y buena conductividad térmica. Para los casos en que la tubería de revestimiento es grande y la productividad del pozo es pequeña, la alternativa es usar camisa de motor (motor jacket) para incrementar la velocidad del fluido y obtener mejor enfriamiento; la velocidad mínima recomendada por los fabricantes es de 1.0 pie/segundo.

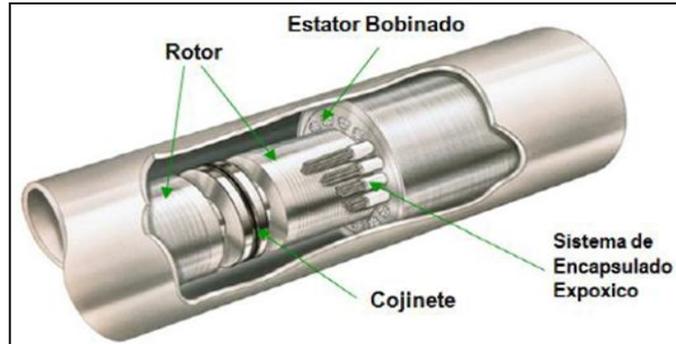
Figura 8: Esquema de un motor trifásico y sus componentes



Fuente: SCHLUMBERGER

Los principales componentes del motor son: Rotor, estator, cojinetes, eje, zapata, bujes, carcaza, entre otros accesorios.

Figura 9: Esquema de los principales componentes del motor



Fuente: SCHLUMBERGER

Otra alternativa de optimizar el enfriamiento es la de instalar centralizador entre motor y motor, con la finalidad de que los motores no estén recostados sobre la pared de la tubería de revestimiento y se tenga una transferencia de calor y enfriamiento uniforme y óptimo.

✓ **Rotor**

El rotor es uno de los componentes internos del motor y es el que genera los HP del motor. Por ejemplo en un motor de 180 HP y si el motor consta de 10 rotores, cada uno de ellos está aportando 18 HP.

✓ **Estator**

Este elemento es el bobinado del motor electrosumergible y viene encapsulado, está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas y para su aplicación en los pozos BES se debe tener en cuenta varios factores, tales como la temperatura de fondo del pozo, la posición de sentado, etc.

✓ **Cojinetes del motor**

Los cojinetes son componentes internos del motor electrosumergible y elementos estáticos, cuya función principal es fijar y centralizar el conjunto de rotores. En toda configuración del motor, entre rotor y rotor existe un cojinete.

✓ **Eje**

Es el componente interno del motor electrosumergible que hace girar el sistema. La configuración del eje es hueco para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y enfriamiento. Los ejes son fabricados de diferentes materiales como el inconel, monel, etc. Dentro de la optimización que se ha generado en la calidad de los ejes, existen en el mercado ejes desde estándar hasta ejes de alta resistencia.

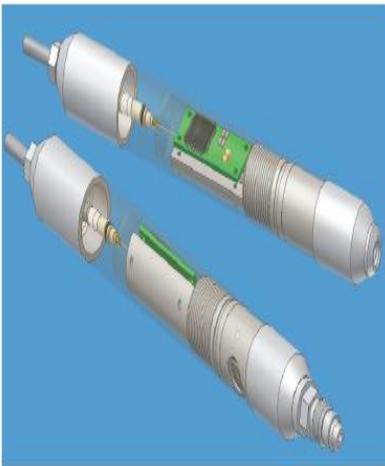
✓ Zapata del motor

Se conoce también como cojinete de empuje (Thrust bearing) y su función principal es soportar la carga axial del conjunto de rotores. Se encuentra instalado en la parte superior del motor y su configuración puede ser direccional o bi-direccional.

1.1.2.2.6 Sensores

Dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BES. Es un equipo tubular de aproximadamente 1.50 mt., con el anillo sensor de presión y la electrónica almacenada en el tercio superior del cuerpo del sensor. Tiene entrada para conectarse con un flujo metro u otro sensor de cabeza.

Figura 10: Esquema de un sensor de fondo para equipos BES



Se conecta al motor de fondo a través de un cable de alimentación y un cable de señal. Se alimenta de pulsos de corriente continua de +- 120 voltios, cuando la señal es censada por el anillo de presión es traducida a señal eléctrica y enviada a través del cable de potencia del sistema a superficie, donde es aislada de la corriente alterna en el panel de choque y esta señal es enviada al panel de control.

Los sensores, no solamente son diseñados para detectar presiones de succión y descarga si no también para ser capaces de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión (intake), vibración, corriente de fuga, y flujo.

Fuente: SCHLUMBERGER

En los últimos tiempos se han encontrado referencias de una correlación entre la vibración y la producción de arena a través de la bomba, de ahí la importancia de esta medida. De igual manera altos niveles de vibración pueden estar indicando un probable problema por venir por lo que es importante disminuir la frecuencia y revisar los parámetros de funcionamiento. Existen en la actualidad diferentes tipos de sensores entre los cuales se tienen los mostrados a continuación con sus respectivas características.

Tabla 1: Tipos de sensores de fondo y sus características

Parametro Medido	Multisensor XT tipo 0	Multisensor XT tipo 1	Selección CTS	selección LITE	Selecccion Estandar	Selección Avanzada	Selección Reservorio
Corriente de fuga	X	X	X	X	X	X	X
Presion de Descarga		X	X		X	X	X
Temperatura de descarga			X		X	X	X
Vibración de descarga			X		X	X	X
Presión de entrada	X	X	X	X	X	X	X
Temperatura de entrada	X	X	X	X	X	X	X
Vibración de entrada						X	
Temperatura del Motor	X	X		X	X	X	X
Vibración del Motor	X	X		X	X	X	X
Motor y Voltaje				X	X	X	X
Presion del frente de la formacion							X
Temperatura del frente de la formacion							X
Vibración del frente de la formacion							X

Fuente: SCHLUMBERGER

1.1.3 Ventajas y desventajas del sistema BES

Aunque a través de los años y con las necesidades propuestas por el mercado, las empresas se han encargado de mejorar y perfeccionar este sistema de levantamiento artificial, contrarrestando sus falencias, existen aun ciertos tipos de ventajas y restricciones generales para los equipos BES que se mostraran a continuación. Cabe mencionar que muchos de estos aspectos en la actualidad son mejorados y pueden existir o no en un equipo BES dependiendo de su diseño y tecnificación, sumado a que para lograr un equipo idóneo se necesitan grandes inversiones de dinero iniciales en los proyectos de implementación de un sistema de levantamiento artificial.

1.1.3.1 Ventajas del equipo BES

Entre las ventajas que tiene un equipo BES se encuentra que:

- ✓ Es un sistema de levantamiento flexible a la hora de producir en un amplio rango de caudales de flujo, variando desde bajas hasta altas tasas.
- ✓ Sumado a las altas tasas de flujo (mayores a 100.000 BFPD) este sistema puede manejar altos cortes de agua (aplicables en costa afuera). Obedeciendo a lo anterior el costo de levantamiento por barril disminuye cuando la tasa de flujo se incrementa.
- ✓ Es un sistema aplicable en pozos direccionales y horizontales (dependiendo del ángulo de construcción, recomendado menor a 9° por cada 100 pies).
- ✓ Con la instrumentación adecuada este equipo puede usarse para inyectar fluidos a la formación.
- ✓ Facilita la aplicación de tratamientos contra la corrosión en tubería y formación de incrustaciones (scale).
- ✓ Este sistema no tiene partes móviles en superficie, de modo que es recomendable para áreas reducidas y urbanas.
- ✓ Estos equipos tienen la facilidad de poder ser automatizados para la supervisión y control.
- ✓ La ausencia de derrames en superficie hace este sistema de levantamiento el de menor impacto ambiental.
- ✓ Su vida útil resulta ser muy larga con los controles y mantenimientos adecuados al sistema.

1.1.3.2 Desventajas o limitaciones del equipo BES

Dentro de las desventajas del sistema BES se tiene:

- ✓ El costo inicial del sistema puede llegar a ser relativamente alto, por lo que puede llegar a ser no rentable en pozos de baja producción.
- ✓ Su implementación puede limitarse a pozos de profundidad media, principalmente por la degradación del aislamiento del cable y por las limitaciones de temperatura del motor y del protector o sello.
- ✓ El rendimiento de la bomba en diversos casos se ve afectado significativamente por el gas libre y después de cierto límite puede ocurrir un bloqueo por gas, de modo que este sistema no es recomendable para pozos con valores de GOR altos.
- ✓ Aunque existen equipos especiales, el tiempo de vida esperado para un equipo BES se puede ver afectado severamente por la producción de arena de la formación.
- ✓ En este sistema de levantamiento es fundamental contar con una fuente de electricidad estable y confiable ya que requiere un alto consumo de potencia.
- ✓ Para la reparación de cualquiera de sus componentes de equipo de fondo, se requiere sacar toda la completación del pozo (reacondicionamiento).

1.2 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE MONITOREO SATELITAL LIFTWATCHER

El sistema de monitoreo satelital Liftwatcher, es un nuevo servicio de la compañía Schlumberger que permite la vigilancia y control remoto y en tiempo real de los sistemas de levantamiento artificial BES, con el fin proporcionar una herramienta para el control de la producción y el desempeño de los sistemas BES, aumentando el tiempo de vida de los equipos y reduciendo los costos operativos. El servicio de vigilancia Liftwatcher cuenta con un sistema de control remoto, adquisición de datos por satélite, notificación de alarmas y llamadas de alerta, el arranque de bomba a distancia y control de la velocidad, e investigación a distancia de los problemas que se pueden encontrar en los sistemas BES.

El servicio del sistema Liftwatcher funciona en cualquier parte del mundo, con los datos almacenados de forma centralizada o local, si es necesario. Cuenta con ingenieros de supervisión y vigilancia en numerosos centros de alrededor del mundo 24 horas del día por 7 días a la semana, que se encargan de las alarmas de vigilancia para prevenir o mitigar los efectos adversos durante todo el día, diagnosticar las probables causas y en cuestión de minutos recomendar opciones de remediación. Dichas alarmas pueden ser establecidas para todas las mediciones y condiciones de pozo, así, a partir de la temperatura del motor y las vibraciones a las presiones de pozo y flujo continuo, son obtenidos datos en tiempo real, poder revelar lo que puede estar pasando con la bomba, y controlar el pozo. Incluso los comportamientos de arenamiento, el seguimiento estimado del corte de agua que a su vez puede ayudar a controlar o evitar problemas de conicidad puede llegar a ser manejados por medio de este sistema.

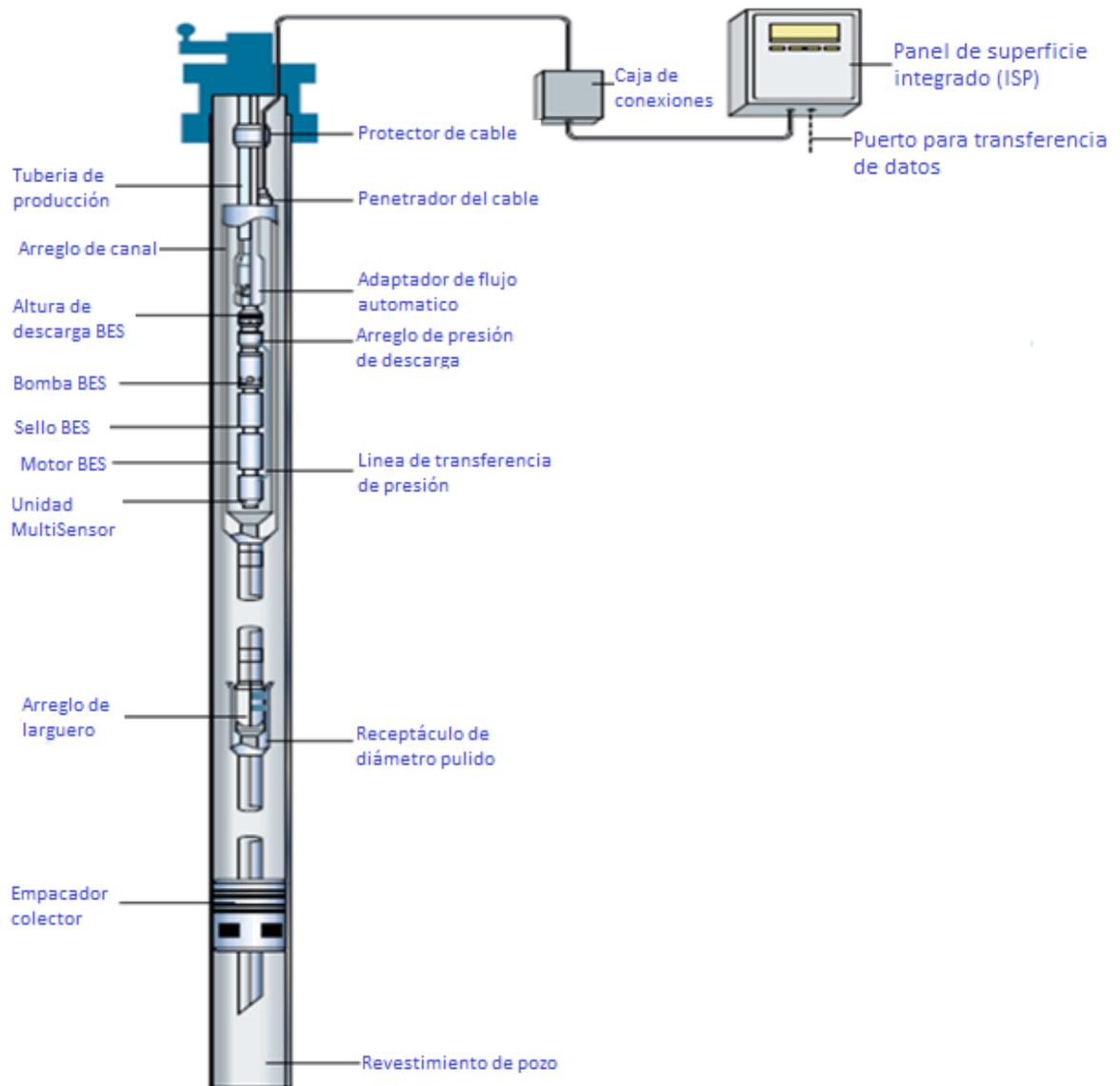
1.2.1 Antecedentes de monitoreo para equipos BES

Mirando hacia el pasado, el principal método de vigilancia y control rutinario de las bombas electrosumergibles se limitaban a las mediciones de corriente del motor, graficando los datos en tablas de amperaje en superficie. Este método aunque sigue siendo común actualmente, requiere mano de obra extensiva y visitas regulares al emplazamiento del pozo para recolectar datos y efectuar los ajustes necesarios en las operaciones de bombeo.

En la actualidad se dispone de un amplio volumen de información proveniente de los sensores de fondo de pozo que ayudan a asegurar el desempeño óptimo de los equipos BES. Por ejemplo un sistema de vigilancia rutinaria de las operaciones de levantamiento artificial Phoenix MultiSensor para terminaciones con BES adquiere continuamente datos de presión de admisión y descarga, temperaturas del motor de admisión y descarga, así como también datos de vibraciones y fugas de corriente. Hoy en día los métodos de vigilancia rutinaria de las bombas utilizan los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés). No obstante, las capacidades de los sistemas SCADA oscilan entre muy limitadas y extensivas, difiriendo entre un campo y otro. Estas deficiencias en lo que respecta a capacidad plantean desafíos a los

operadores y proveedores de servicios que desean explotar los sistemas modernos de vigilancia rutinaria de las operaciones de levantamiento artificial.

Figura 11: Sistema BES y equipos de adquisición de datos



Fuente: SCHLUMBERGER

Los datos de un equipo BES deben ser entregados a los especialistas que correspondan en forma oportuna y segura a fin de pasar de un enfoque reactivo a una secuencia de tareas preventivas y predictivas. Por lo anterior Schlumberger ha desarrollado el sistema de supervisión de bombas electrosumergibles Liftwatcher, para conectar los equipos de

producción a sus pozos y campos petroleros en tiempo real, incluso en pozos sin instalaciones SCADA. Las comunicaciones bilaterales seguras proporcionadas por el sistema permiten la transmisión de datos de pozos e instrucciones remotas del personal especialista en el sistema de levantamiento nuevamente a la bomba. Estas instrucciones remotas incluyen los comandos de puesta en marcha y detención, o el control de la velocidad de la bomba con los sistemas VDF.

El sistema Liftwatcher incorpora alarmas y alertas, que se regulan de acuerdo con valores umbrales definidos por el usuario, para notificar al equipo de producción problemas potenciales incluyendo una indicación de la severidad del problema. Igualmente es posible la supervisión de equipos BES múltiples instalados en pozos y campos múltiples, lo que permite a los especialistas disponer de los datos en tiempo real y elimina la necesidad de contar con sistemas de vigilancia rutinaria en sitio.

El monitoreo en tiempo real de un equipo BES junto con el procesamiento de datos y la interpretación, hoy en día se encuentra disponible tanto para grandes como para las pequeñas empresas independientes que se enfrentan a la ardua tarea de productor de petróleo y gas, permitiéndoles vencer obstáculos de tiempo y espacio que al final se ven reflejados en los valores de producción y vida útil de los equipos.

1.2.2 Características del sistema Liftwatcher

Las principales características del sistema Liftwatcher son:

- ✓ Proporciona información inmediata de datos recientes o históricos de cualquier locación remota.
- ✓ Suministra dos vías de comunicación lo que significa que se puede enviar y recibir información esencial para el funcionamiento y monitoreo de los pozos y los equipos instalados.
- ✓ Acceso en tiempo real a datos de las variables de producción desde cualquier lugar con conexión a Internet por parte del personal encargado de la vigilancia.
- ✓ Detecta y envía alarmas de atención de variables monitoreadas por el sistema, tales como temperatura, amperaje del motor, presión, vibraciones, entre otras.
- ✓ Las alarmas enviadas por el sistema pueden ser determinadas para que informen al personal correspondiente del grupo de vigilancia vía celular, fax, líneas telefónicas fijas, e-mail etc.
- ✓ Control remoto del equipo instalado en las locaciones desde cualquier lugar del mundo a través de una línea de internet.

1.2.3 Equipos especiales para el monitoreo satelital Liftwatcher

Existen equipos especiales para la implementación del sistema de monitoreo Liftwatcher que son instalados en boca de pozo y que en conjunto con la herramienta de sensor de fondo se convierten en aliados al momento de la medición de parámetros operativos y transmisión de la información. A continuación se muestran cuales son dichos equipos y sus funciones.

1.2.3.1 UniConn

El controlador universal de sitio UniConn proporciona una singular plataforma para la protección, control y adquisición de datos para equipos BES, bombas de superficie u otros pozos monitoreados.

Esta es una herramienta que puede monitorear múltiples pozos y operar puntos de datos - datos eléctricos del sistema, información de dispositivos externos analógicos o digitales, los datos medidos por el sistema de monitoreo de fondo de pozo y los comandos remotos. Los usuarios pueden programar o realizar ajustes de una alarma o un disparo, tanto el sitio como de manera remota.

En su configuración más básica, el dispositivo UniConn es un controlador de motor de velocidad fija y un dispositivo de adquisición de datos. Se puede adaptar fácilmente para su uso como una adquisición de datos y la caja de comunicación o el controlador VDF, adicionando las mismas 4 tarjetas de expansión. Cada tarjeta de expansión es plug and play con los menús de control de tarjetas automáticamente a la pantalla frontal del UniConn.

Fotografía 11: Controlador universal de sitio UniConn



Fuente: SCHLUMBERGER

Las actualizaciones de los parámetros se realizan normalmente en el pozo utilizando un ordenador conectado del computador al puerto serie en la parte frontal del controlador. Típicamente las actualizaciones se realizan en menos de 1 minuto. El dispositivo tiene capacidad para cuatro canales de entrada analógicas y seis digitales y proporcionan dos canales de salida analógicas y cuatro salidas digitales, cada una individualmente configurable.

Para el monitoreo y control remoto, el sistema UniConn puede ser conectado a el sistema SCADA y/o al sistema de vigilancia, monitoreo y control Liftwatcher en paralelo, si es necesario.

1.2.3.1.1 Aplicaciones, beneficios y características

Sus principales aplicaciones son:

- ✓ Control y protección de las velocidades fijas y variables del motor.
- ✓ Adquisición en superficie de los datos monitoreados en los medidores de fondo de pozo.
- ✓ Interfaz en sitio para todos los pozos artificialmente levantados y monitoreados.

Sus beneficios son:

- ✓ Máximo control y gestión de datos para ayudar en la protección de la inversión en sistemas para pozo o reservorio.
- ✓ Sencillo mantenimiento y operación de campo para reducir costos de en equipos y capacitación.
- ✓ Fiabilidad e integridad probada en la mayoría de las condiciones ambientales.

Y sus características son:

- ✓ Recopilación y almacenamiento de datos centralizado para la solución de problemas y análisis de ingeniería.
- ✓ Acceso remoto y capacidad de control de forma múltiple con sistemas SCADA y Liftwatcher.
- ✓ Lenguaje sencillo de alarmas y recordatorios.
- ✓ Memoria para almacenar hasta 500 eventos con módulos de memoria extraíble para el registro de datos y tendencias.

1.2.3.2 BGAN Site Communication Box “SCB”

La caja en sitio de comunicaciones “SCB” de Schlumberger provee un simple, rentable, efectivo y seguro acceso a los datos en tiempo real para pozos que están en localidades remotas. La red de satélites BGAN es una tecnología con licencia que permite la comunicación de datos a distancia a través de gran parte de terrenos alrededor del mundo. La red transmite los datos hasta los servidores de SCHLUMBERGER, permitiendo su extracción o visualización desde una base web según sea necesario.

Este equipo es instalado y encargado en horas por personal de pozo especializado bajo los estándares de adquisición y control de sistemas de SCHLUMBERGER. El diseño y estandarización de equipo es simplificado, reduce riesgos, es de fácil mantenimiento y de costo rentable. El sistema es completamente ensamblado con:

- ✓ Un modem satelital
- ✓ Un procesador - conector asistido (con ordenador integrado)
- ✓ Una fuente de alimentación con batería de respaldo
- ✓ Conectores de interfaz de campo en el interior de una cada de acero resistente a la intemperie.

Fotografía 12: Site Communication Box “SCB”



Fuente: SCHLUMBERGER

1.2.3.2.1 Aplicaciones, beneficios y características

Su principal aplicación es:

- ✓ Proveer una interface de sitio remota para la transmisión de datos en tiempo real.

Sus beneficios son:

- ✓ Reduce el número de visitas a pozos en sitios remotos.
- ✓ Reduce costos de operación.
- ✓ Permite el monitoreo remoto y la protección de los equipos.

Sus características son:

- ✓ Fácil instalación
- ✓ Requiere mantenimiento mínimo
- ✓ Proporciona un sondeo remoto
- ✓ Ofrece una interface para múltiples unidades terminales remotas (RTU's)
- ✓ Ofrece soporte 24/7 y poder de notificación de fallas
- ✓ Transmisión de datos vía satélite
- ✓ Tiene un amplio rango de temperatura de operación.

1.2.4 Funcionamiento del sistema Liftwatcher

Para la vigilancia rutinaria de las condiciones de fondo de pozo y las condiciones operativas de la bomba, se instala el instrumental de fondo de pozo y en superficie. Las señales provenientes de los sensores y del VSD son transmitidas a través del cable de alimentación a las unidades terminales remotas de superficie (RTUs, por sus siglas en

inglés), lo que permite el monitoreo continuo de las presiones, las temperaturas, la vibración y la corriente.

1.2.4.1 Recorrido de datos

En la locación del pozo, los nuevos o ya existentes controladores de bombas, sensores de fondo, conjuntamente con los sistemas de comunicación de sensores de superficie interactúan con el “site communication box” (SCB). Los datos que se generan en el VDF y los que provienen del sensor de fondo son dirigidos hacia el UniConn®, que es una plataforma que reúne y controla los datos, diseñado con flexibilidad para operar con sistemas de control de motor (VDF), sistemas de herramientas de fondo de pozo (sensor), SCADA y sistemas de comunicación, etc.

Fotografía 13: UniConn incorporado al VDF



Fuente: SCHLUMBERGER

Una vez que los datos, provenientes del VSD y del sensor de fondo, son leídos por el UniConn, se transmiten hacia la caja de comunicaciones (SCB). Estos datos son procesados y transmitidos hacia la antena de la SCB (fotografía 14) y de ahí son enviados al satélite y re direccionados al servidor del sistema Liftwatcher, donde se alojan y permanecen disponibles para la consulta de los usuarios a través de internet en el sitio web de Zedi Access. Este sistema suministra la información necesaria que alimenta las secuencias de tareas críticas enviadas a tiempo para facilitar el análisis de datos, la cooperación, la planeación y la toma de decisiones.

Fotografía 14: Caja de comunicaciones (SCB) y antena

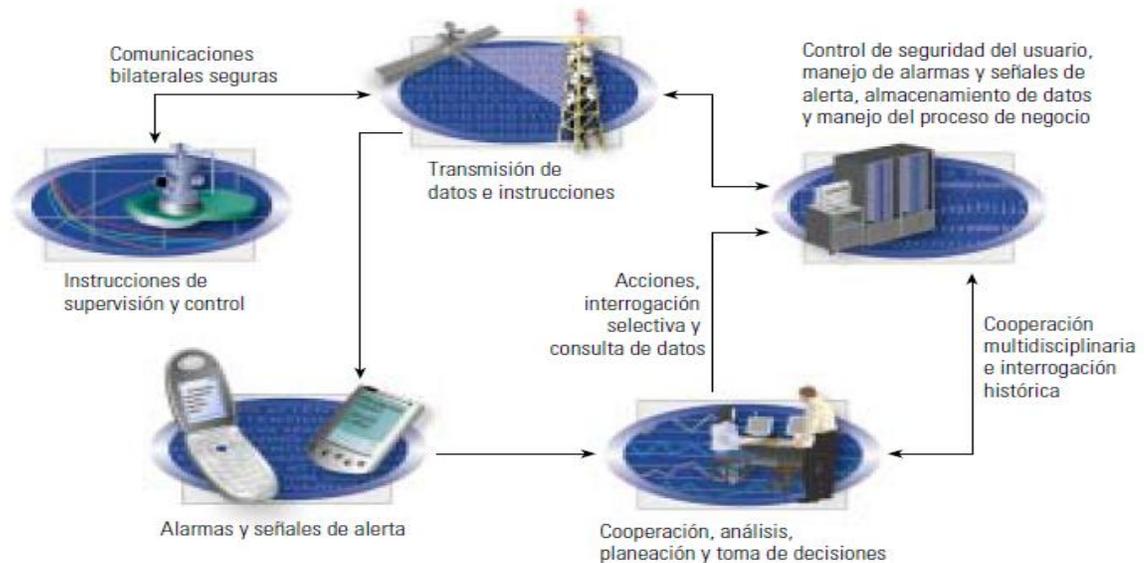


Fuente: SCHLUMBERGER

El tiempo que toma la transmisión de los datos, desde el momento en que el sensor de fondo y el VDF proveen los datos hasta el momento en que el usuario final los obtiene en el sistema, es de 3 minutos. Esto quiere decir que los datos de un equipo o pozo determinado, llegan al usuario cada 3 minutos.

La siguiente figura muestra como ahora los especialistas pueden conectarse con los sistemas BES a distancia utilizando comunicaciones bilaterales seguras. Un innovador sistema de alerta y alarma advierte de inmediato a los usuarios acerca de problemas en desarrollo, acelerando la planeación de medidas de remediación y minimizando el tiempo de inactividad de la bomba. El sistema Liftwatcher permite la interrogación selectiva de los datos en tiempo real y la interrogación histórica de los datos almacenados para el análisis de desempeño de la bomba y del pozo.

Figura 12: Flujo de comunicaciones, conectividad, cooperación y control.



Fuente: SCHLUMBERGER

1.2.4.2 Alarmas y Disparos

El éxito de un sistema de monitoreo y vigilancia radica en poder controlar el comportamiento del equipo de bombeo. Esto se logra estableciendo ciertos rangos de operación de las variables que se vigilan. Como es poco práctico dedicar un ingeniero de vigilancia a cada pozo, las alarmas son esenciales para enfocar y priorizar el tiempo del operador a un pozo específico para diagnósticos, así se hace posible para un ingeniero manejar múltiples pozos. El uso de alarmas de esta manera, significa que un solo ingeniero por turno puede llevar a cabo la vigilancia de más de 100 pozos.

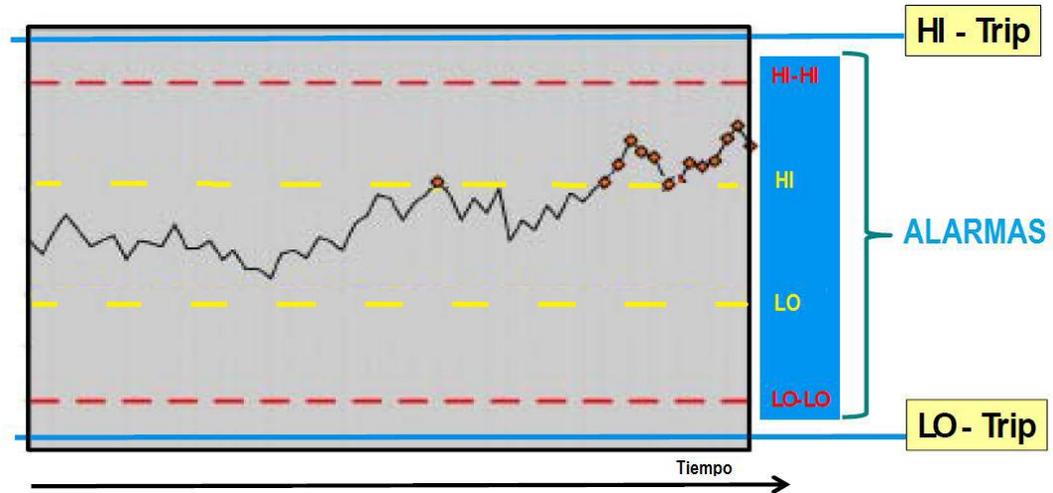
1.2.4.2.1 Disparos

Un disparo es una condición que causa que el controlador del motor (VDF) apague el equipo BES. Usando el tradicional monitoreo del amperaje como ejemplo, los ajustes por sobre-carga y baja-carga en el VDF son usados para apagar la BES en el caso de que la corriente se desvíe de los valores esperados. Aunque los disparos son innegablemente útiles, ya que previenen fallas, ellos también pueden apagar el sistema, lo cual puede ser evitado con el uso de alarmas.

1.2.4.2.2 Alarmas

Una Alarma es una condición que causa una señal de alerta que se envía sin apagar la bomba. Es un mecanismo de alerta temprana que provee al ingeniero de vigilancia una oportunidad de prevenir el tiempo de inactividad y el mal funcionamiento de la BES. El umbral de la alarma debe establecer más cerca del valor promedio de operación que del valor del disparo, como se muestra en la figura 13

Figura 13: Diferencia entre alarma y disparo



Fuente: SCHLUMBERGER

En la figura 13, se muestran los parámetros de operación establecidos para el funcionamiento de los equipo BES en donde se tiene que:

- ✓ Hi-Trip (High-Trip): se refiere a un valor que se establece y se considera como muy Alto y causa el cierre automático preventivo del equipo.
- ✓ HI-HI (High-High): se refiere a un valor que se establece y se considera como muy Alto para la correcta operación del equipo BES.
- ✓ HI (High): se refiere a un valor que se establece y se considera como Alto para la correcta operación del equipo BES.
- ✓ LO (Low): se refiere a un valor que se establece y se considera como Bajo para la correcta operación del equipo BES.
- ✓ LO-LO (Low-Low): se refiere a un valor que se establece y se considera como muy Bajo para la correcta operación del equipo BES.
- ✓ LO-Trip (Low-Trip): se refiere a un valor que se establece y se considera como muy Bajo y causa el cierre automático preventivo del equipo.

Cuando una determinada variable, ya sea de sensor o de VDF, toca o llega a uno de los umbrales establecidos como HI-HI, HI, LO ó LO-LO se genera automáticamente una alarma, la cual es enviada al centro de vigilancia. Esta alarma es analizada por el ingeniero de vigilancia, el cual identifica la causa más probable que haya generado tal alarma. Una vez se ha identificado la causa, se hacen recomendaciones y correcciones para que sean ejecutadas por el cliente.

Cuando la variable llega hasta los umbrales establecidos como HI-Trip ó LO-Trip, el equipo automáticamente se apaga, esto como una forma de protección contra daños severos que lo dejen fuera de operación de manera definitiva.

2. SISTEMA DE MONITOREO SATELITAL LIFTWATCHER

Los operadores han conocido por mucho tiempo que la protección del motor de un equipo BES es esencial para maximizar su vida útil. El sólido control de los estados del motor ha proporcionado la esencia de esta protección, que ha conducido a que los desarrollos técnicos sean cada vez de mayor funcionalidad. Estos dispositivos se han basado en detener el equipo BES, que desafortunadamente, resulta en inactividad y reinicio adicional del equipo, y por lo tanto pérdidas diferidas de producción y crecimiento en los esfuerzos del sistema. El sistema SCADA ha ido evolucionando y ha sido complementado con sistemas de alojamiento de datos (data-hosting systems) que pueden ser programados con alarmas que permitan un adecuado monitoreo del sistema. En paralelo la industria presenta una proliferación en la demanda de proyectos en tiempo real (real-time) y en campo (In-field) como avances en tecnología computarizada y accesos en la red que han generado una nueva visión de la gerencia un campo petrolero.

En este punto es necesario e importante definir los términos de monitoreo y vigilancia de un fenómeno que aunque puede parecer describir la misma actividad, se refiere a distintas actividades. El “monitor” es para observar o reunir datos. La “vigilancia” de un fenómeno incluye “monitoreo” pero incorpora además un proceso para establecimiento de límites de funcionamiento, clasificación, análisis e interpretación de los datos recolectados que proporcionan “información” del fenómeno de interés.

En general el monitoreo y la vigilancia pueden ser descritos brevemente en los siguientes pasos:

- ✓ Monitoreo:
 - Datos de medición
 - Transmisión de datos
 - Almacenamiento

- ✓ Vigilancia:
 - Configurar el umbral de las alarmas
 - Registro de alarmas
 - Análisis de alarmas
 - Recomendaciones para acción correctiva o preventiva
 - Decisiones basadas en el análisis y las recomendaciones
 - Implementación

Armado con “información”, se pueden tomar decisiones para definir un objetivo relacionado con el fenómeno de interés. En los últimos tiempos, el Centro de Vigilancia de levantamiento Artificial (“Artificial Lift Surveillance Center” por sus siglas en inglés ALSC) era esencialmente un centro de monitoreo, sin embargo el ALSC de Schlumberger, actualmente realiza el monitoreo y vigilancia 24 horas del día 7 días a la semana (24/7) de los sistemas BES, con el fin de aumentar el tiempo de vida de cada equipo.

2.1 OBTENCION DE DATOS LIFTWATCHER

Los datos usados por el sistema de control y vigilancia Liftwatcher para los equipos BES, provienen principalmente de dos fuentes: el variador de velocidad o frecuencia (VDF) y el sensor de fondo.

2.1.1 Datos del Variador de Velocidad o frecuencia (VDF)

El variador siendo un controlador del motor, permite operar el sistema BES en un rango amplio de frecuencia en vez de estar limitado a la frecuencia de línea. Así el gasto de producción, la carga o ambos se pueden ajustar, dependiendo de la aplicación, al variar la velocidad de la bomba sin efectuar modificaciones en el equipo de fondo. Así, las variables más importantes provenientes del VDF, que influyen en el control y vigilancia del sistema son la carga o corriente y la frecuencia.

2.1.1.1 Carga o corriente

Un incremento en este parámetro puede significar un incremento en la tasa de flujo o un problema de operación potencial (producción de desechos, desgaste en la bomba, etc.) y una disminución puede indicar decremento en la tasa de flujo, problemas potenciales de bloqueo por gas en la bomba o apagado de la bomba. Este parámetro se mide en Amperios.

2.1.1.2 Frecuencia

Este parámetro determina la velocidad con que es drenado el pozo. Un incremento de la frecuencia causa que la bomba tumba más la cabeza de presión y fluya a mayor tasa, y en un esfuerzo por obedecer las leyes de la física, la potencia requerida para realizar esta tarea también se incrementa.

2.1.2 Datos del sensor de fondo

El sensor es un medidor de fondo de pozo que normalmente se instala debajo del motor (figura 14) como parte de la sarta de levantamiento artificial. El propósito es medir y transmitir parámetros de fondo de pozo (relacionados al pozo y/o al equipo) que son críticas para la operación. Los parámetros medidos son la Presión y la Temperatura del Intake, la Presión de Descarga, la Temperatura del Motor, la Vibración del equipo y las Fugas de Corriente.

2.1.2.1 Presión del Intake (PIP)

Esta presión debe ser usada para prevenir un apagado de la bomba o para evitar que el Draw Down del pozo esté por debajo de una presión dada (punto de burbuja o una presión fluyente de fondo de pozo). Por ejemplo, la PI se puede controlar por encima de 200 psi en un pozo donde la fuga de gas es excesiva y causa problemas de operación de

la bomba por debajo de este valor. Valores de P_i altos pueden alertar sobre problemas de recirculación y de condiciones de no flujo.

2.1.2.2 Presión de Descarga (P_d)

Responde a cambios en la gravedad específica del fluido producido. Altas presiones de descarga pueden indicar baches de fluido pesado y pueden conllevar al cierre de válvulas.

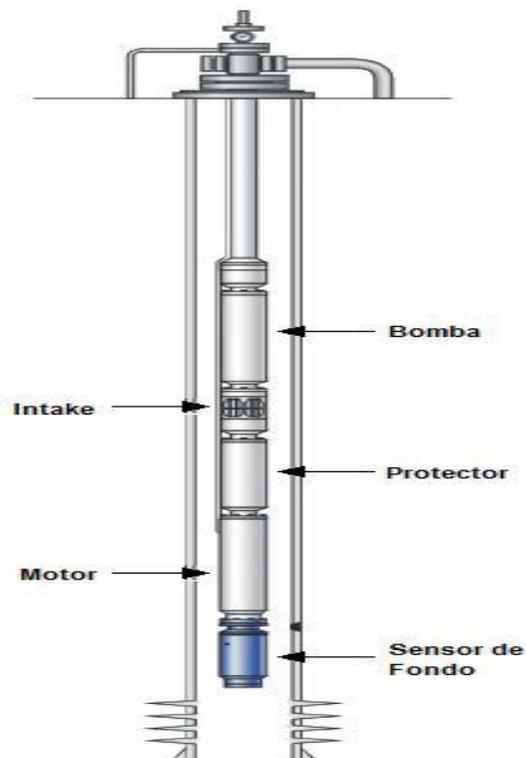
2.1.2.3 Temperatura de Motor (T_m)

La temperatura de motor responde rápidamente a los problemas que presenta la bomba. Altos valores de T_m indican alto consumo de carga del motor, pobre refrigeración del motor debido a escamas o a las propiedades de los fluidos.

2.1.2.4 Temperatura del Intake (T_i)

La temperatura de Intake actúa como un respaldo de la temperatura del motor. Cambios en la T_i también puede ser un indicador de cambio en la tasa de flujo del pozo. Altas temperaturas indican posible recirculación y/o elevada temperatura del fluido de producción.

Figura 14: Ubicación del sensor de fondo



Fuente: SCHLUMBERGER

2.1.2.5 Vibración (Vib)

La vibración es una medida indirecta del rendimiento de la BES, ya que incluye características de componentes mecánicos (arena, residuos), eléctricos (frecuencia) e hidráulicos (viscosidad). Es difícil interpretarla con exactitud, sin embargo se conoce que los altos valores de Vib., indican producción de sólidos y resonancia de frecuencia por excesivo desgaste mecánico de la bomba.

2.1.2.6 Corriente de fuga

Con este parámetro se puede proteger el sistema del deterioro por altas temperaturas de motor, del deterioro del aislamiento y de la pérdida de aislamiento de la fase a tierra. Este parámetro permite cuantificar qué tan confiables son los datos de fondo. Se mide en miliamperios.

2.2 PROCESO DE DATOS, ANALISIS E INTERPRETACIÓN

El proceso de datos, análisis e interpretación consiste en la aplicación de la gestión de la eficiencia del sistema de producción, junto con las tecnologías para equipos BES que son desarrolladas actualmente en la en compañía de las herramientas de análisis, incluyendo los programas informáticos de simulación que simulan en tiempo real el comportamiento de la BES y el rendimiento del pozo.

2.2.1 Tecnología de BES

Los recientes desafíos propuestos por la industria a los equipos BES, tales como el manejo de gas y producción de sólidos cada vez en mayor proporción, han llevado al desarrollo y diseño de tecnologías que satisfagan las necesidades del cliente. Si se habla de manejo de gas, se habla de diseño de controladores de gas de avanzada con varias fases de flujo axial en etapas con capacidad de poder bombear una mezcla gas-líquido (dos fases) de fluidos de hasta un 75% de gas libre sin presentarse problemas por bloqueo de gas. Ahora bien con respecto al porcentaje de producción de sólidos, se han diseñado materiales resistentes a la abrasión con un aumento de estabilización de rodamientos de cerámica, materiales de alta resistencia, revestimientos de plástico, y la construcción de la bomba de acero ferrítico, hacen que además hoy día se disponga de una protección adecuada en ambientes corrosivos.

Dichos avances en tecnología para los equipos BE incluyen además sistemas de ajustes especiales a las bombas, como diseño de protectores, motores y cables para alta temperatura en las aplicaciones de inyección continua de vapor de petróleo pesado o en general condiciones críticas de trabajo. Se tienen en cuenta además los nuevos equipos de monitoreo de fondo de pozo más fiables y precisos, para los cuales se han creado bombas y motores integrados con conectores reducidos, y un nuevo diseño de paneles de adquisición de datos.

Estos entre otros avances de mejoramiento del sistema BES son los responsables del

aumento de la demanda de estos mismos, convirtiéndolos en los últimos tiempos en el sistema de levantamiento artificial con mayor crecimiento en el mercado de la industria petrolera.

2.2.2 Procesamiento de datos

Los datos relacionados al rendimiento del equipo BES, al comportamiento en fondo de pozo y superficie, son adquiridos a partir de la localización del pozo en tiempo real mediante paneles de adquisición de datos, que posteriormente son enviados a través de una conexión a la red a un colector de datos. Los datos registrados en este centro son siempre de fácil disponibilidad y pueden estar al alcance de varios miembros del equipo y expertos en diferentes ubicaciones geográficas en todo el mundo a través de internet.

Dichos datos además son enviados para su procesamiento e interpretación inteligente, igualmente en tiempo real. Lo anterior genera flujos de trabajo predictivos y proactivos en lugar de enfoques reactivos. La comunicación bilateral lograda entre el equipo BES en pozo y el equipo de expertos en BES de producción, eliminan la necesidad de las visitas in situ o de vigilancia, además conservan de manera disponible datos históricos utilizados por los especialistas para determinar bien sea el estado del equipo como su rendimiento.

2.2.3 Análisis e interpretación de datos

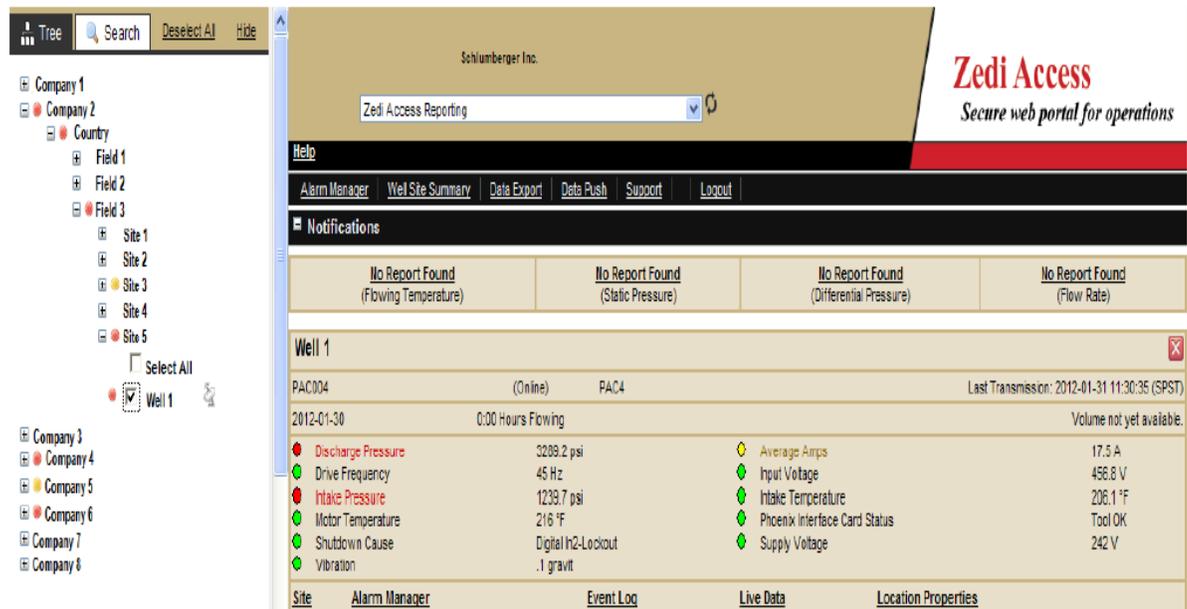
El análisis de datos se inicia mediante el establecimiento de alarmas protectoras para los equipos BES, que se basan en las características de la bomba, motor y límites de producción del yacimiento. Algunas de estas alarmas se establecen en el sitio, mientras que otras están establecidas y controladas de forma remota. Las notificaciones de estas alarmas se programan directamente para buscar personas a través de teléfonos celulares, faxes, o correos electrónicos.

La disponibilidad de estas alarmas en tiempo real, ofrecen una rápida respuesta. A menudo, un arranque a control remoto es utilizado para devolver el equipo BES a condiciones de funcionamiento normal y evitar las pérdidas de producción, esto dentro de un corto tiempo posterior al apagado, mientras que al mismo tiempo es llevado a cabo un análisis de las posibles causas del evento. Lo anterior no sería posible sin el procesamiento e interpretación de los datos en tiempo real, en colaboración activa con la empresas productoras en todos los escenarios del proceso de monitoreo y vigilancia de reservorios. La supervisión y vigilancia de cientos o posiblemente miles de pozos en un campo se simplifica en un grupo selectivo, determinando pozos dentro del campo que sean prioridad, estableciendo una alarma clasificada, basada en los volúmenes de producción de crudo de un pozo individualmente.

Los códigos de vigilancia verde, amarillo y rojo indican el estado de los pozos (figura 15). El código de color verde indica que la bomba esta funcionando en normalidad, un código de alarma de color amarillo significa que hay un potencial problema en el pozo con la bomba, o que la bomba se encuentra fuera del rango de operación recomendado. Mientras de un código de alarma de color rojo, indica al experto en vigilancia que la

bomba a entrado en una condición de cierre o que no hay comunicación con las unidades terminales remotas.

Figura 15: Interfaz del sistema Liftwatcher



Fuente: SCHLUMBERGER

Estos grupos de códigos de color permiten a los expertos manejar un gran número de pozos de manera eficaz, centrándose principalmente en los pozos que requieren atención inmediata. Pozos en alarma amarilla, es decir, equipos BES que están funcionando pero que operan fuera de sus rangos recomendados, determinan un análisis de sus umbrales de operación. Este procedimiento mejora la eficiencia en producción porque el tiempo se dedica a encontrar una solución de calidad al problema y no a buscar el problema. Este sistema permite adicionalmente para mayor presión modelar el rendimiento de la bomba en base a las características de los fluidos in situ y en la comparación con las curvas de rendimiento de bomba adquiridas en el banco de ensayo para cada bomba específica en lugar de utilizar una curva de catálogo genérica.

Los datos de fondo de pozo ofrecen también una oportunidad para el análisis de presiones transitorias, por ejemplo, caída de presión durante la producción y acumulación durante un cierre, siendo útil para determinar a su vez propiedades petrofísicas del reservorio. Como lo anterior igualmente es posible la caracterización de homogeneidad y análisis de fallas que proporcionan una idea general del campo.

Con la utilización de este sistema de adquisición de datos en tiempo real se han comprobado que los aumentos significativos de producción, en dichos casos, se logran en su mayoría no gracias a la intervención de pozos, si no mediante el uso e interpretación adecuado de estos datos. Varias son las recomendaciones y sugerencias que se hacen para optimizar las operaciones del sistema BES, reducir el tiempo de inactividad y prevenir las fallas prematuras catastróficas características en estos equipos.

2.3 COMPORTAMIENTOS ESPECIALES EN PARAMETROS DE MONITOREO

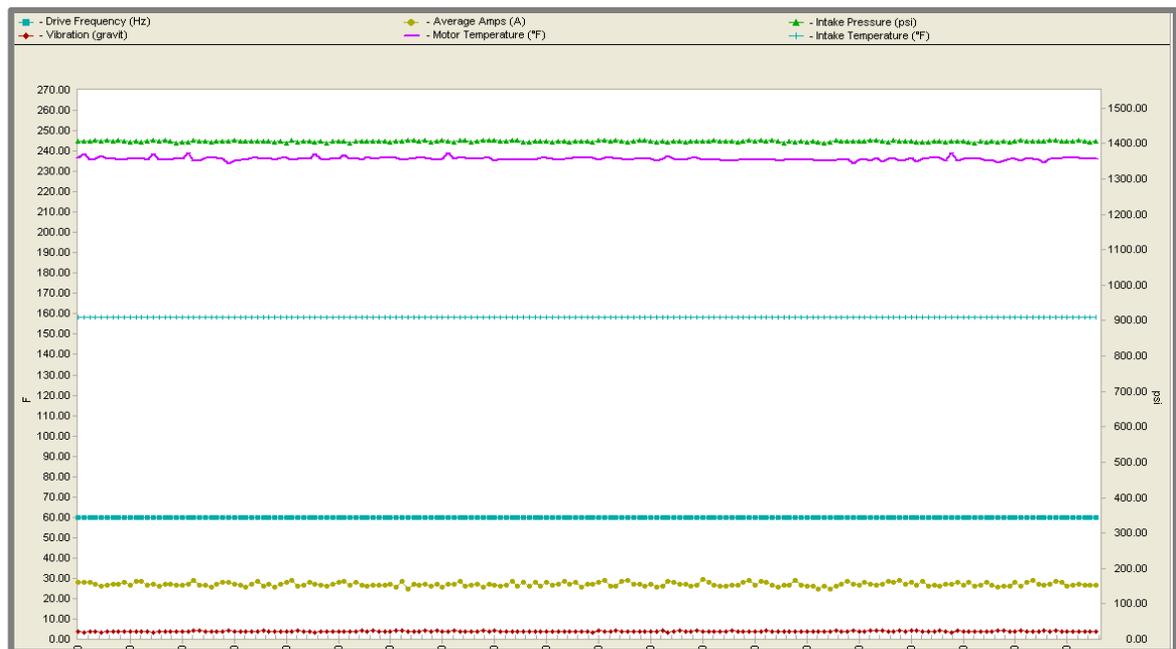
El sistema satelital Liftwatcher, permite realizar una continua supervisión de las condiciones de operación de los diferentes pozos que se encuentran bajo el control del centro de vigilancia, permitiendo realizar un seguimiento preventivo y un continuo análisis de las variables de operación de los pozos, ayudando a evitar la presencia de posibles daños en el equipo instalado, así como actuar de manera rápida cuando estos problemas se presentan.

A continuación se muestran algunos comportamientos especiales de los parámetros que se monitorean y vigilan con el sistema Liftwatcher:

2.3.1 Comportamiento normal de un pozo

Cuando un pozo que está siendo monitoreado por el sistema y tiene un comportamiento normal, es decir, está trabajando sin presentar ningún tipo de problemas, se observa en las gráficas obtenidas un comportamiento casi lineal en los diferentes parámetros monitoreados (ver figura 16).

Figura 16: Comportamiento normal en los parámetros monitoreados en un pozo



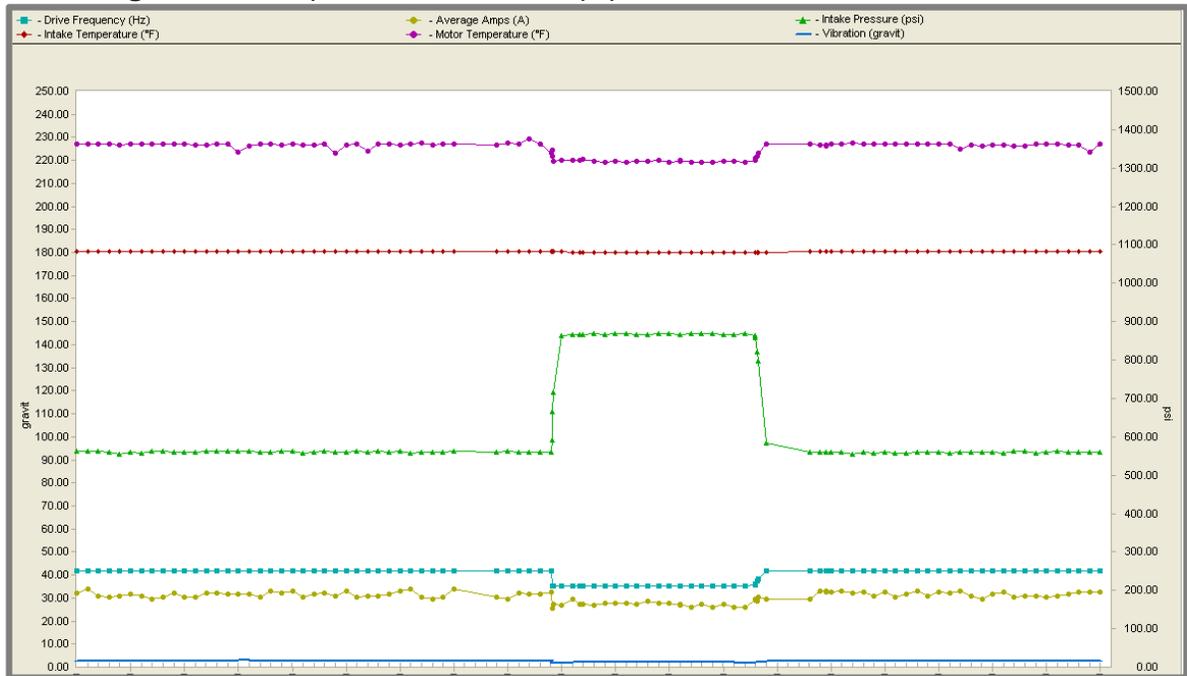
Fuente: SCHLUMBERGER. Centro de alarmas Liftwatcher

2.3.2 Cambio de frecuencia en un equipo BES

Los Cambios de Frecuencia sobre un equipo BES son usados continuamente como un mecanismo para controlar la producción del pozo. Cuando a un equipo se le realiza un

cambio de frecuencia, las variables que más sienten dicho cambio son: la Presión de Entrada a la Bomba (Pump Intake Pressure, PIP), Carga o Amperaje, la Temperatura de Motor y a Presión de Descarga. Como se puede ver en la figura 17 , la Carga, la Presión de Descarga y la Temperatura de Motor aumentan o disminuyen con el aumento o la disminución de la frecuencia; mientras que la PIP aumenta cuando esta disminuye y viceversa.

Figura 17: Comportamiento de un equipo BES con el cambio de frecuencia



Fuente: SCHLUMBERGER. Centro de alarmas Liftwatcher

2.3.3 Comportamiento de operación en Modo Presión

Se dice que un equipo se encuentra operando modo presión cuando con el fin de estabilizar los valores de la PIP, es permitida la fluctuación o variación de parámetros como frecuencia y amperaje dentro de los parámetros de alarmas y viajes establecidos. En la figura 18, se puede observar como un equipo BES se encuentra operando en modo presión, y aunque la PIP en este caso no se muestra estabilizada por completo, se observa como la frecuencia varia de acuerdo al valor de la PIP, es decir, aumenta cuando es necesario disminuir la PIP y disminuye cuando esta parece estar controlada.

2.3.4 Comportamiento de operación en Modo Corriente

Similar al comportamiento modo presión, en un comportamiento modo corriente se busca la estabilización de este parámetro por medio de la variación de parámetros como PIP dentro de los parámetros establecidos de funcionamiento para un equipo determinado; figura 19.

Figura 18: Comportamiento de un equipo BES modo Presión



Fuente: SCHLUMBERGER. Centro de alarmas Liftwatcher

Figura 19: Comportamiento de un equipo BES modo Corriente

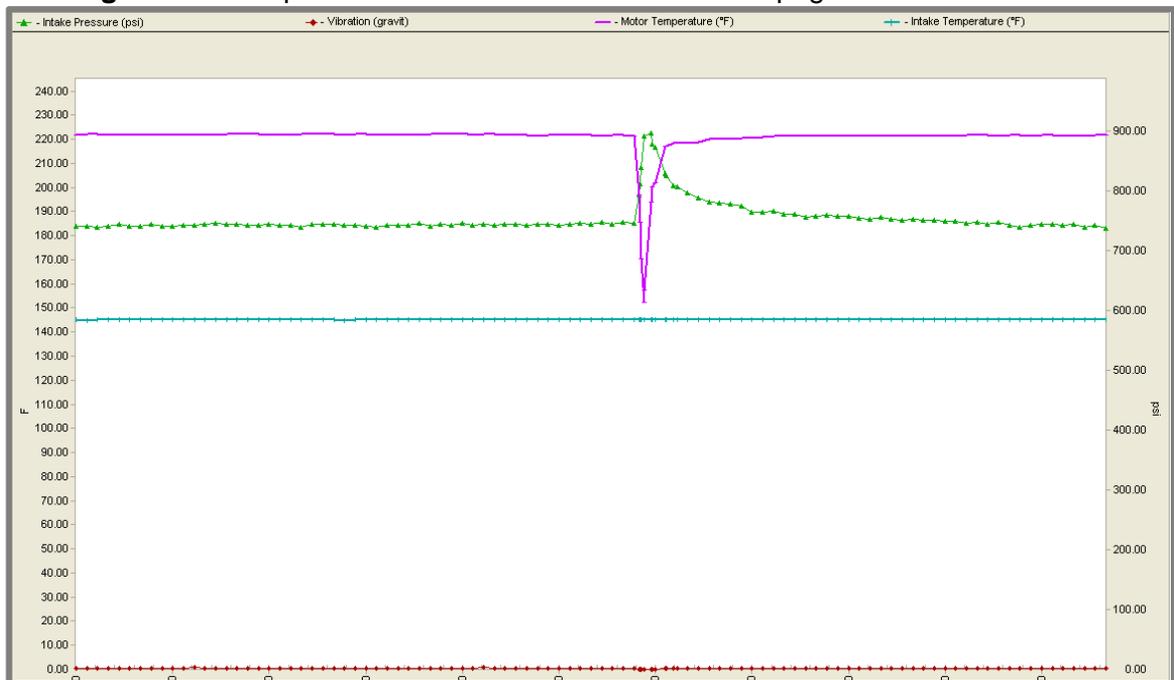


Fuente: SCHLUMBERGER. Centro de alarmas Liftwatcher

2.3.5 BES operada sin datos de VSD

Muchas veces se encuentran clientes que solicitan el monitoreo de equipos BES que pertenecen a otras compañías de servicios, de las cuales sólo se podrán ver datos de sensor y no del VDF. Sin estos datos es difícil identificar el momento exacto en el que dichos equipos se han apagado, ya que cuando esto sucede los valores de Corriente y Frecuencia llegan a cero, por lo que es necesario prestar una elevada atención a parámetros como la PIP y la Temperatura del Motor. Cuando una BES se apaga y no se tienen datos de VDF, la PIP comienza a aumentar, mientras que la Temperatura de Motor desciende; figura 20.

Figura 20: Comportamiento de una BES en caso de apagado sin datos de VDF



Fuente: SCHLUMBERGER. Centro de alarmas Liftwatcher

2.3.6 Cambio de giro correcto para un equipo BES

Antes que un equipo BES se ponga en marcha por primera vez, es necesario hacer pruebas de giro, de modo que se encuentre el sentido correcto de giro para que el desplazamiento de fluido sea de forma adecuada. Muchas veces cuando se interviene la bomba o se le realizan trabajos al equipo de superficie, este sentido correcto de giro es cambiado sin darse cuenta y la producción del pozo se ve afectada ya que el equipo se ve obligado a operar bajo parámetros elevados y de baja eficiencia volumétrica.

En la figura 21 se puede observar que posterior al cambio de giro que se le realizó al equipo, la PIP disminuye, indicando que la bomba está drenando fluido eficientemente,

incluso con una frecuencia menor a la anterior. Esto confirma que el equipo se encontraba girando en el sentido incorrecto.

Figura 21: Comportamiento para un cambio de giro en un equipo BES



Fuente: SCHLUMBERGER. Centro de alarmas Liftwatcher

2.3.7 Equipo BES bloqueado por gas

Un problema frecuente que se presenta en la operación de pozos que tienen instalado un equipo BES es el bloqueo por gas. Este problema se presenta en pozos que tienen una alta relación gas- petróleo. En dichos pozos, se presentan interferencias del gas libre en las primeras etapas de la bomba, lo que provoca el efecto de atascamiento, conocido como bloqueo por gas. El bloqueo por gas se produce cuando el gas llena completamente los pasajes de fluido de los impulsores y difusores bloqueando la entrada de fluido.

Un efecto colateral del bloqueo por gas es el aumento en la temperatura del equipo en general por la falta de flujo, el cual puede llegar a causar la falla del motor, la extensión plana del cable o el protector. Otro efecto que se presenta al manejar fluidos gaseosos es la baja carga del motor, que se produce debido a la menor gravedad específica del gas, la cual ocasiona que la carga sobre el motor disminuya drásticamente, y de manera contraria, aumente la presión que se está manejando en la entrada de la bomba. Dichos efectos se pueden distinguir en la zona azul de la figura 22.

Para controlar un bloqueo por gas, generalmente se cambia el sentido de rotación a la bomba durante unos 60 minutos aproximadamente y luego volverla a su giro normal. Esta operación se puede observar en la zona roja de la figura 22.

Figura 22: Bloqueo por gas en un equipo BES



Fuente: SCHLUMBERGER. Centro de alarmas Liftwatcher

2.3.8 BES con problemas de sólidos

Durante la operación de algunos sistemas de BES, el fluido de producción arrastra arena no consolidada. Dependiendo de la cantidad, composición de la arena y de las condiciones de operación, los efectos serán más o menos evidentes y de acuerdo a esto será el tiempo que transcurra para darse cuenta de que se está produciendo un fluido con arena.

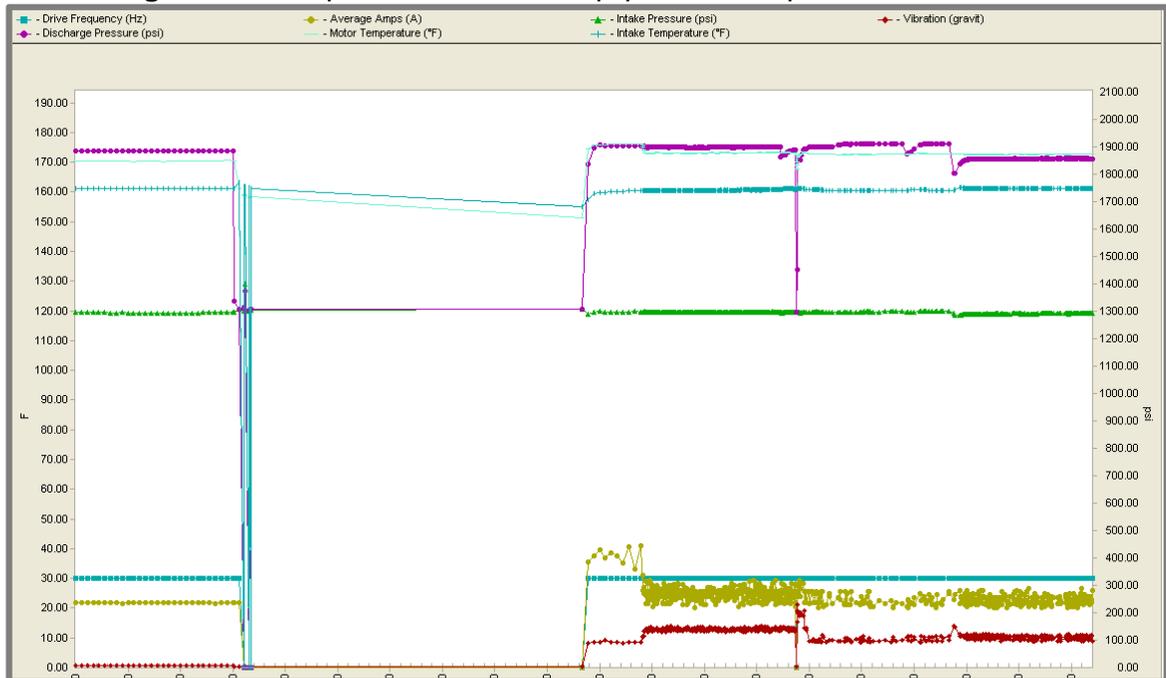
Cuando se presenta un problema por arenamiento, se notará un aumento en los valores de vibración junto a la constante fluctuación de los valores de la corriente o amperaje, tal y como se puede observar en la figura 23. En esta misma figura, se puede observar en la zona al izquierdo el normal comportamiento del equipo antes de una parada. Luego, de su arranque se pudo determinar por los valores de vibración y la fluctuación de la carga, que el equipo presentó problemas de sólidos. Para este caso se recomienda realizar trabajos en el pozo para evitar la pérdida del equipo ya que los sólidos son un agente abrasivo y deterioran la BES.

2.3.9 Comportamiento de un equipo BES trabajando a baja carga

Cuando en una bomba BES se observa la disminución de la carga, se puede inferir que:

- ✓ Esta ingresando gas en el pozo, por lo tanto la gravedad específica del fluido se reduce, provocando la disminución de la carga al motor, el pozo se está bloqueando por gas.
- ✓ En superficie se ha establecido una condición de choque en alguna válvula, lo cual genera que el fluido que se encuentra en la bomba empiece a adquirir la misma velocidad de los impulsores y al estar cercana a esta velocidad la carga disminuye porque el motor no requiere la misma carga para levantar este fluido.

Figura 23: Comportamiento de un equipo BES con problemas de solidos



Fuente: SCHLUMBERGER. Centro de alarmas Liftwatcher

2.3.10 Comportamiento de un equipo BES afectadas por baches de agua

Cuando en determinado momento una bomba BES se ve afectada por un bache de agua, durante el monitoreo se observa un incremento considerable en la presión y la corriente, mientras que las temperaturas mantienen un valor casi constante.

Este comportamiento es casi el mismo que se presenta cuando hay problemas con la producción de sólidos, por tal razón es indispensable conocer los datos de la vibración con los que se pueden descartar la presencia de sólidos en el sistema.

2.4 PRINCIPALES EJEMPLOS DE VIGILANCIA, DIAGNOSTICO Y RECOMENDACIONES

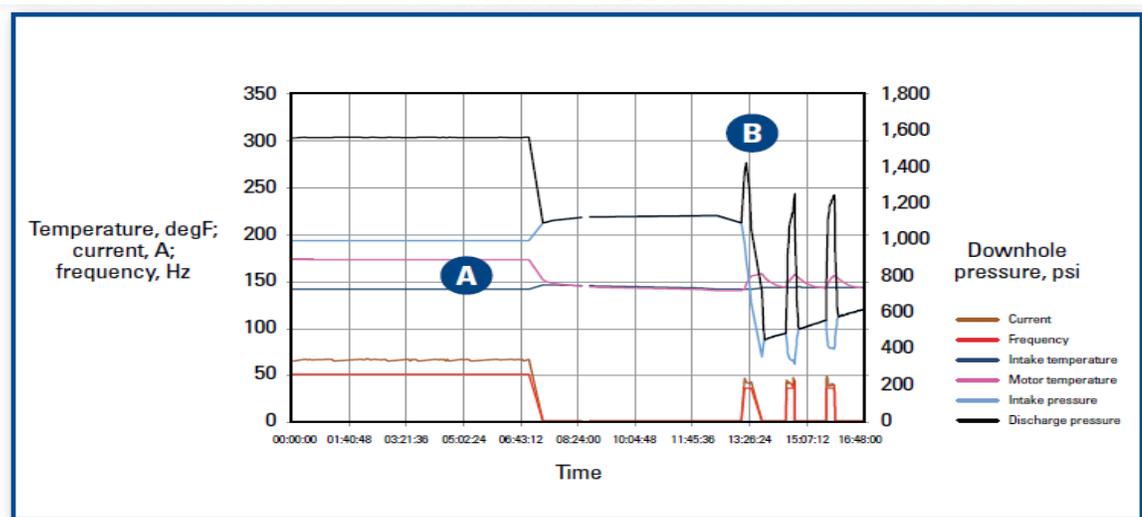
El sistema Liftwatcher fue diseñado con el objetivo de realizar un diagnostico de posibles fallas en el equipo y proporcionar de manera preventiva y no reactiva recomendaciones de funcionamiento para el mismo, mediante la vigilancia en tiempo real de las variables críticas del sistema de bombeo electrosumergible.

La base de vigilancia de alarmas del sistema Liftwatcher cuenta con mas de 700 datos confirmados de condiciones del equipo BES que pueden llegar a generar él envío de alarmas al centro de control. Se dice que un tercio de estas alarmas son consideradas fundamentales para la prevención de los tiempos de inactividad de bombeo, fallas o paradas del equipo BES. Dicha base de datos permite además a los ingenieros de vigilancia identificar la razón por la que un controlador de motor se ha apagado en un equipo BES – solo después de la parada – y sobre la información suministrada por la base de datos confirmada se realizan las recomendaciones y la aplicación de medidas correctivas. La prevención de un disparo evita el estrés causado a los equipos, minimizando las fallas de las bombas y el controlador, generando la prolongación de su vida así como también la reducción de los costos de reparación y los costos de la diferida de la producción.

Los siguientes ejemplos muestran los escenarios típicos o más comunes, que se encuentran registrados en la base de datos del centro de vigilancia de alarmas. Estas imágenes ayudan a identificar rápidamente a los ingenieros, con datos específicos, la causa de la alarma o disparo.

2.4.1 Perdida de sumergencia de la bomba

Gráfica 1: El cerrado de la válvula por debajo de la BES impidió que el fluido entrara al motor de la BES.



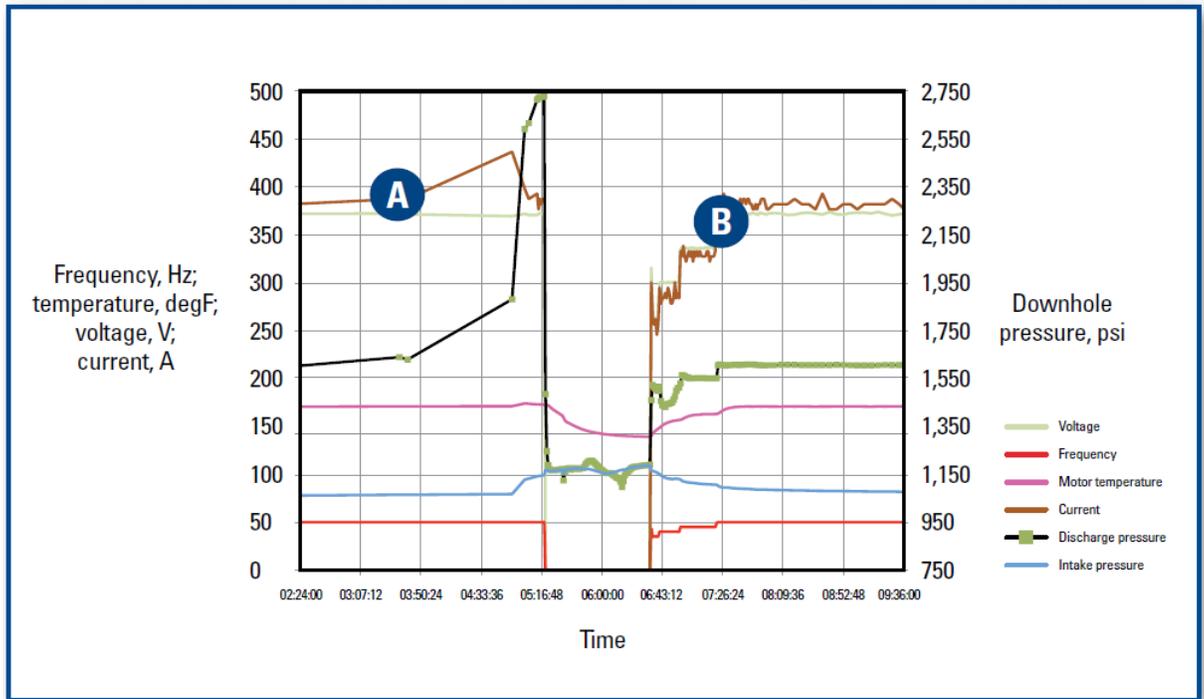
Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

En este caso, el pozo se encontraba operando según lo previsto hasta que en el punto (A) el sistema fue cerrado por mantenimiento. La válvula de aislamiento estaba cerrada y no se abrió antes que el equipo BES entrara en operación de nuevo. En el punto (B) el sistema trató de reiniciar por si mismo tres veces, pero en cada intento se produjo un disparo, como resultado de la baja corriente.

El equipo de la central de alarmas del sistema Liftwatcher reportó esta situación y la posible causa al personal de pozo, quienes volvieron a abrir la válvula de aislamiento para así restaurar las condiciones normales de operación del sistema.

2.4.2 Cabeza muerta en superficie

Gráfica 2: La válvula de superficie cerrada impide la descarga de fluido del equipo BES

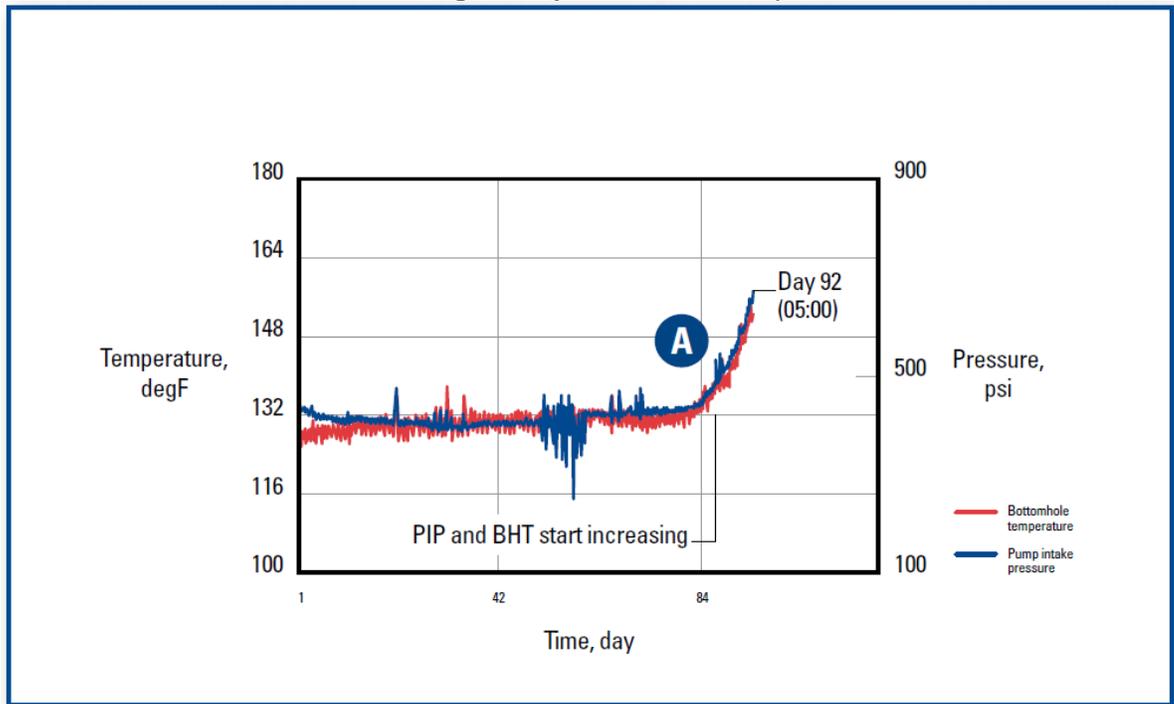


Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Las alarmas de presión de fondo de pozo se encendieron en el centro de alarmas del sistema Liftwatcher. En el punto (A) se produce un aumento súbito de las presiones de entrada y descarga, a lo largo del tiempo se observa una disminución de la corriente, indicando que había ocurrido un bloqueo en superficie. El equipo del centro de alarmas contactó al personal de pozo, quienes realizaron un chequeo total del equipo de superficie y encuentran una válvula de banda cerrada. En el punto (B) después de la reapertura de la válvula, se reanudaron las operaciones normalmente. El tiempo transcurrido entre el momento de la alarma y la reapertura de la válvula fue inferior a 3 horas. Esta acción correctiva evitó sobrecostos por tiempo de inactividad a favor del operador.

2.4.3 Aumento de restricción por encima de la BES

Gráfica 3: La acumulación progresiva de Incrustaciones en la tubería por encima de la BES, restringe el flujo de fluidos a superficie.



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

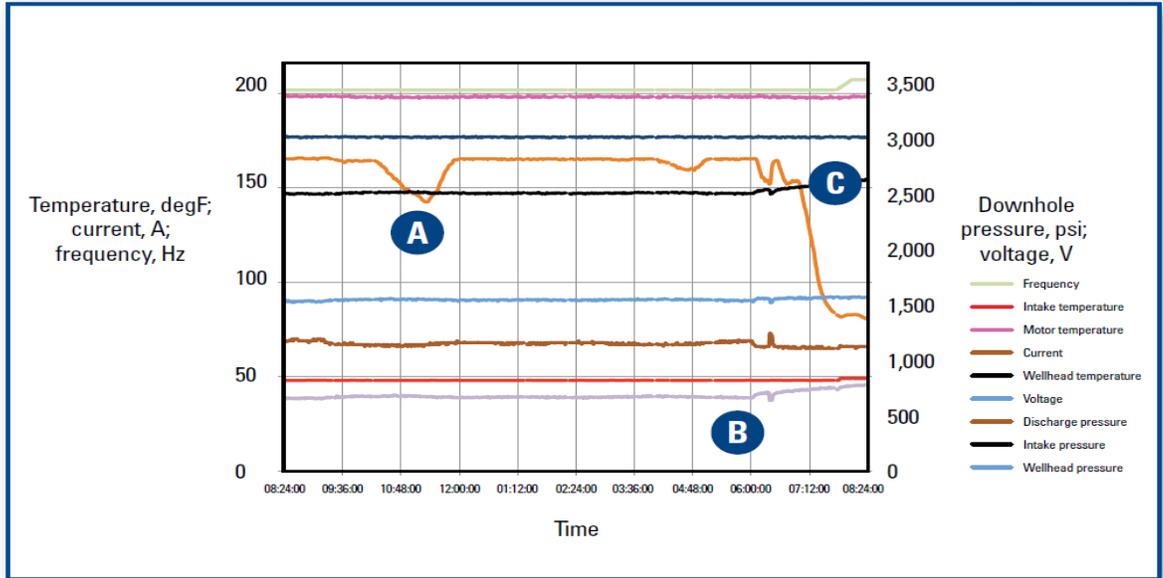
Después de más de 10 días, el personal de campo encontró que, como se muestra en el punto (A), la temperatura del motor de la BES y la presión de admisión en fondo de pozo ha estado aumentando constantemente. Los análisis en el centro de alarmas del sistema Liftwatcher confirmaron estos cambios graduales en el equipo. A pesar de que la BES aún se encontraba en funcionamiento el equipo de ingenieros recomendó una intervención para limpiar químicamente la tubería afectada. Después de la intervención al pozo, se restauraron las tasas de producción. Se realiza un análisis adicional sugiriendo nuevos parámetros de funcionamiento para el mismo equipo BES instalado con el fin de soportar la nueva tasa de producción.

2.4.4 Maximizar la capacidad de las instalaciones de superficie

El pozo se encontraba en producción, la producción en el punto (A) estaba siendo balanceada con varios pozos. En el punto B la contrapresión comenzó a aumentar lentamente por falla del separador por no ser suficiente ante el aumento de carga. En el punto (C) este aumento causó que la tasa de flujo y el amperaje cayeran, llevando el sistema BES a cerrar por la baja carga del punto de disparo. Los ingenieros del centro de alarmas, sugieren al operador aumentar la velocidad de la bomba para compensar el

cambio. Este rápido diagnóstico y la recomendación, evitó tanto un disparo del equipo de subsuelo como la producción diferida.

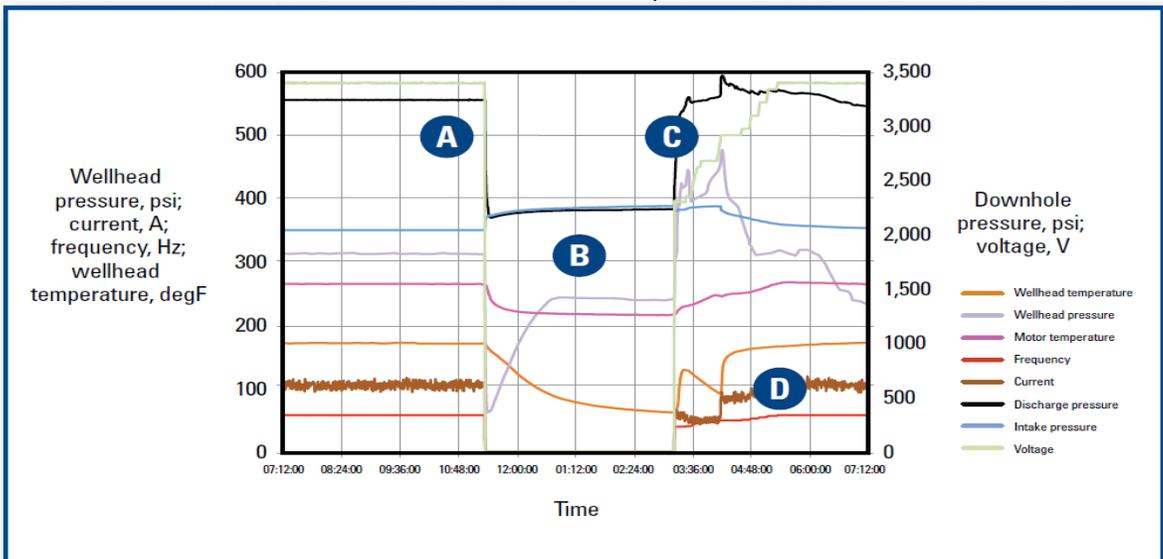
Gráfica 4: La alarma de contrapresión del separador identificó un cierre potencial del equipo BES



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

2.4.5 Incorrectas condiciones de Operación del equipo BES

Gráfica 5: El bajo flujo produce el cierre del equipo mientras es llevado a cabo un análisis de identificación del problema.

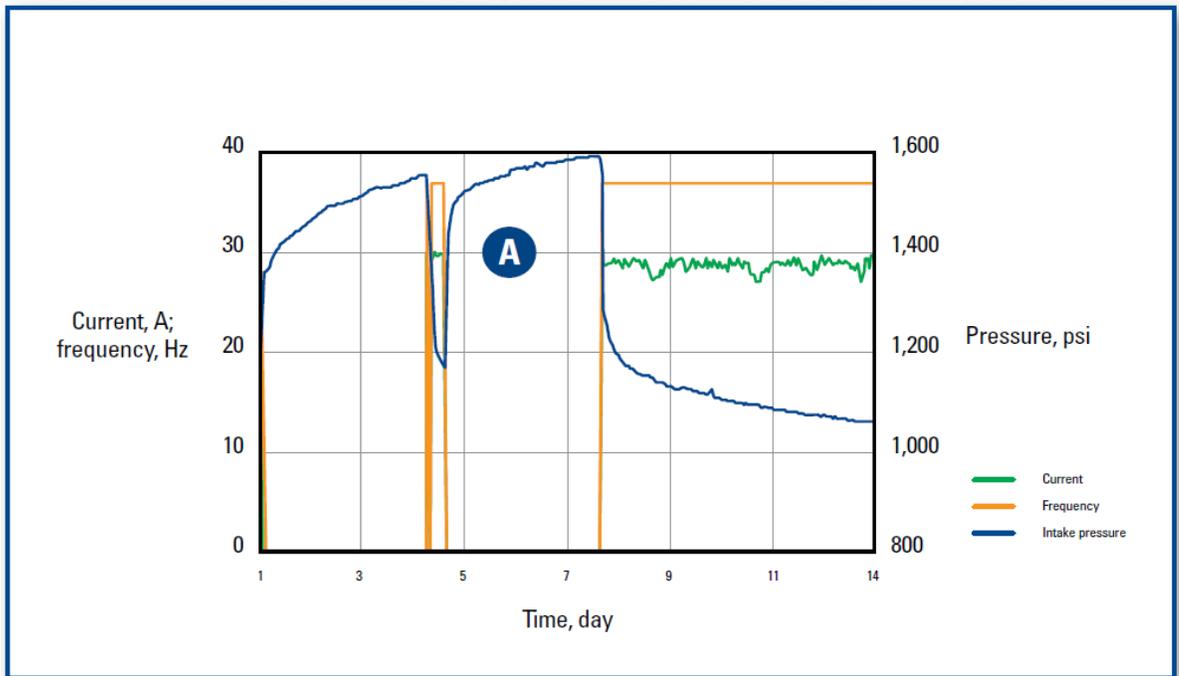


Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

El pozo se encuentra operando normalmente hasta que en el punto (A) se produce un cierre inesperado del sistema BES. Durante el corte, en el punto (B) se observa que los parámetros reaccionan como se esperaba. Cuando el operador reinicia el equipo BES, en el punto (C) la bomba corre muy lento para superar la alta contrapresión de cabeza de pozo. El equipo de la central de alarmas avisa al operador incrementar la velocidad y abrir el choque de producción para recuperar el flujo, en el punto (D) se observa la disminución de la contrapresión de superficie. Sin esta respuesta rápida, el equipo BES se pudo haber disparado, causando una tensión indebida al equipo de subsuelo.

2.4.6 Captación de datos de prueba de pozo para análisis del sistema

Gráfica 6: Captación de resultados de pruebas de acumulación y abatimiento de presión para análisis.



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Antes que el sistema Liftwatcher estuviera en servicio, los operadores realizaban el chequeo del comportamiento del equipo BES de manera manual mediante la descarga de datos desde el terminal remoto en el pozo. La adecuada recolección de datos no era garantizada al igual que no se garantizaba que los expertos en equipos BES tuvieran esta información disponible. En el punto (A) se observa que con la implementación del sistema Liftwatcher, el equipo de ingenieros del centro de alarmas puede visualizar los datos de pruebas de acumulación y abatimiento ya que esta información fué recolectada con un control de calidad que proporciona mayor idoneidad a la hora de realizar un análisis mas detallado.

2.5 BENEFICIOS DEL SISTEMA DE MONITOREO SATELITAL LIFTWATCHER: Caso de estudio Golfo de Suez (GUPCO)

2.5.1 Desafíos en la producción y operación

En este caso de estudio se tiene el monitoreo de un equipo BES instalado costa fuera (offshore), ubicada en el Golfo de Suez operada por la Compañía petrolera Golfo de Suez (GUPCO). Los principales retos en la producción y operación que se buscan con el sistema de monitoreo son:

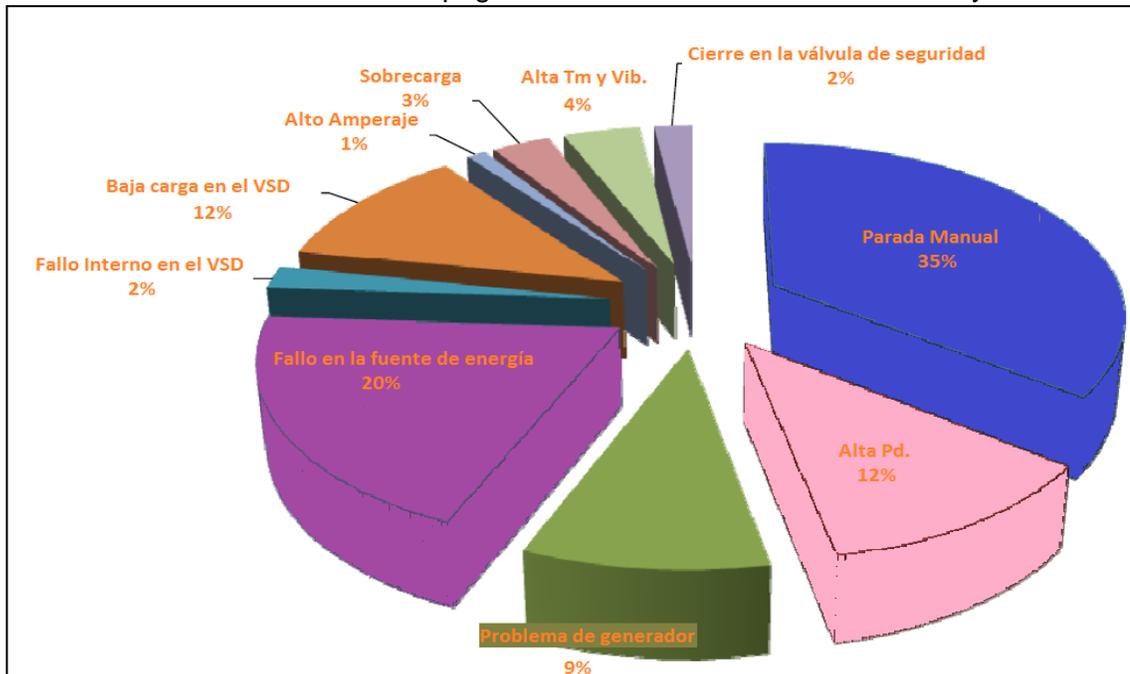
- ✓ Estos pozos sufren problemas de incrustaciones presentes en la formación lo que provoca la reducción en el diámetro de la tubería y por ende aumenta la caída de presión en la misma, lo que ocasiona que la bomba realice un mayor esfuerzo de presión. Como resultado de lo anteriormente planteado se tiene que la bomba experimente una presión de descarga alta, temperatura de motor alta y un mayor consumo de energía. Las incrustaciones también pueden generar el deterioro del rendimiento de la bomba debido al taponamiento parcial de las etapas de. Por lo tanto GUPCO piensa aplicar un programa de inyección de inhibidor de incrustaciones a través de la línea de control. En estos casos es normal los disparos por la alta presión de descarga de la bomba y/o alta temperatura del motor.
- ✓ Otro inconveniente se debe a la falla frecuente de energía, ya que esta se suministra desde la central eléctrica en tierra a través de cables eléctricos submarinos. Estos cables presentan reiterados cortes y hurtados. Igualmente los generadores presentan fallas recurrentes de energía.
- ✓ El frecuente cierre total o cierre parcial de la válvula de control de superficie que a su vez genera producción diferida.
- ✓ El alto costo de operación en alta mar y los viajes a la plataforma del operador. La plataforma costa afuera es llamada SG-300 y es no tripulada, así que los viajes del operador son necesarios para cualquier operación o intervención a la bomba.

En la gráfica 7 se observa estadísticamente las causas de los principales apagones de las bombas durante el año 2010 y 2011 con su respectivo porcentaje.

2.5.2 Solución

Una solución para evitar o reducir los problemas en la producción y operación, fue la implementación del monitoreo y vigilancia en tiempo real que se llevó a cabo con el apoyo de GUPCO y Schlumberger ALSC. Para lograr esto se realizará el ajuste del umbral para cada parámetro monitoreado, donde cada vez que se crece este umbral las notificaciones de alarmas emitidas por el sistema de vigilancia en tiempo real llegaran a todos los usuarios interesados y autorizados. Luego el Ingeniero de vigilancia analiza las alarmas, las causas más probables y recomienda un plan preventivo o correctivo.

Gráfica 7: Causas de los apagones en las bombas durante el 2010 y el 2011



Fuente: SCLUMBERGER

2.5.3 Resultados Obtenidos

La implementación del sistema de vigilancia en tiempo real ayudó a mejorar el rendimiento del equipo BES. Los siguientes indicadores son claves para el rendimiento de la bomba en este caso de estudio de off-shore:

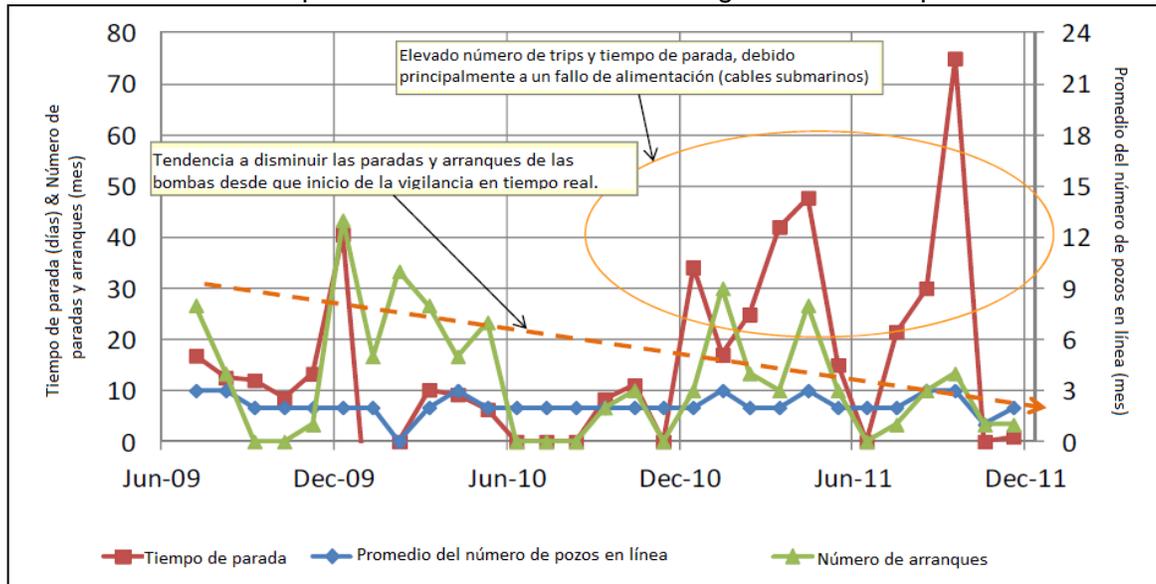
2.5.3.1 Número de paradas, encendidos y tiempo de inactividad de la bomba

La gráfica 8 muestra las paradas, arranques y tiempo de inactividad del equipo off-shore SG-300 desde mediados del año 2009, fecha en la que se instaló el sistema de monitoreo en tiempo real. En este gráfico no se hace ninguna distinción de las posibles causas que pueden generar la parada debido a un problema en la instalación. Desafortunadamente no hay datos antes de instalar el sistema de monitoreo para ejecutar comparación del antes y el después del monitoreo satelital. Sin embargo existe una tendencia a la disminución en el número de paradas y arranques para los cuatro pozos que se encuentran bajo vigilancia en tiempo real desde este tiempo.

Adicionalmente se presenta un gráfico donde se muestra un análisis de tiempo de actividad de los 4 pozos con equipo BES desde el 2000. Esto ratifica que el promedio de tiempo de inactividad de las bombas se ha reducido durante 2009-2011 años en los que se ha implementado el sistema. Cabe destacar que los periodos de inactividad registrados

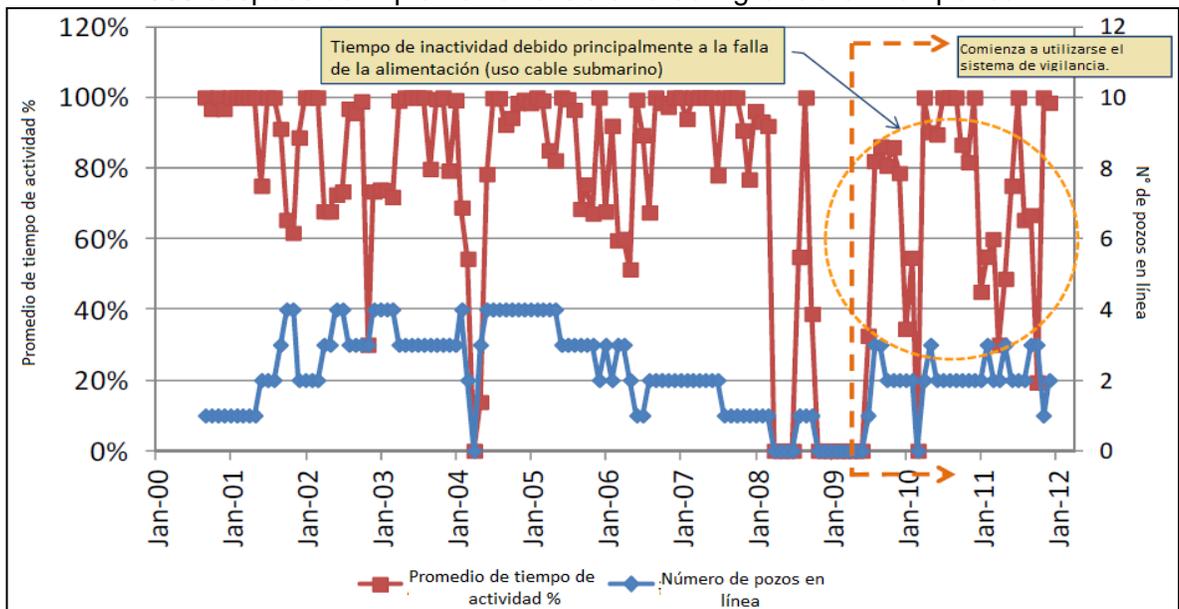
se deben principalmente a los frecuentes cierres causados por falla en la alimentación de energía eléctrica, especialmente por los inconvenientes con el cable submarino.

Gráfica 8: Paradas, arranques y tiempo de inactividad de las bombas en la plataforma SG-300 después de instalar el sistema de vigilancia en tiempo real.



Fuente: SCHLUMBERGER

Gráfica 9: Análisis del tiempo de actividad de todos los equipo BES en la plataforma SG-300 después de implementar el sistema de vigilancia en tiempo real.



Fuente: SCHLUMBERGER

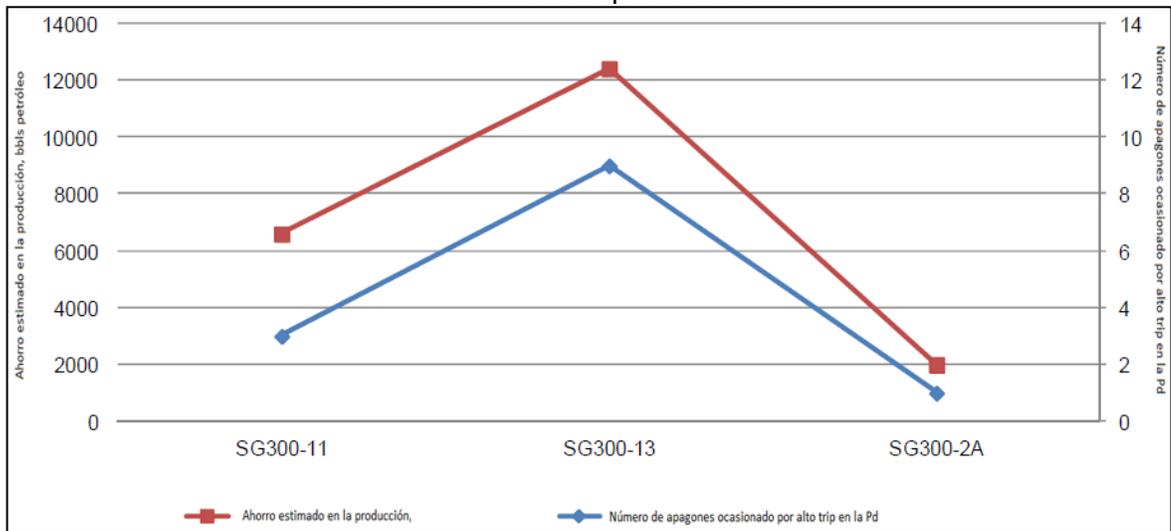
2.5.3.2 Reducción en la producción diferida

Como se mencionó anteriormente las bombas en este caso de estudio sufren de incrustaciones provenientes de la formación en el fondo de pozo. A pesar de la inyección de inhibidores, estos pozos tienen acumulación frecuente de arena en el fondo (debido a la parada para la inyección del inhibidor o dosis inadecuadas), produciendo una presión de descarga y temperatura de motor alta. La vigilancia en tiempo real y asistencia técnica de apoyo evita el apagado de la bomba debido a estos eventos de alta presión de descarga.

Las estadísticas muestran que 35 apagones de las bombas por una alta presión de descarga se han evitado durante el 2010 y 2011. Por lo tanto los largos tiempos de parada en la producción se han minimizado y el tiempo de funcionamiento del equipo BES fué mejorado. Se le realizó un seguimiento al comportamiento de la presión de descarga para poder estimar los límites y así poder programar la variable; evitando apagones por causa de este inconveniente.

La siguiente gráfica muestra como en tres de los pozos de la plataforma SG-300 se reduce el número de paradas debido a los altos valores en la presión de descarga durante el 2010 y el 2011 y la producción estimada de petróleo que se ahorró es de 41000 Bbl de petróleo en el año 2010 y 21000 Bbl de petróleo en el año 2011.

Gráfica 10: Estudio para el año 2010

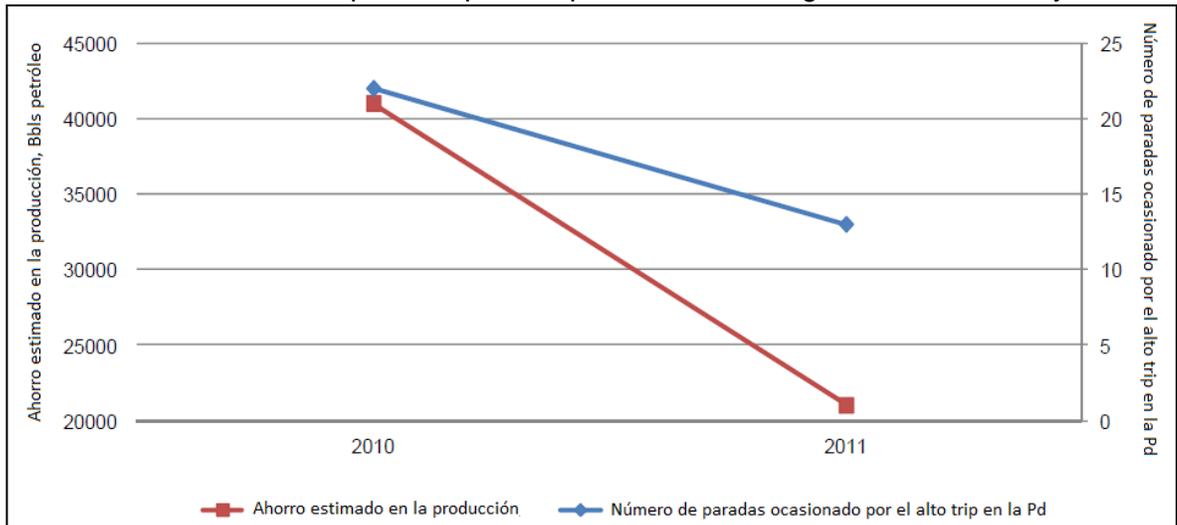


Fuente: SCHLUMBERGER

Ahora se muestra una gráfica del número de paradas por motivo de alta presión de descarga durante el 2010 y el 2011, se observa que el programa de inhibición ha tenido excelentes resultados ya que este problema ha disminuido notoriamente entre un año y otro. Esto refleja el excelente resultado de la vigilancia en tiempo real que se hace en

superficie. Además se reflejan beneficios económicos a tener el ahorro estimado en la producción de petróleo.

Gráfica 11: Número de paradas por alta presión de descarga durante el 2010 y 2011



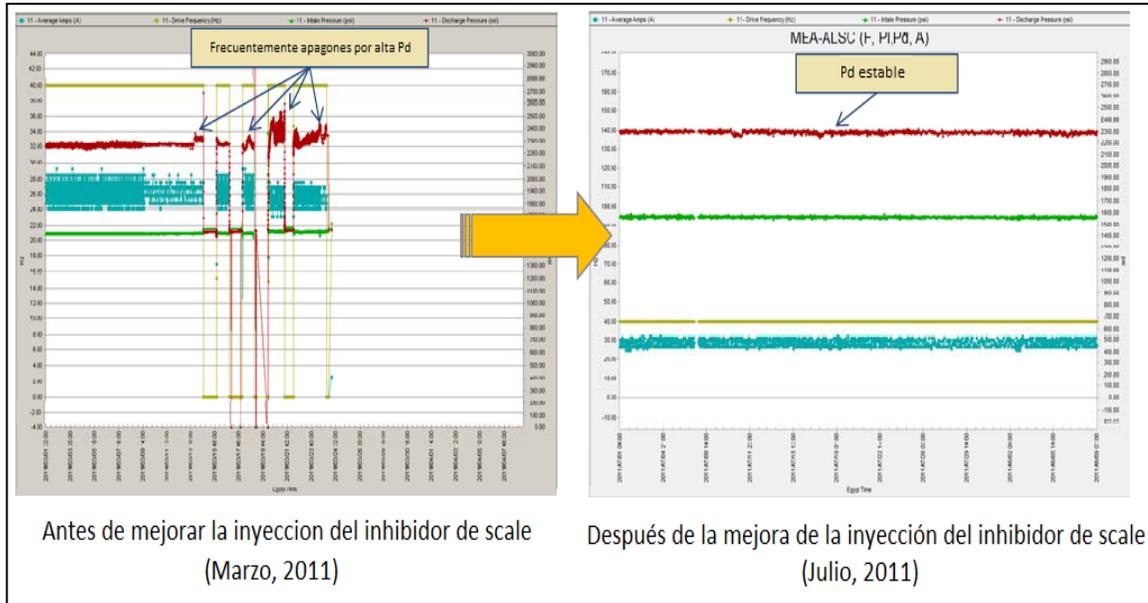
Fuente: SCLUMBERGER

2.5.3.3 Mejora en el programa de inhibidores de incrustaciones en fondo de pozo

Como se evidencia anteriormente la vigilancia en tiempo real de los datos del sensor en fondo de pozo emitidos a la superficie han ayudado a mejorar el programa de inhibidores de incrustaciones aplicado para los pozos SG-300. La dosis inyectada del inhibidor está siendo modificada basada en el rendimiento de la bomba de cada pozo. Sin embargo, estos pozos siguen experimentando esporádicamente incrustaciones en fondo del pozo debido a alguna falla en la bomba de inyección del inhibidor o la escasez de los productos químicos. Mientras, el sistema de monitoreo y vigilancia en tiempo real todavía posee su valor de alerta temprana de la presión de descarga para que los ingenieros de operación de campo sean proactivos evitando el apagón de la bomba o al menos reducir el tiempo de parada del equipo.

La gráfica 12 ilustra un ejemplo de la mejora que tuvo el programa de inhibidores de incrustaciones y su efecto sobre la estabilización de los parámetros de rendimiento del equipo SG300-11 durante el periodo de un mes; se refleja el antes y el después de varios ajustes de la concentración inyectada del inhibidor de incrustaciones que estaba siendo controlada y ajustada en tiempo real.

Gráfica 12: Presión de descarga antes y después de la mejora de inyección del inhibidor de incrustaciones



Fuente: SCHLUMBERGER

2.5.3.4 Tiempo de funcionamiento del equipo BES

Las estadísticas del tiempo de funcionamiento de la bomba de los pozos SG-300 muestran lo siguiente:

- ✓ El tiempo de funcionamiento de la bomba antes de implementar el sistema de vigilancia oscilaba entre los 0,2 y 5 años.
- ✓ El tiempo de funcionamiento actual de la bomba oscila entre 1,9 y 3,35 años.
- ✓ Aumenta el tiempo de trabajo comparado previamente en la instalación del equipo BES en el pozo 1 (SG300-13), el tiempo de vida de ejecución actual es de 362 días hasta el 31 de Diciembre del 2011 en comparación con el tiempo de trabajo anterior que fue apenas de 140 días.
- ✓ Se han realizada 4 intervenciones a pozo desde que se comenzó con el sistema de vigilancia a mediados del 2009.
 - Solo uno por falla de la bomba (SG300-13A)
 - En los otros 3 trabajos de reacondicionamiento se cambió el tamaño de la bomba, pero no hay falla de la misma.

3. APLICACIÓN Y ANALISIS DEL SISTEMA DE MONITOREO LIFTWATCHER EN EL CONTROL DE PRODUCCION DE ALGUNOS CAMPOS COLOMBIANOS

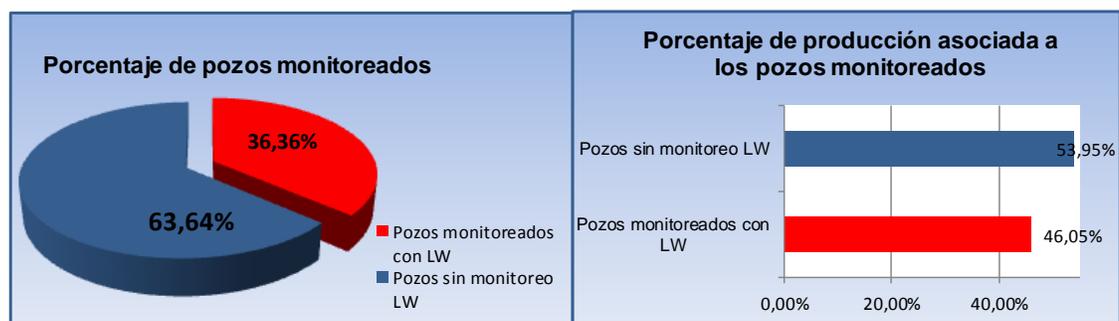
Con el desarrollo de este nuevo sistema de monitoreo Liftwatcher por parte de la compañía **SCHLUMBERGER** numerosas operadoras alrededor del mundo han tomado la decisión de implementarlo en sus campos con el fin de tener un mejor y mas completo control de la producción en pozos con sistema de levantamiento de BES. Colombia no es un país ajeno a la implementación de estas nuevas tecnologías por lo que a continuación se expondrán y analizaran distintos casos de monitoreo en campos colombianos realizado con ayuda y dirección de la compañía **SCHLUMBERGER**, destacando que por la seguridad de la información aquí suministrada los nombres de campos y pozos en especifico fueron cambiados para la presentación de este informe.

3.1 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS

3.1.1 Campo USCOA

Es un campo compuesto por 28 pozos perforados, de los cuales 22 se encuentran activos con una producción promedio de 5804BOPD utilizando equipos BES como sistema de levantamiento artificial y 6 se encuentran cerrados. A la fecha 8 de los 22 equipos BES instalados están implementando el sistema de monitoreo Liftwatcher equivalente a un 36,36%, pozos que manejan 2673BOPD correspondiente al 46,05% de la producción del campo (Gráfica 13), se espera que en los próximos meses este valor se incremente ya que hasta el momento los resultados obtenidos con el sistema de monitoreo han sido satisfactorios.

Gráfica 13: Pozos del campo USCOA monitoreados con sistema Liftwatcher y producción asociada



Fuente: Autores

El campo USCOA es productor de fluidos medianamente viscosos, con altos cortes de agua, presenta poca producción de arena y una moderada producción de gas, históricamente las fallas o paradas de los equipo BES instalados en sus pozos, se han registrado por deficiencias en la fuente generadora de energía eléctrica que permite el funcionamiento del mismo. De este campo fueron monitoreados 8 pozos que utilizan

equipos BES como sistema de levantamiento artificial, los cuales manejan las características promedio durante el mes, registradas en la tabla 2.

Tabla 2: Parámetros registrados durante el mes de los pozos del campo USCOA

Parámetro	UA-1	UA-2	UA-3	UA-4	UA-5	UA-6	UA-7	UA-8
Hz	50	41	58	51	62,5	56	59,5	65
WHP (psi)	536	581	520	536	520	519	711	527
PIP (psi)	190	-	441	304	911	1504	1390	-
Temperatura motor (°F)	188	-	277	198	266	209	256	-
BSW (%)	76,1	93,2	87,2	63,4	91,2	92,6	86,2	79,3
Producción Bruta (bpd)	2798	1063	2040	215	3805	2807	4576	2013
Producción Neta (bpd)	669	72	261	79	335	208	632	417
API	21,6	21,6	21,5	21,7	21,6	21,6	21,6	21,6
Voltaje	358	263	230	351	428	380	431	452
Amperaje	75	26	62	31	47	71	70	33

Fuente: Autores

3.1.2 Campo USCOB

El campo USCOB esta compuesto por 11 pozos perforados, de los cuales 7 permanecen activos con una producción promedio de 2109BOPD utilizando en su totalidad equipos BES como sistema de levantamiento artificial y 4 pozos cerrados por altos cortes de agua. Los 7 campos activos emplean el sistema de monitoreo satelital Liftwatcher que hasta el momento arroja buenos resultados.

Este campo se caracteriza por la producción de fluidos medianamente viscosos y altos cortes de agua, este campo suele presentar problemas de producción de arena adicionado a que en algunos de sus pozos suelen surgir problemas en el funcionamiento del sistema BES por la producción de gas, que pueden llevar a causar la falla y posterior parada en este. Para este caso fueron monitoreados 6 pozos que utilizan como sistema de levantamiento artificial equipos BES, de los cuales se tienen las características mostradas en la tabla 3.

Tabla 3: Parámetros registrados durante el mes de los pozos del campo USCOB

Parámetro	UB-1	UB-2	UB-3	UB-4	UB-5	UB-6
Hz	64	50	40	37	49	35
WHP (psi)	49	43	50	40	20	220
PIP (psi)	578	506	1273	1047	1381	1190
Temperatura motor (°F)	228	227	209	-	123	230

Fuente: Autores

Tabla 3: Continuación

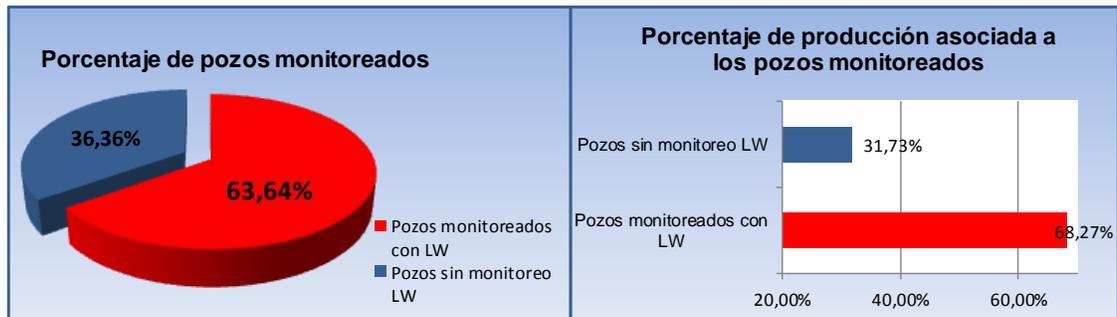
Parámetro	UB-1	UB-2	UB-3	UB-4	UB-5	UB-6
BSW (%)	62,1	90,3	93,1	96,03	91,3	69
Producción Bruta (bpd)	847	531	1801	977	3717	566
Producción Neta (bpd)	321	52	125	39	323	176
API	25,4	25,6	25,6	25,7	25,8	26,9
Voltaje	480	348	301	276	348	283
Amperaje	79	45	147	64	60	115

Fuente: Autores

3.1.3 Campo USCOC

El campo USCOC, es un campo compuesto por 24 pozos perforados, de los cuales 20 se encuentran activos con una producción promedio de 4163BOPD utilizando equipos BES como sistema de levantamiento artificial, mientras los 4 pozos restantes se encuentran cerrados. A la fecha 13 de los 20 equipos BES instalados están implementado el sistema de monitoreo Liftwatcher equivalente a un 63,64%, pozos que manejan 2842BOPD correspondiente al 68,27% de la producción del campo (Gráfica 14). Cabe destacar que ya se encuentra aprobada la implementación de monitoreo en los 7 equipos restantes, que esperan entrar a funcionar en los próximos meses.

Gráfica 14: Pozos del campo USCOC monitoreados con sistema Liftwatcher y producción asociada



El campo USCOC suele producir fluidos medianamente viscosos, algunos pozos con altos cortes de agua pero otros de ellos producen bajas cantidades de agua. En este campo comúnmente hay producción de arena que en algunas ocasiones han llegado a generar la parada del equipo BES, igualmente aunque no es predominante, en algunos pozos pueden presentarse problemas por la producción de gas. Para este caso fueron monitoreados 6 pozos que tienen instalados sistemas de levantamiento artificial de BES de los cuales se tienen las características mostradas en la tabla 4.

Tabla 4: Parámetros registrados durante el mes de los pozos del campo USCOC

Parámetro	UC-1	UC-2	UC-3	UC-4	UC-5	UC-6
Hz	41	62	56	46	56	35
WHP (psi)	57	50	85	30	122	20
PIP (psi)	144	373	142	137	243	1214
Temperatura motor (°F)	242	295	198	262	295	216
BSW (%)	65,5	80,9	8,1	76,2	83,7	21,7
Producción Bruta (bpd)	298	2356	517	670	831	125
Producción Neta (bpd)	103	450	475	160	135	98
API	21,6	21,6	21,5	21,5	21,6	21,4
Voltaje	269	450	448	370	402	266
Amperaje	21	35	82	26	28	17

Fuente: Autores

3.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

Los perfiles de producción de un pozo forman parte fundamental en el proceso de monitoreo ya que brindan información acerca de las condiciones de flujo y de los posibles inconvenientes que puedan presentarse en el sistema de levantamiento, estos advierten las pérdidas o ganancias de producción del pozo. En la presente investigación los parámetros de producción total, producción de crudo neta y producción de agua para cada uno de los pozos es fundamental para determinar si existen ventajas o desventajas económicas en el momento de la evaluación económica de un proyecto, para este caso si es viable o no la implementación de un sistema de monitoreo satelital “Liftwatcher”.

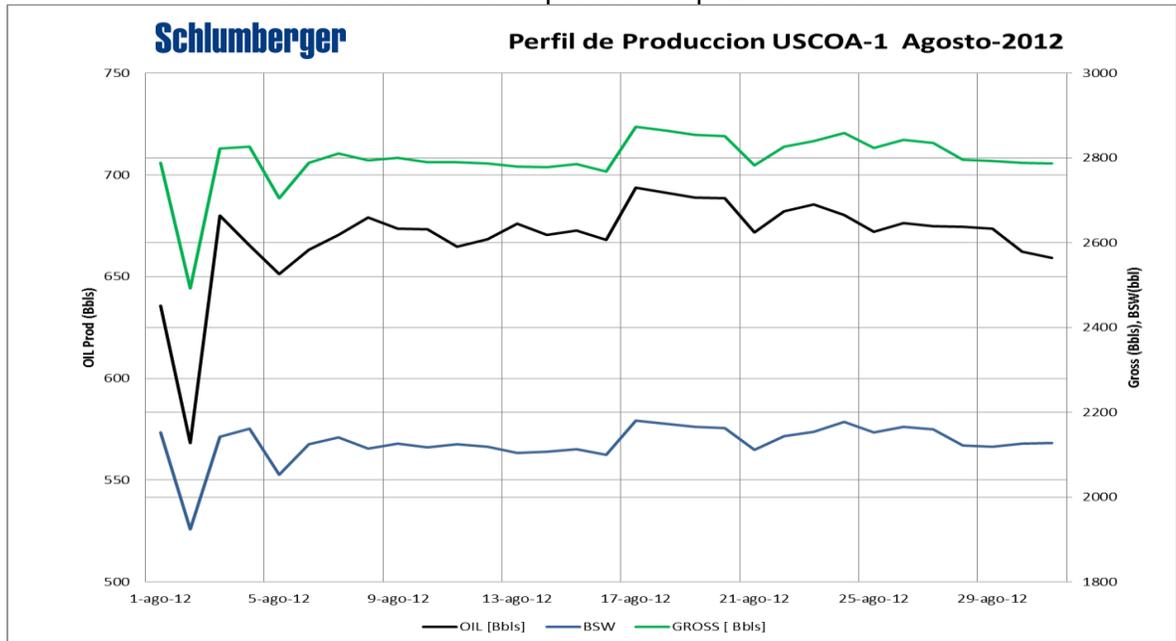
Para cada uno de los pozos monitoreados los perfiles de producción muestran tendencias normales, con fluctuaciones generadas por las paradas registradas durante este tiempo, así como también en algunos casos se observa incremento o disminución en los cortes de agua que posiblemente obedecen a las condiciones petrofísicas de la formación o condiciones de operación generales del campo.

A continuación se muestran algunas graficas para ejemplificar el comportamiento de la producción en algunos pozos de cada campo monitoreado.

3.2.1 Campo USCOA

3.2.1.1 Pozo USCOA-01

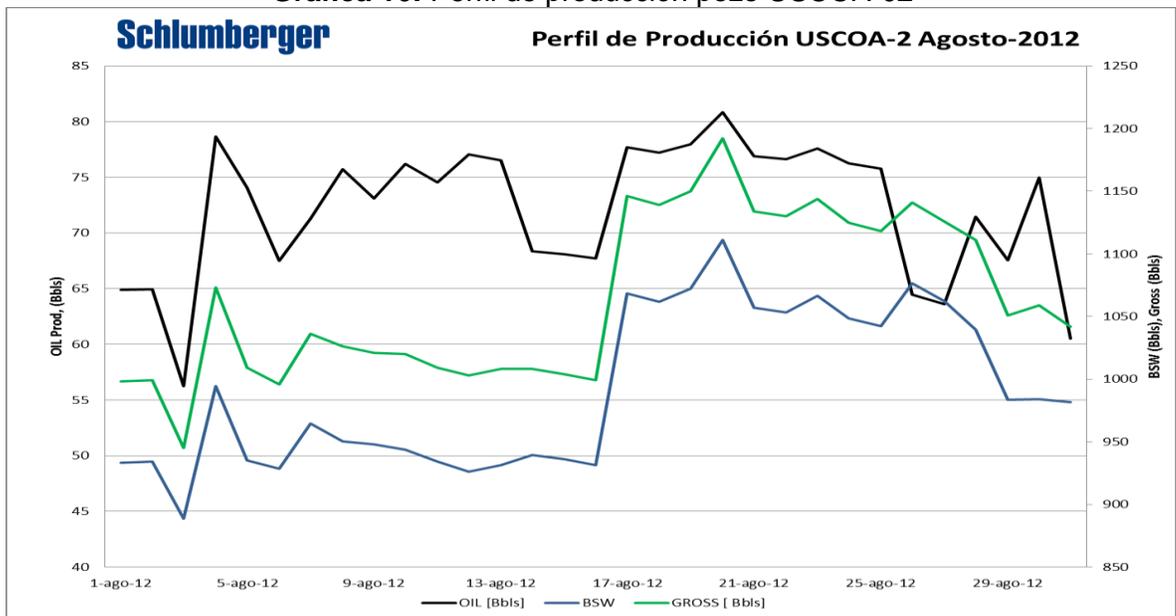
Gráfica 15: Perfil de producción pozo USCOA-01



Fuente: Autores

3.2.1.2 Pozo USCOA-02

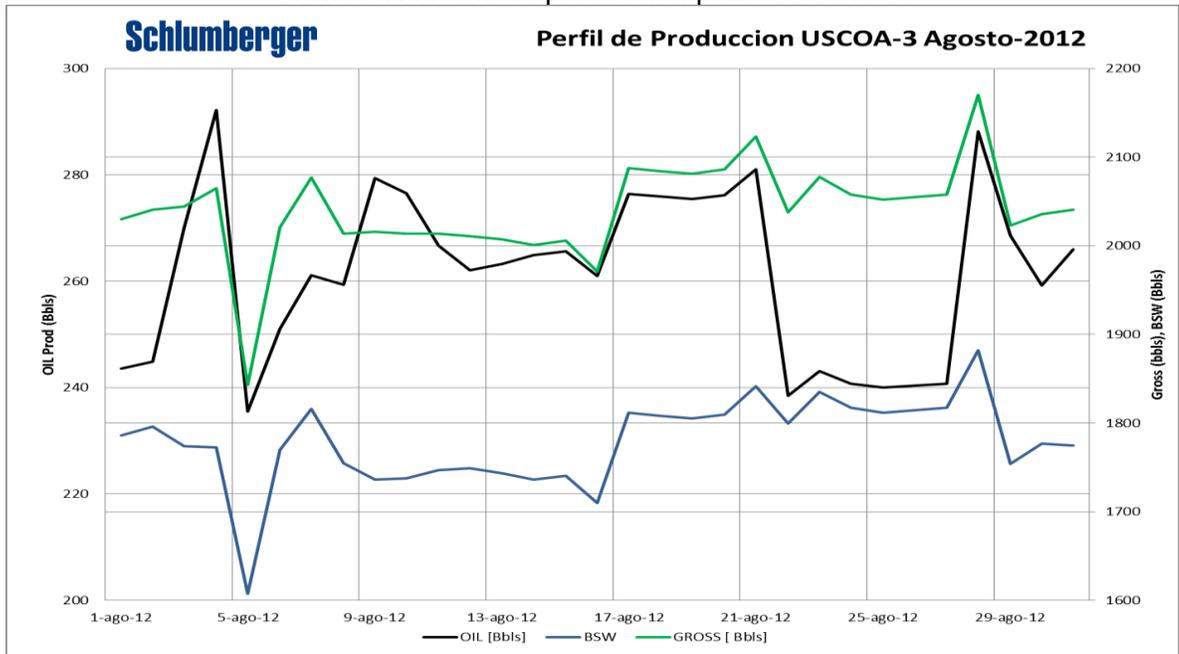
Gráfica 16: Perfil de producción pozo USCOA-02



Fuente: Autores

3.2.1.3 Pozo USCOA-03

Gráfica 17: Perfil de producción pozo USCOA-03

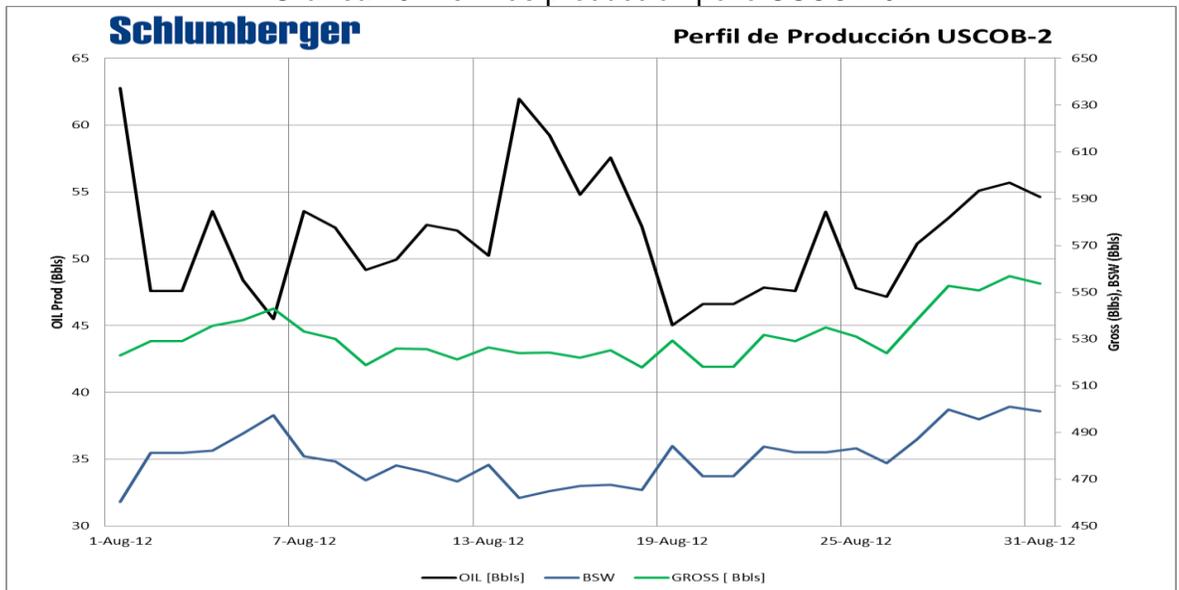


Fuente: Autores

3.2.2 Campo USCOB

3.2.2.1 Pozo USCOB-02

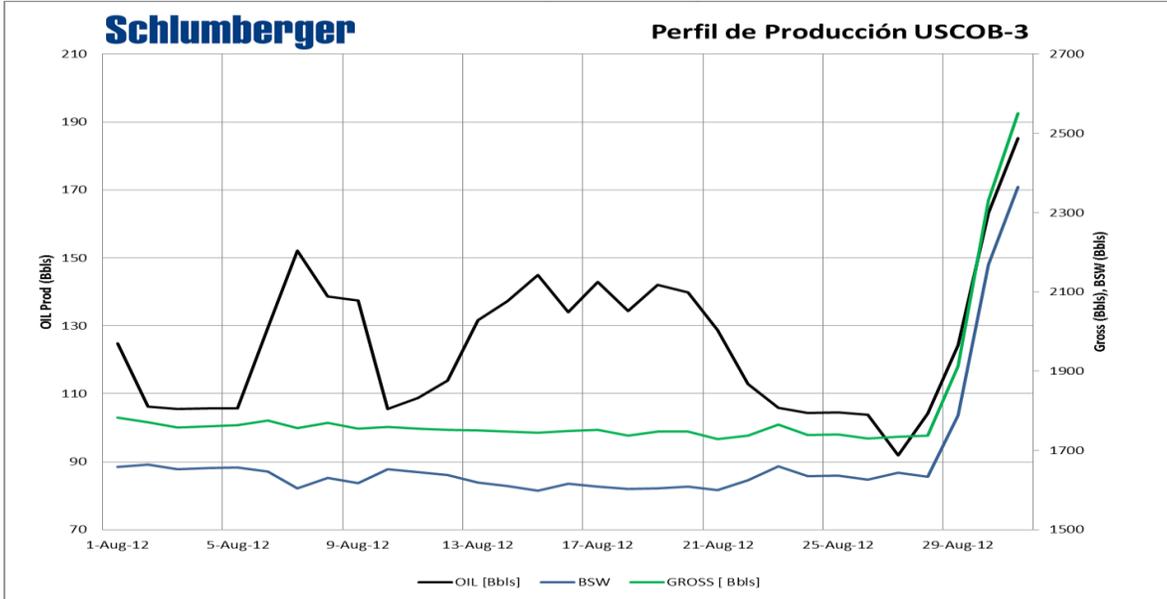
Gráfica 18: Perfil de producción pozo USCOB-02



Fuente: Autores

3.2.2.2 Pozo USCOB-03

Gráfica 19: Perfil de producción pozo USCOB-03

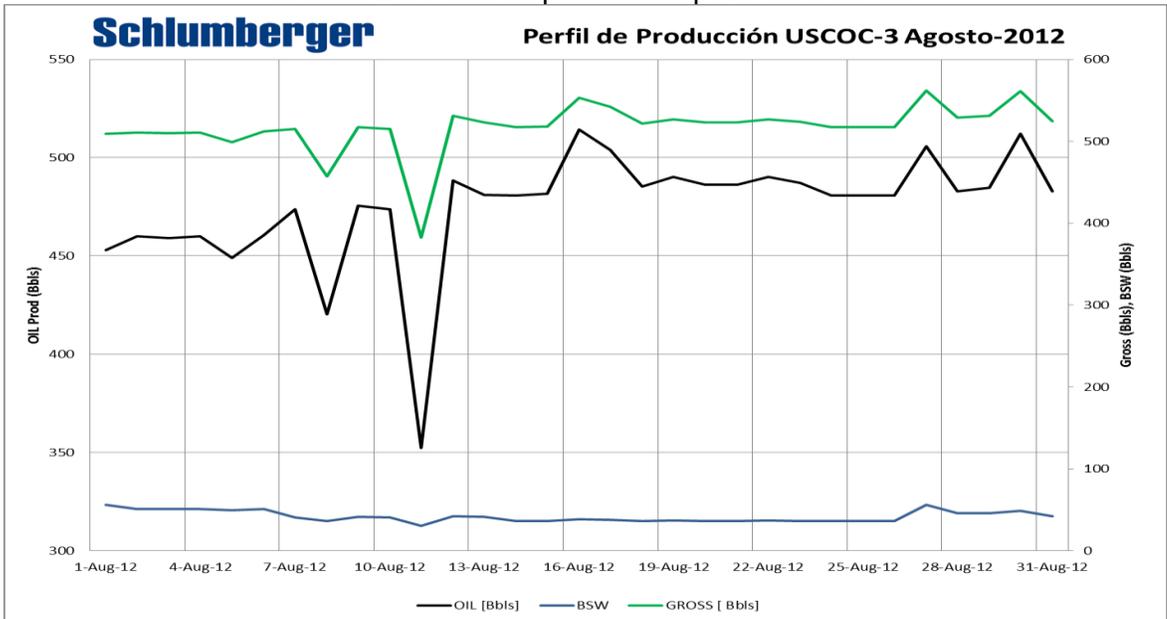


Fuente: Autores

3.2.3 Campo USCOC

3.2.3.1 Pozo USCOC-03

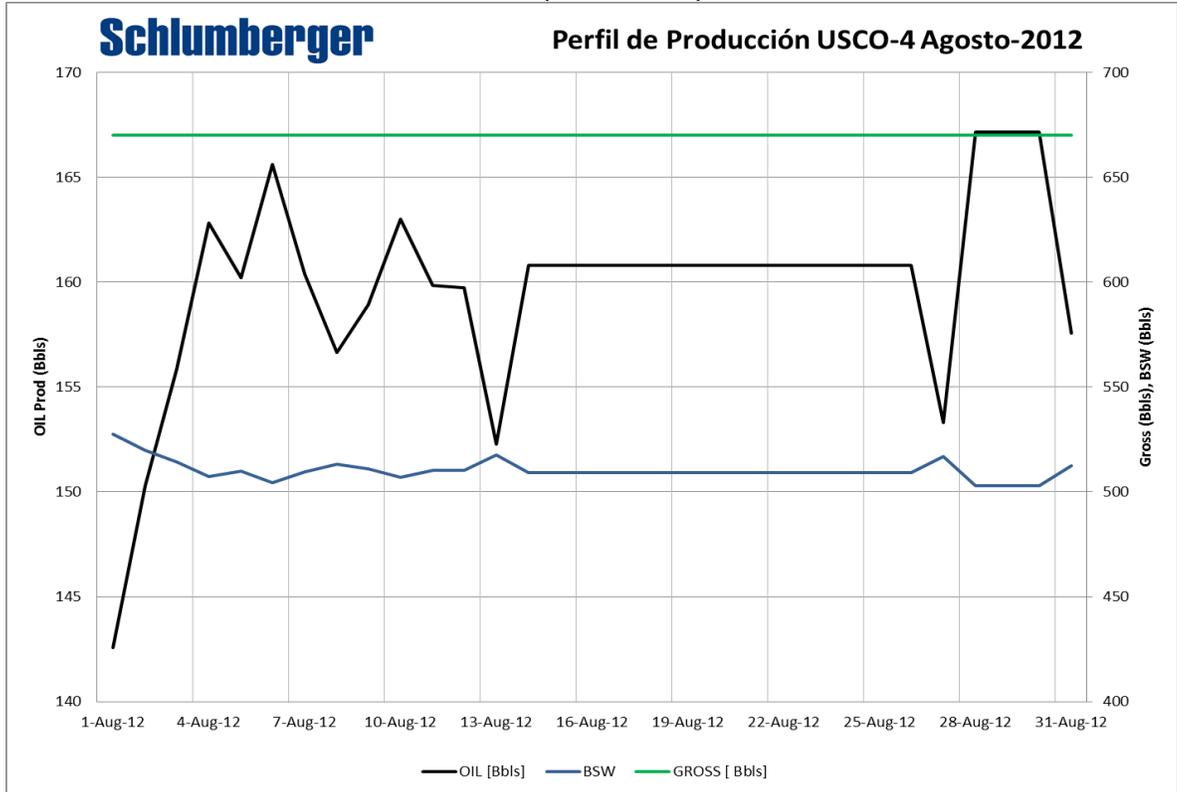
Gráfica 20: Perfil de producción pozo USCOC-03



Fuente: Autores

3.2.3.2 Pozo USCOC-04

Gráfica 21: Perfil de producción pozo USCOC-04



Fuente: Autores

3.3 TENDENCIAS Y EVENTOS DEL SISTEMA BES REGISTRADOS DURANTE EL MONITOREO CON EL SISTEMA LIFTWATCHER

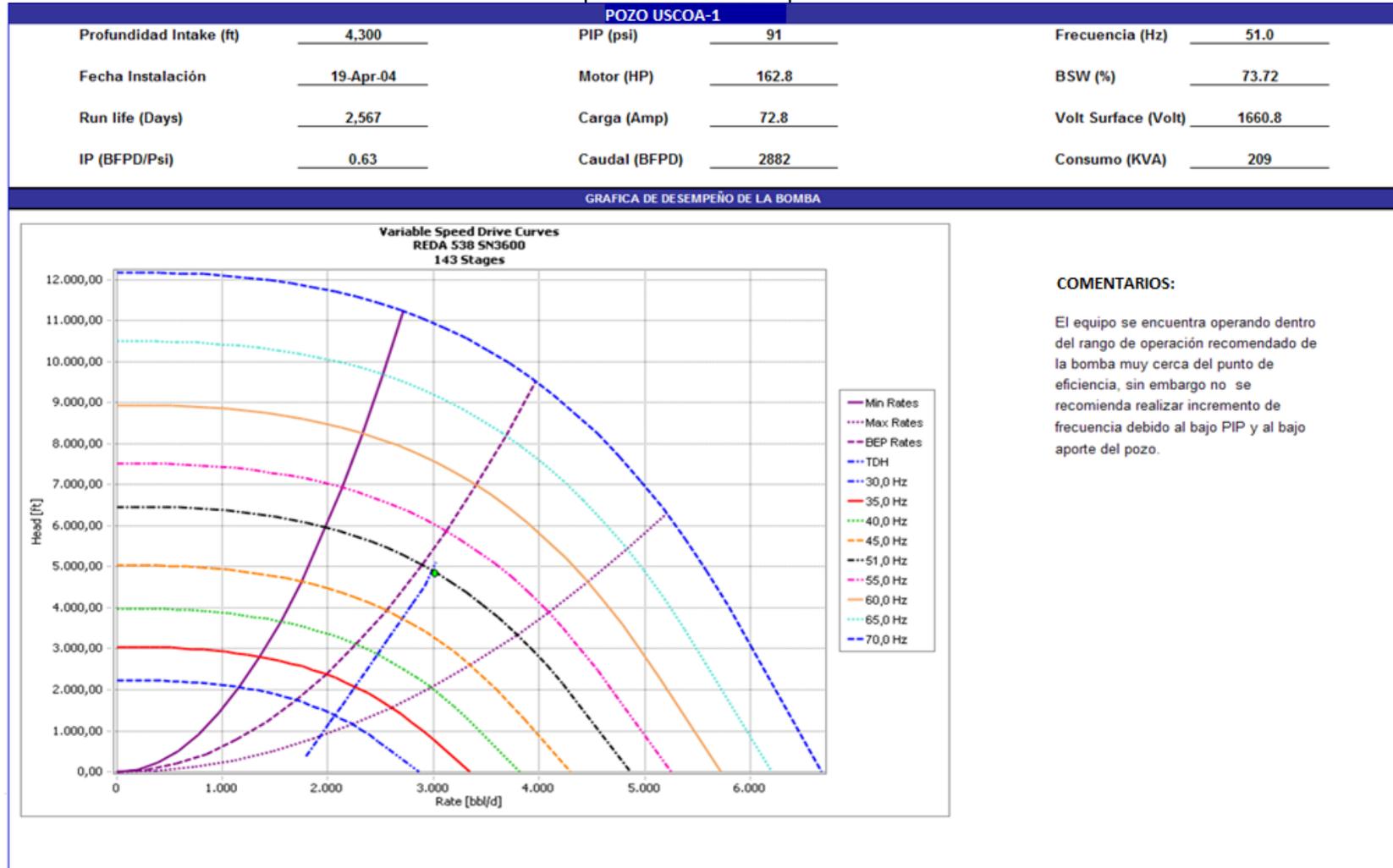
Como resultado del monitoreo y vigilancia con el sistema Liftwatcher, realizado a 20 pozos de 3 campos colombianos que usan como sistema de levantamiento artificial equipos BES, se han construido Gráficas que muestran tendencias y eventos de cada uno de los pozos durante el mes de Agosto, con el fin de mostrar y analizar el resultado obtenido con el monitoreo y distintos casos en los que el sistema alerto de posibles paradas de pozo o fallas ocurridas que pudieran afectar la producción.

Adicionalmente se exponen las Gráficas de eficiencia para cada equipo de bombeo y las características de comportamiento durante el tiempo monitoreado, para finalmente evaluar si el equipo trabaja o no dentro de los rangos recomendados y las recomendaciones que se tienen para mejorar el funcionamiento, prevenir posibles daños en el equipo e incrementar producción.

A continuación se muestran algunas Gráficas y casos de pozos monitoreados para cada uno de los campos.

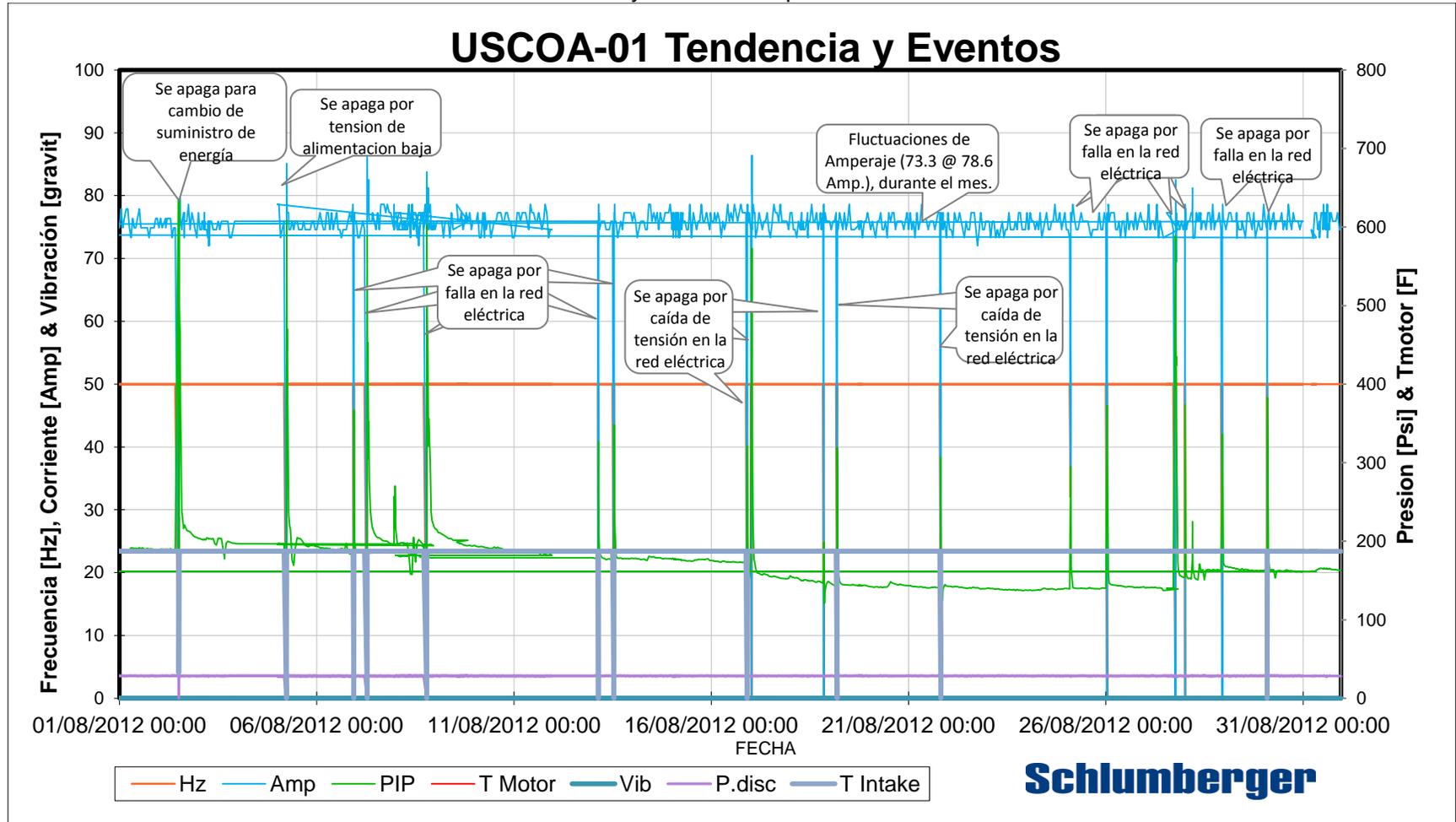
3.3.1 Pozo USCOA-1

Gráfica 22: Desempeño de la bomba pozo USCOA-01



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 23: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-01



Fuente: Autores

Con respecto a lo ocurrido en el pozo USCOA-01 se puede observar la evidencia de uno de los problemas más comunes asociados a los equipos BES y son los relacionados a la fuente de energía con la que funciona el sistema, ya que la mayoría de paradas registradas durante el mes fueron consecuencia de la falla en la energía eléctrica de alimentación.

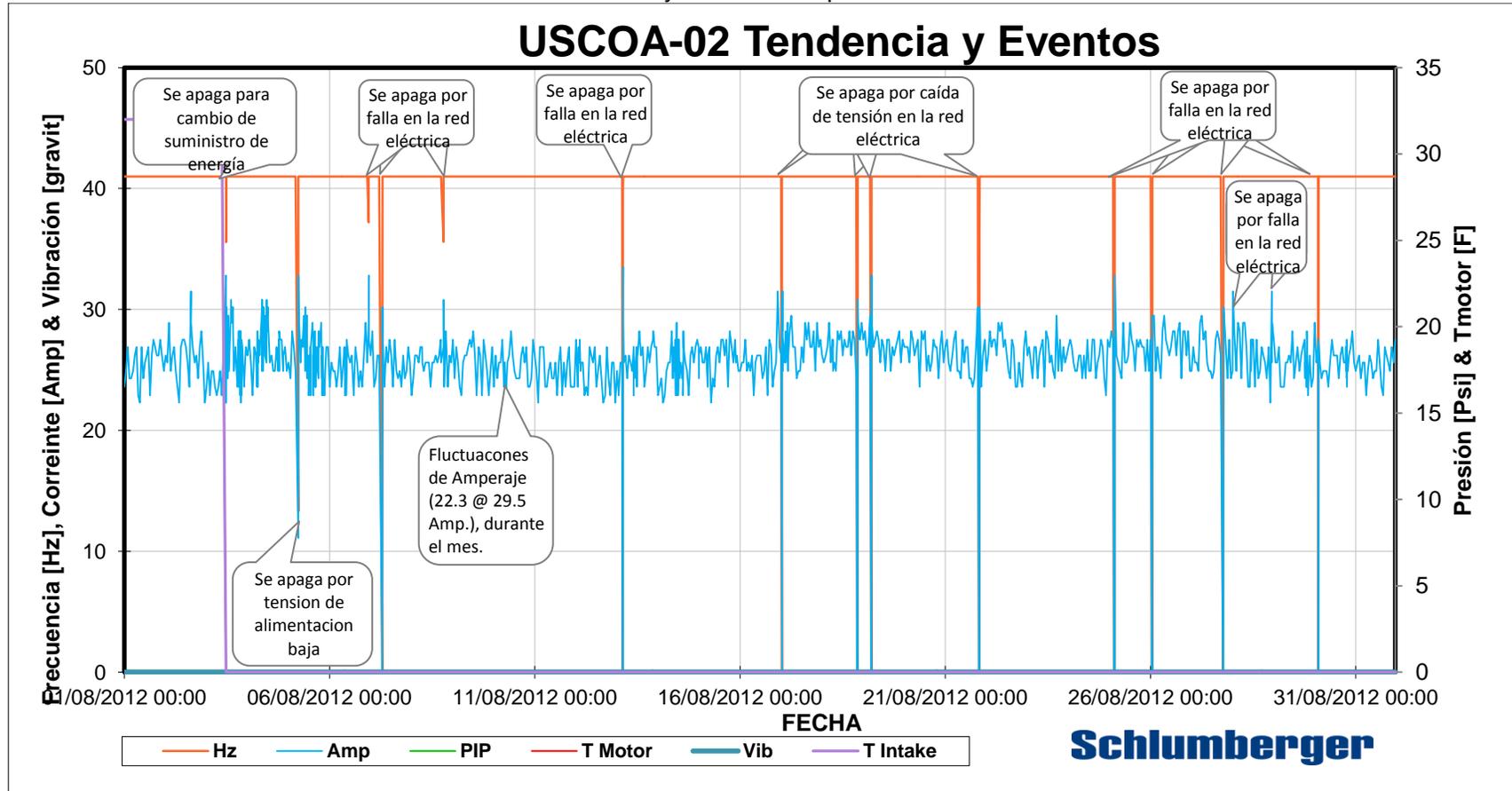
3.3.2 Pozo USCOA-02

Gráfica 24: Desempeño de la bomba pozo USCOA-02



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 25: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-02

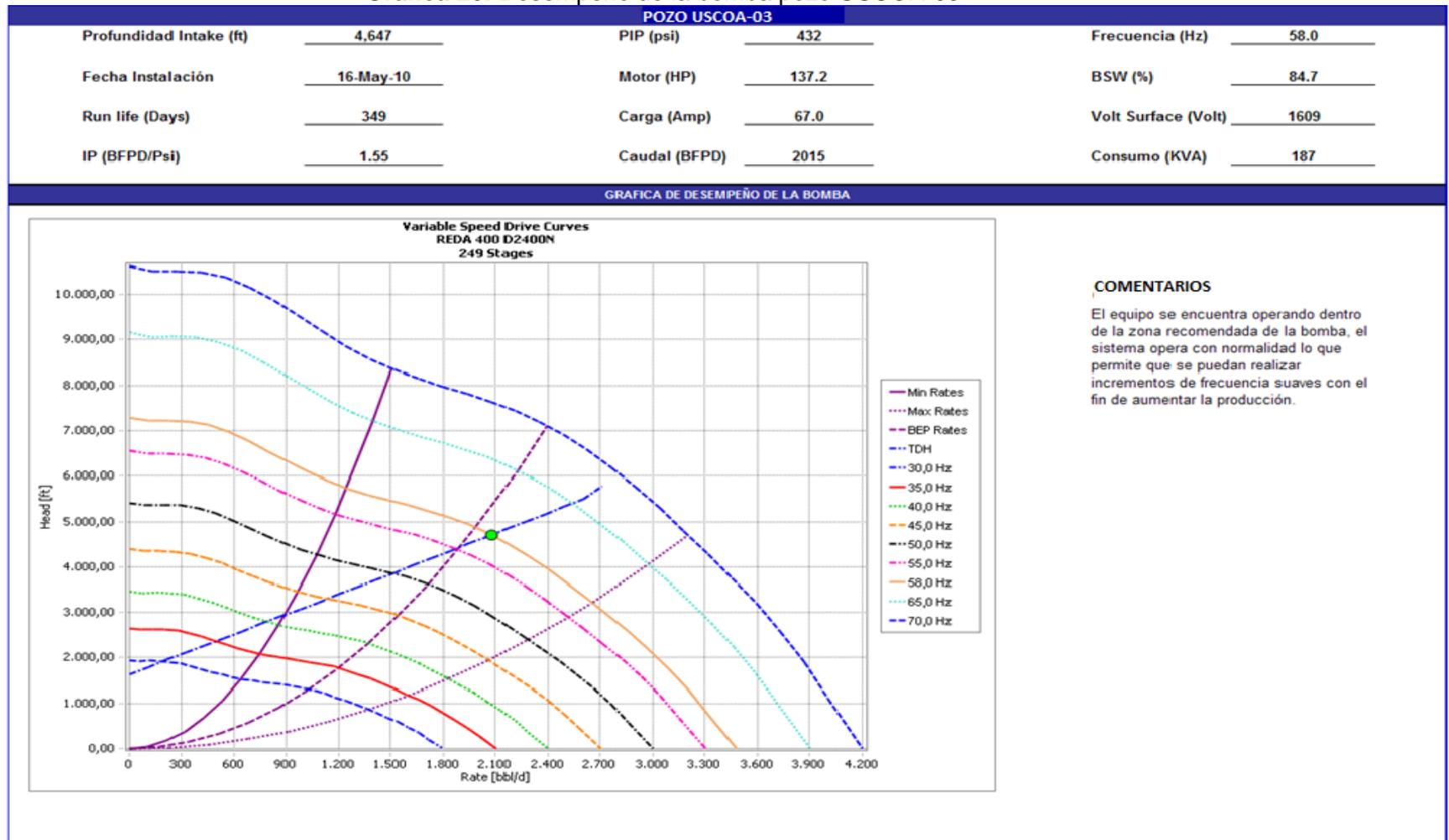


Fuente: Autores

En la Gráfica del pozo USCOA-02 se puede apreciar un comportamiento con fluctuaciones de amperaje durante el mes dentro de un rango relativamente amplio que puede indicar alguna anomalía, sin embargo en este caso no existe comunicación con el sensor de fondo por lo que no se tienen datos de PIP o temperaturas, por consiguiente se aconseja la revisión del mismo y así poder tener una idea clara de lo que puede estar ocurriendo. Al igual que en la anterior Gráfica este pozo presenta diversos paros durante en mes por problemas asociados a la fuente de energía utilizada.

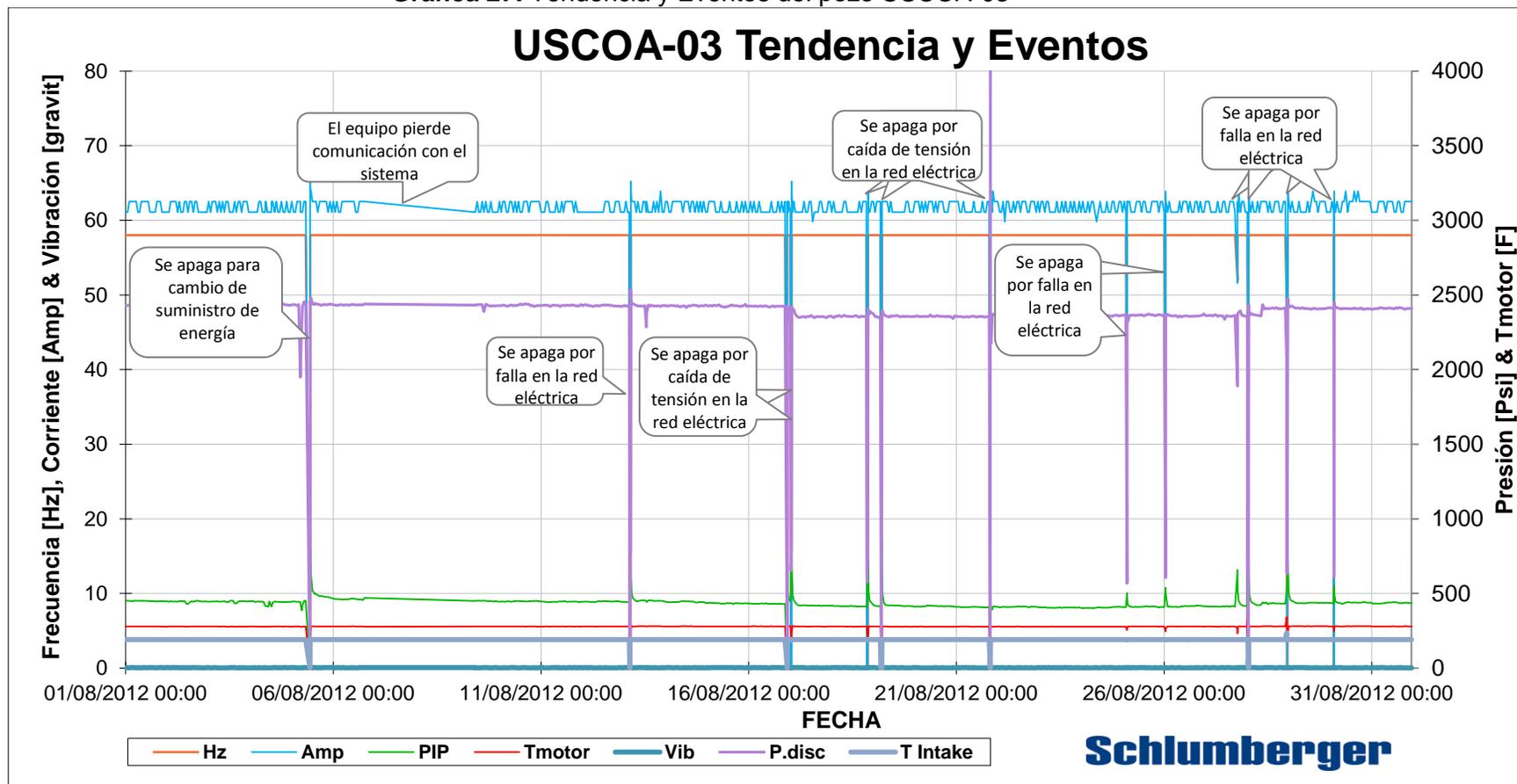
3.3.3 Pozo USCOA-03

Gráfica 26: Desempeño de la bomba pozo USCOA-03



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 27: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-03

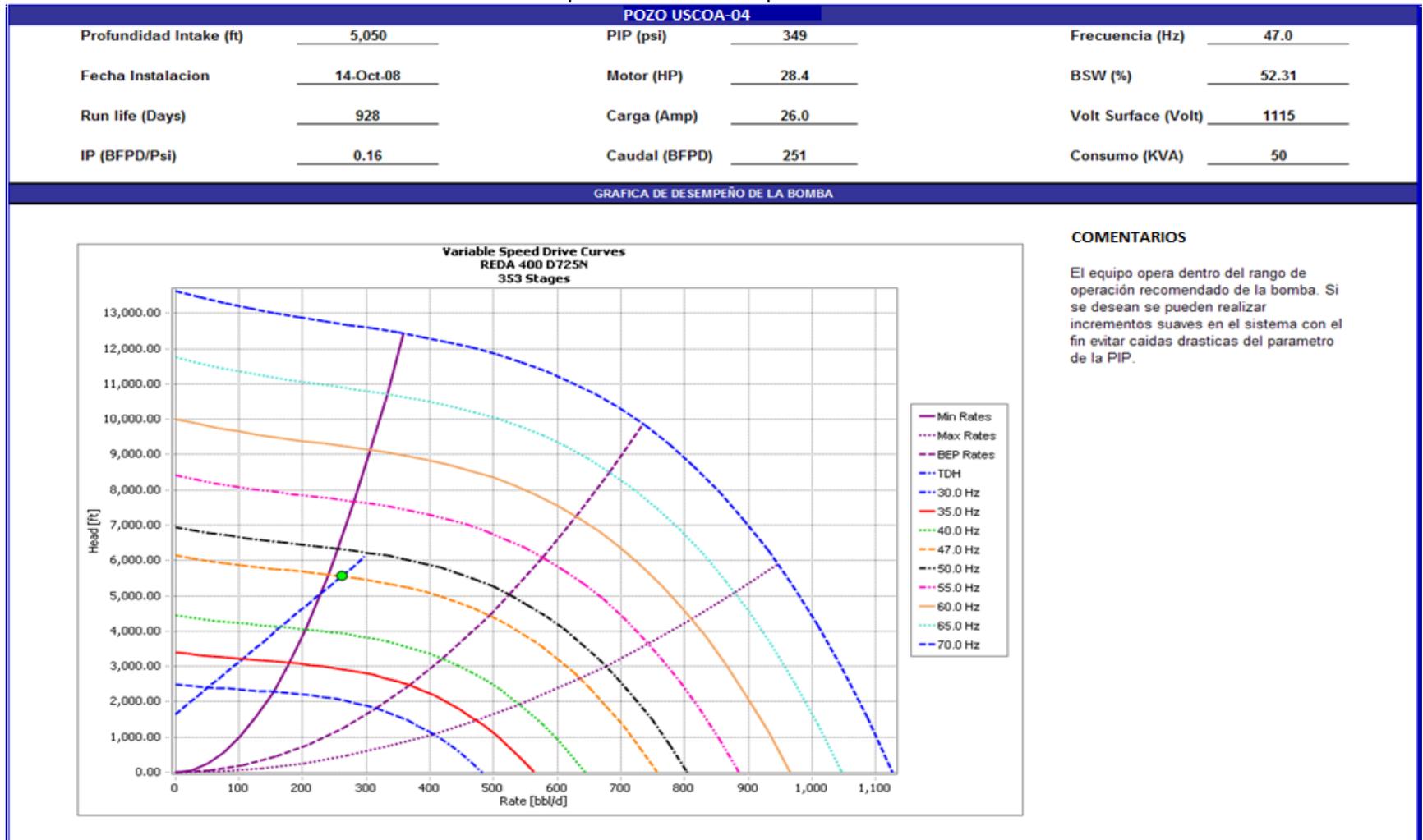


Fuente: Autores

En esta Gráfica del pozo USCOA-3 se observa un comportamiento regular y estable durante todo el mes, con algunos eventos de paradas por fallas en la red eléctrica al igual que en los anteriores casos, cabe destacar que en este campo se realizo un cambio de suministro de energía en el inicio del mes, pasaron de estar alimentados por generadores a estar funcionando con electricidad de la red eléctrica nacional, lo que ha ocasionado que si ocurre una falla se paren todos los equipos al tiempo.

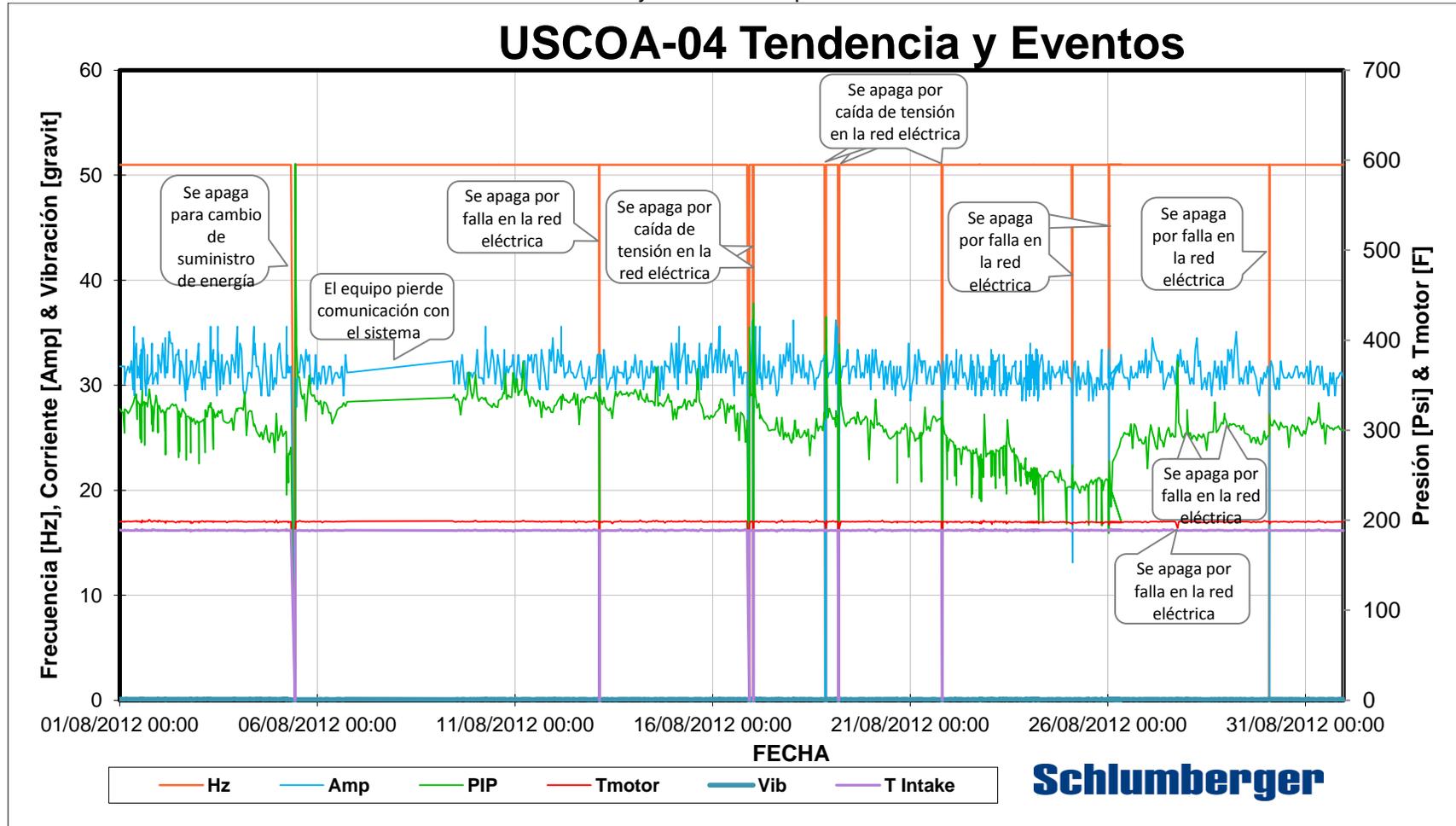
3.3.4 Pozo USCOA-04

Gráfica 28: Desempeño de la bomba pozo USCOA-04



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 29: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-04

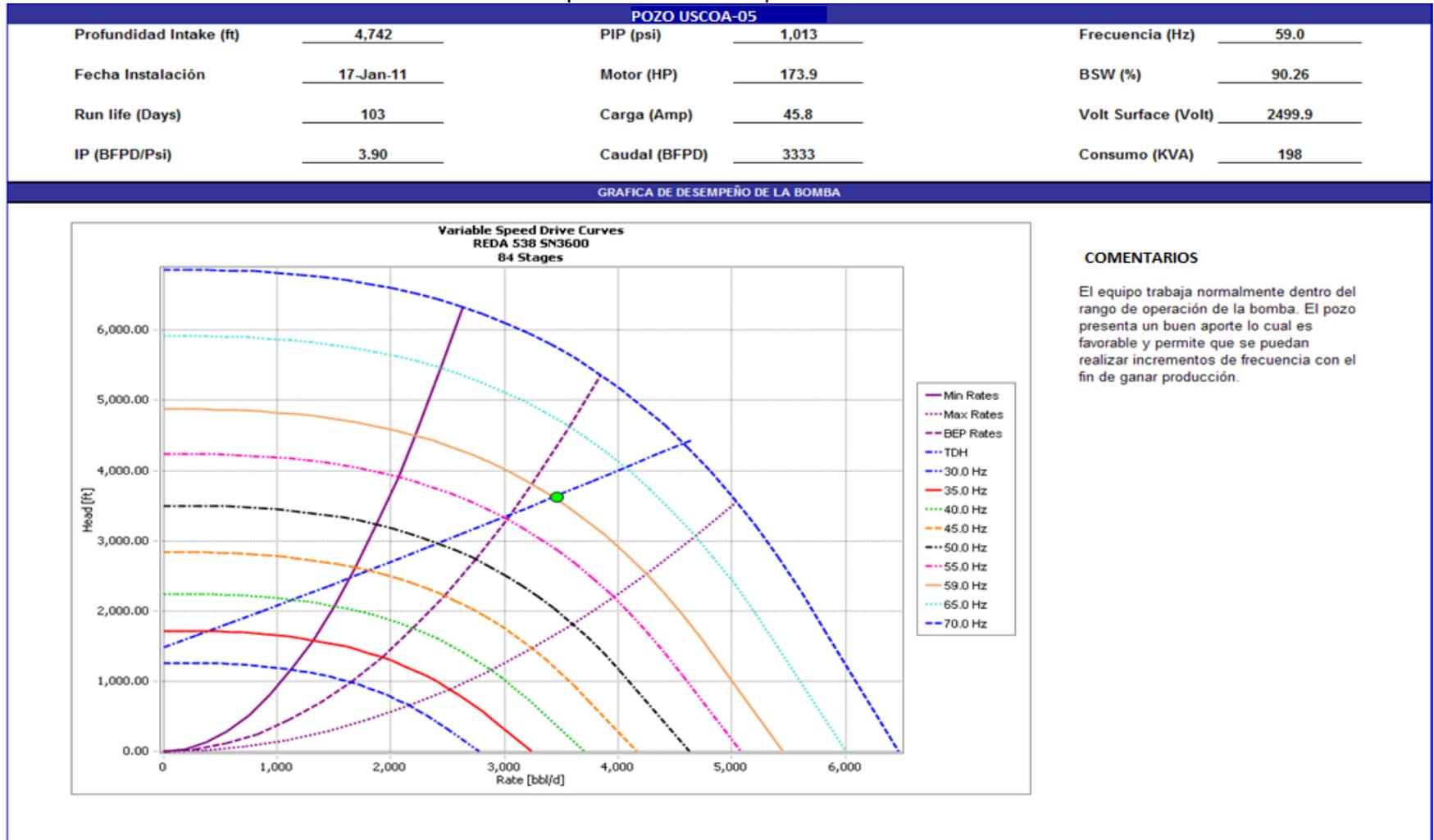


Fuente: Autores

Para el pozo USCOA-04 se diferencia un comportamiento especial, en este caso el equipo se encuentra operando en modo presión, lo que quiere decir que en el pozo se permiten los cambios de corriente (amperaje) para lograr estabilizar la PIP. Adicional a esto se identifican paradas por fallas eléctricas durante el mes.

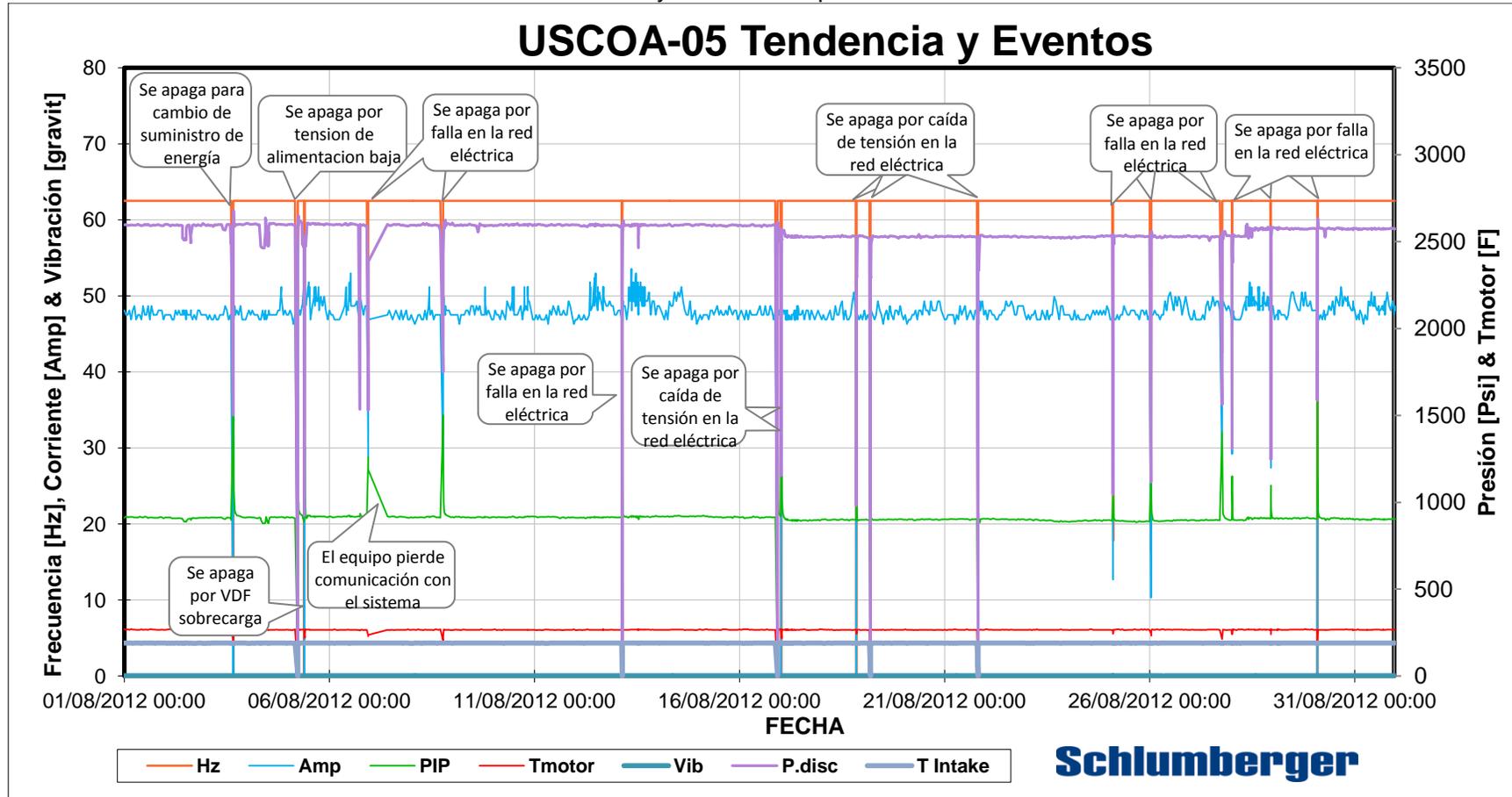
3.3.5 Pozo USCOA-05

Gráfica 30: Desempeño de la bomba pozo USCOA-05



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 31: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-05

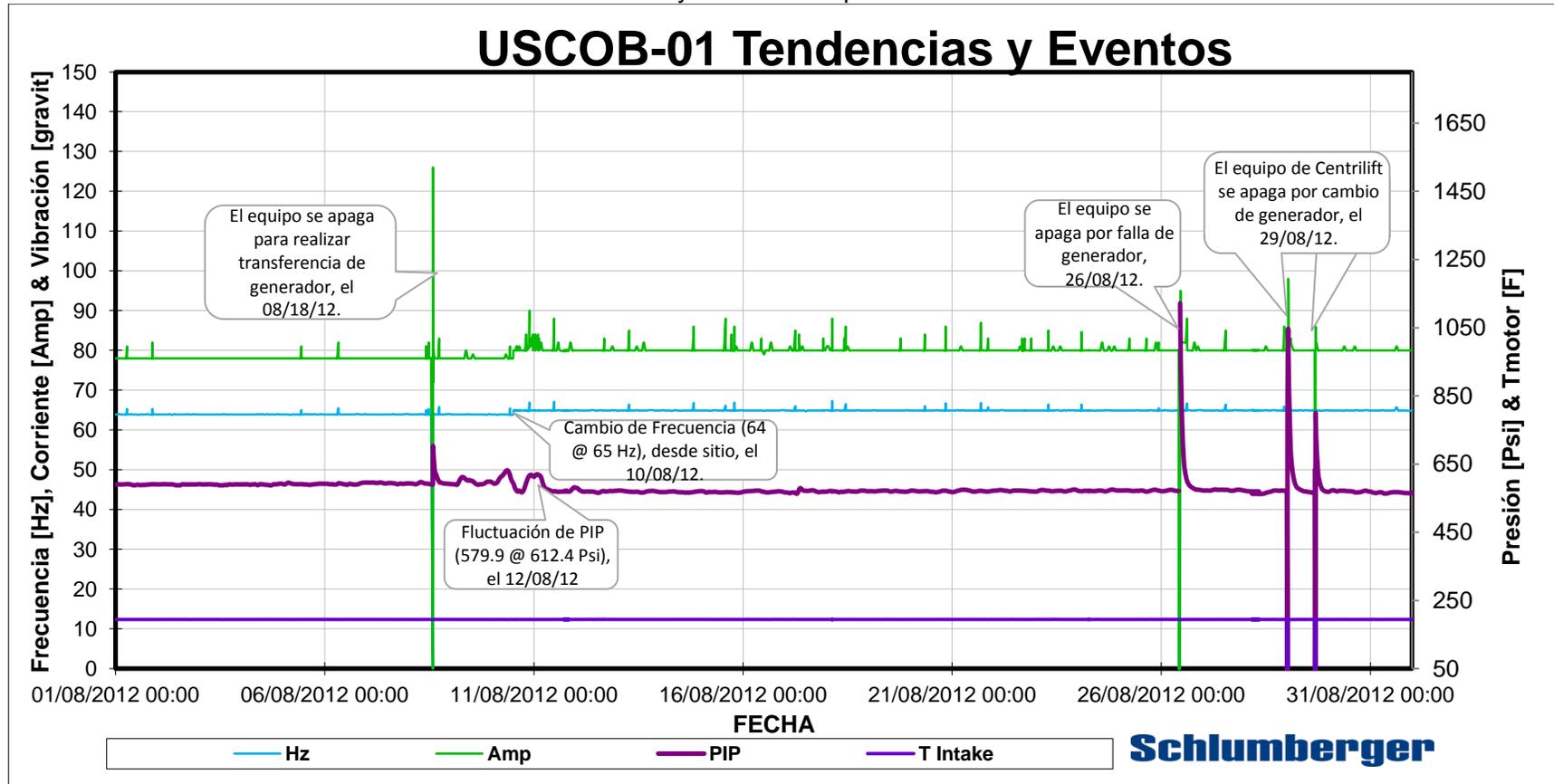


Fuente: Autores

En la Gráfica de tendencia y eventos del pozo USCOA-05 se puede observar que los parámetros críticos de Amperaje y PIP tienen un comportamiento estable durante todo el mes, exceptuando las fluctuaciones ocasionadas por las fallas provenientes de la red eléctrica y una falla especial en el VDF ocasionada por sobrecarga. El sistema de monitoreo en esta oportunidad logra alertar a tiempo este evento e iniciar el equipo en un corto periodo de tiempo para así mismo evitar pérdidas excesivas de producción.

3.3.6 Pozo USCOB-01

Gráfica 32: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-01

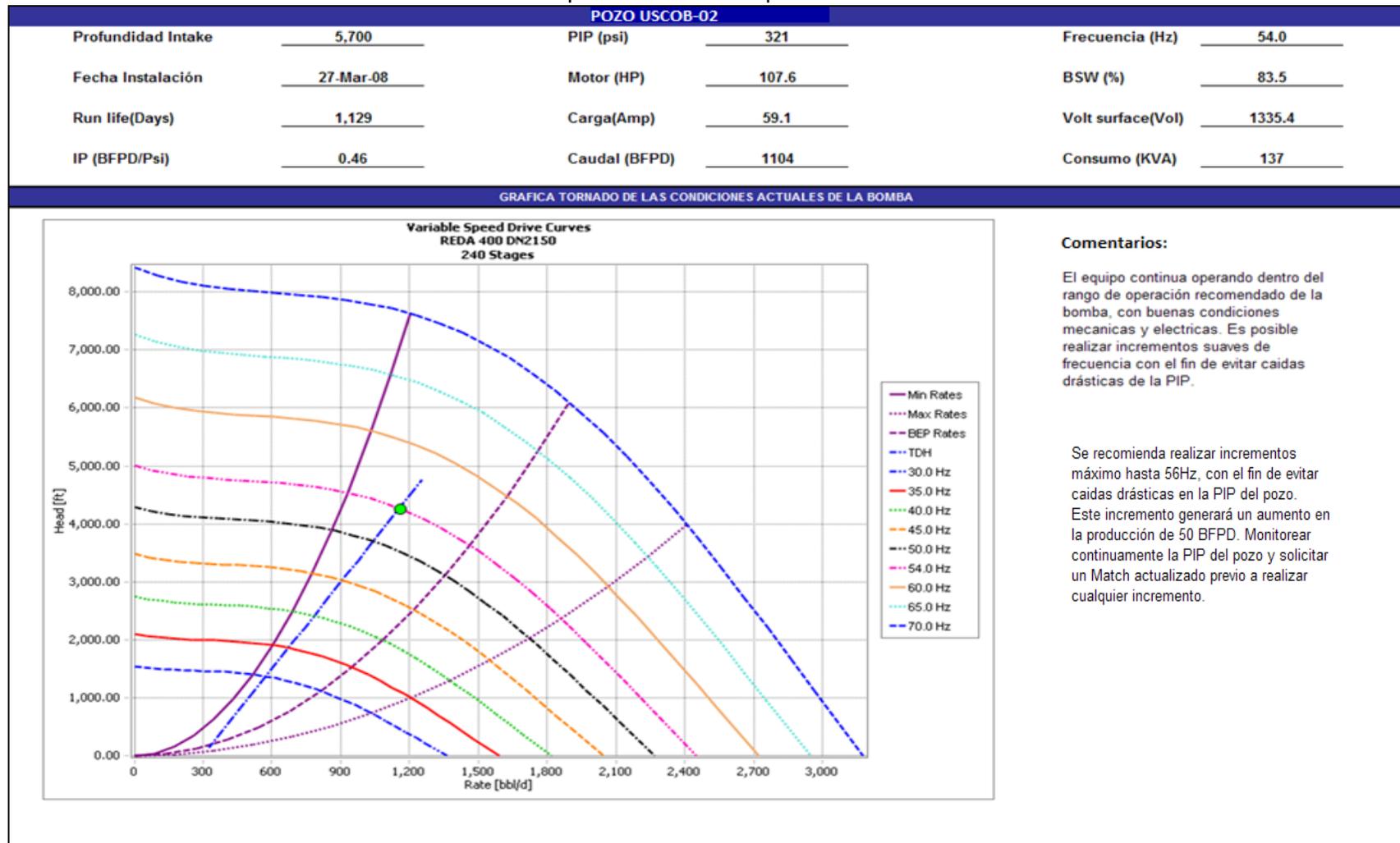


Fuente: Autores

El equipo del pozo USCOB-01 resulta ser un equipo de la empresa Centrilift y se encuentra trabajando con generador, durante el mes se registran diversas paradas por la falla de este mismo. El día 10 de Agosto tuvo un incremento en la frecuencia de 1 Hz lo que ocasiona una fluctuación en la PIP. En este caso se puede comprobar que el sistema de monitoreo Liftwatcher esta diseñado para realizar el monitoreo de los distintos equipos BES, siempre y cuando se tenga o se instale la instrumentación adecuada para este fin.

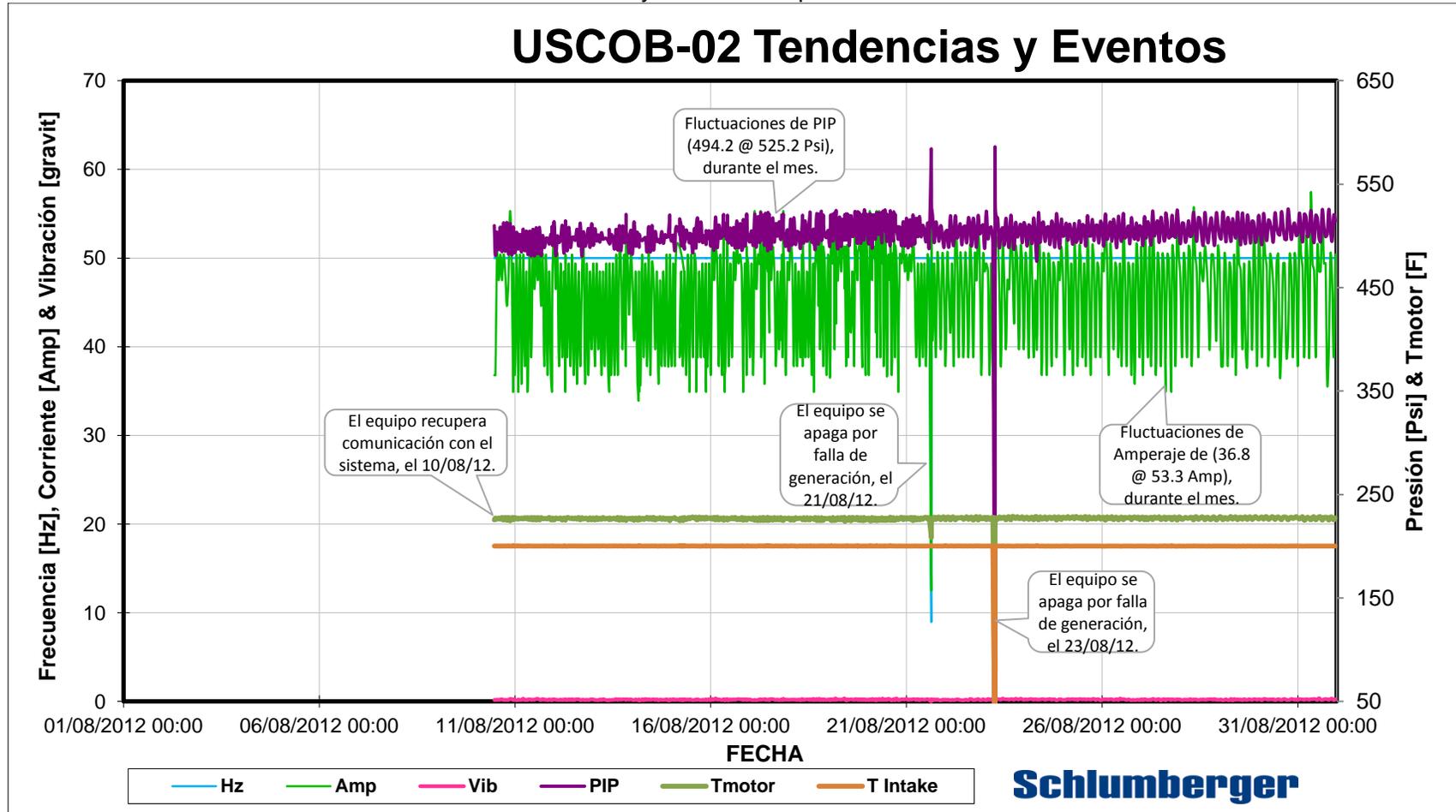
3.3.7 Pozo USCOB-02

Gráfica 33: Desempeño de la bomba pozo USCOB-02



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 34: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-02

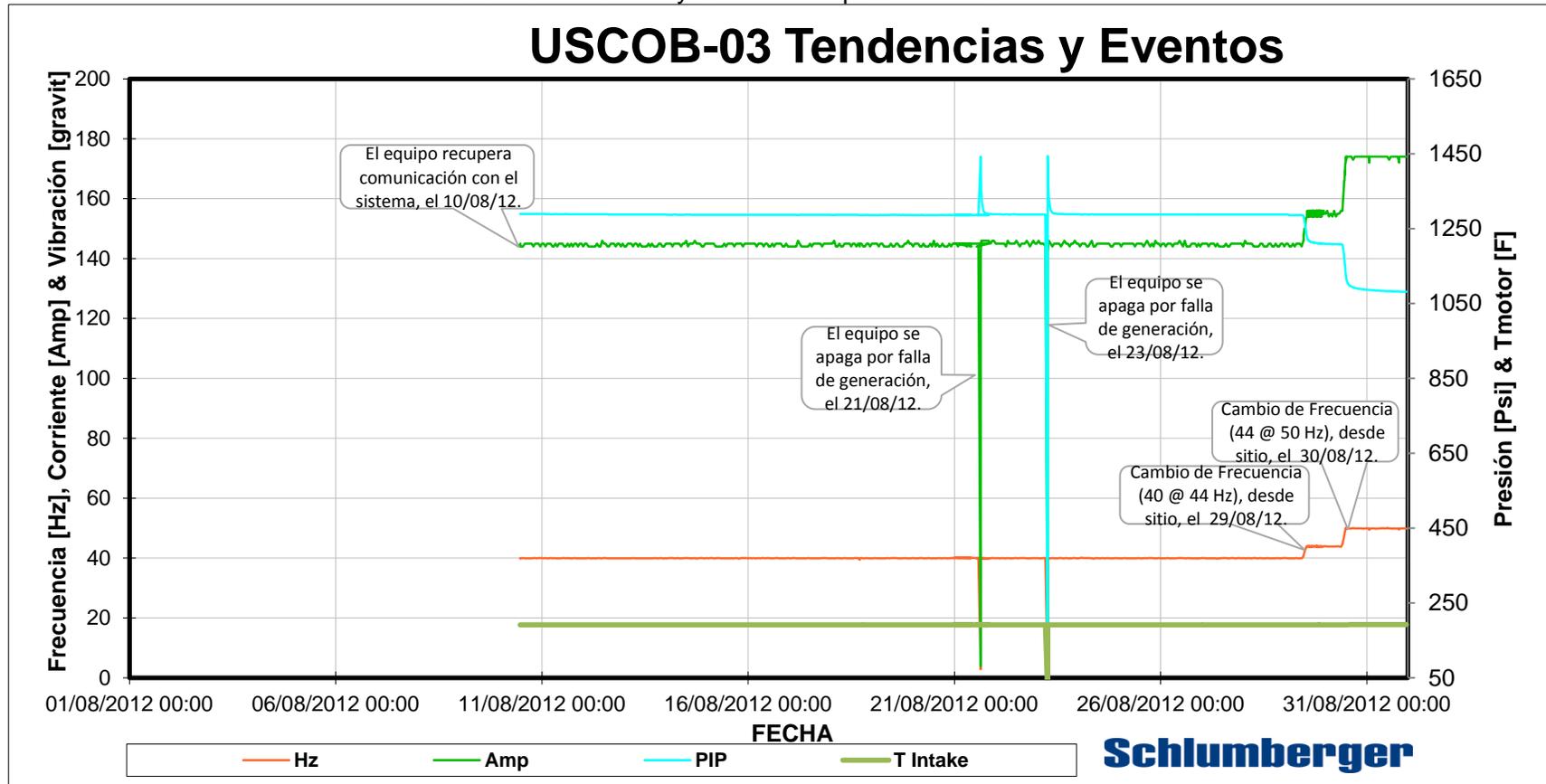


Fuente: Autores

El equipo del pozo USCOB-2 se encontraba sin comunicación con el sistema Liftwatcher desde el mes de Julio, se envía un técnico a campo para reparar la ubicación de la antena y así poder recuperar la señal.. Durante el tiempo monitoreado se presentaron dos paradas por falla en el generador, adicionalmente registra fluctuaciones en el Amperaje debidas a la operación del equipo en modo Presión que busca lograr la estabilización de la PIP.

3.3.8 Pozo USCOB-03

Gráfica 35: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-03

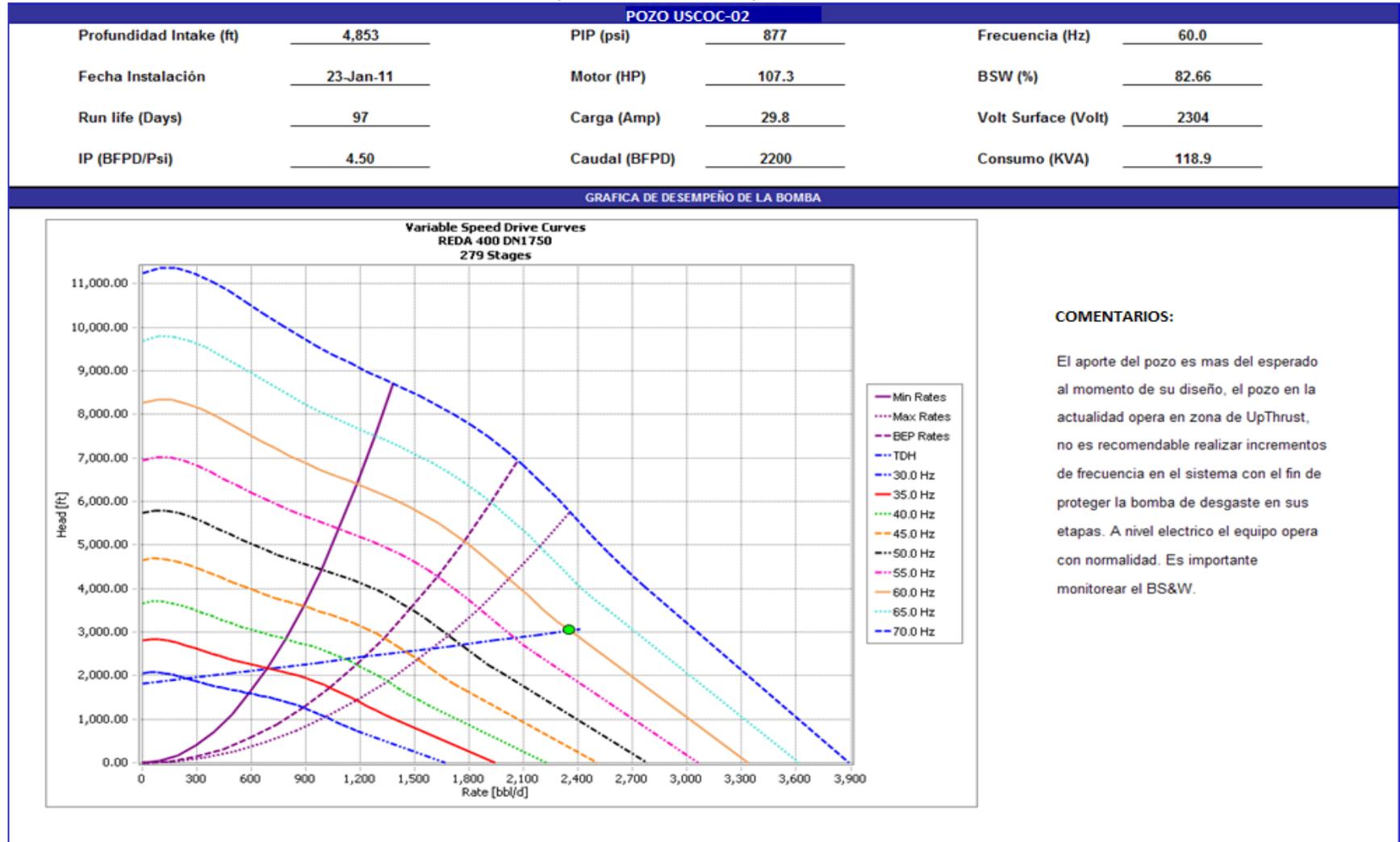


Fuente: Autores

El equipo del pozo USCOB-03 se encuentra conectado a la misma caja de comunicación y generador que el equipo USCOB-02 por lo tanto sucede algunos de los mismos eventos que se mencionaron anteriormente. Adicionalmente se le realiza un incremento escalonado de 10 Hz durante el mes con el fin de aumentar la producción del pozo, manteniendo el equipo bajo el rango óptimo de operación. Al realizar este incremento de frecuencia se observa que la PIP disminuye y la T Intake aumenta, lo cual resulta ser un comportamiento normal.

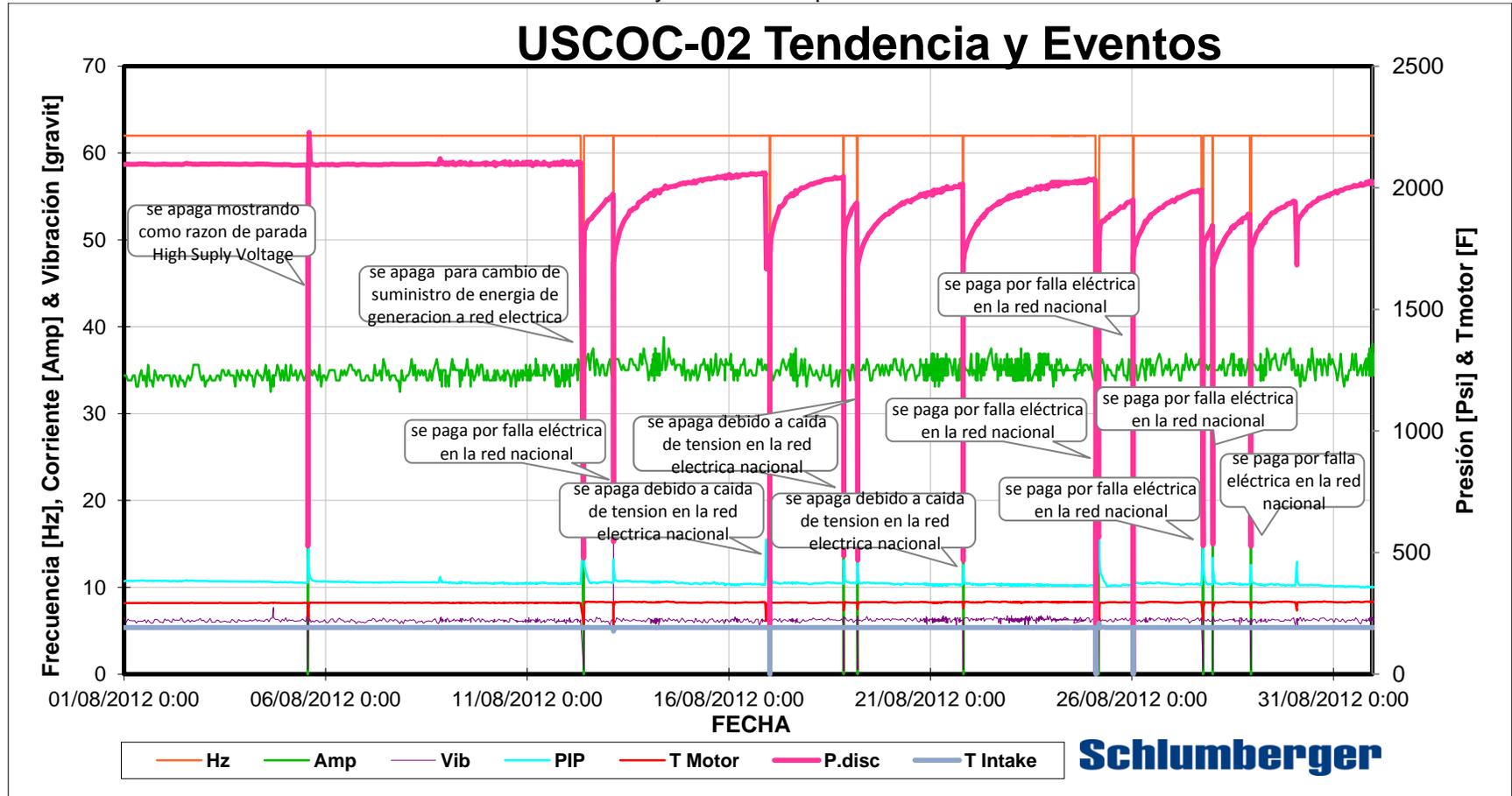
3.3.9 Pozo USCOC-02

Gráfica 36: Desempeño de la bomba pozo USCOC-02



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

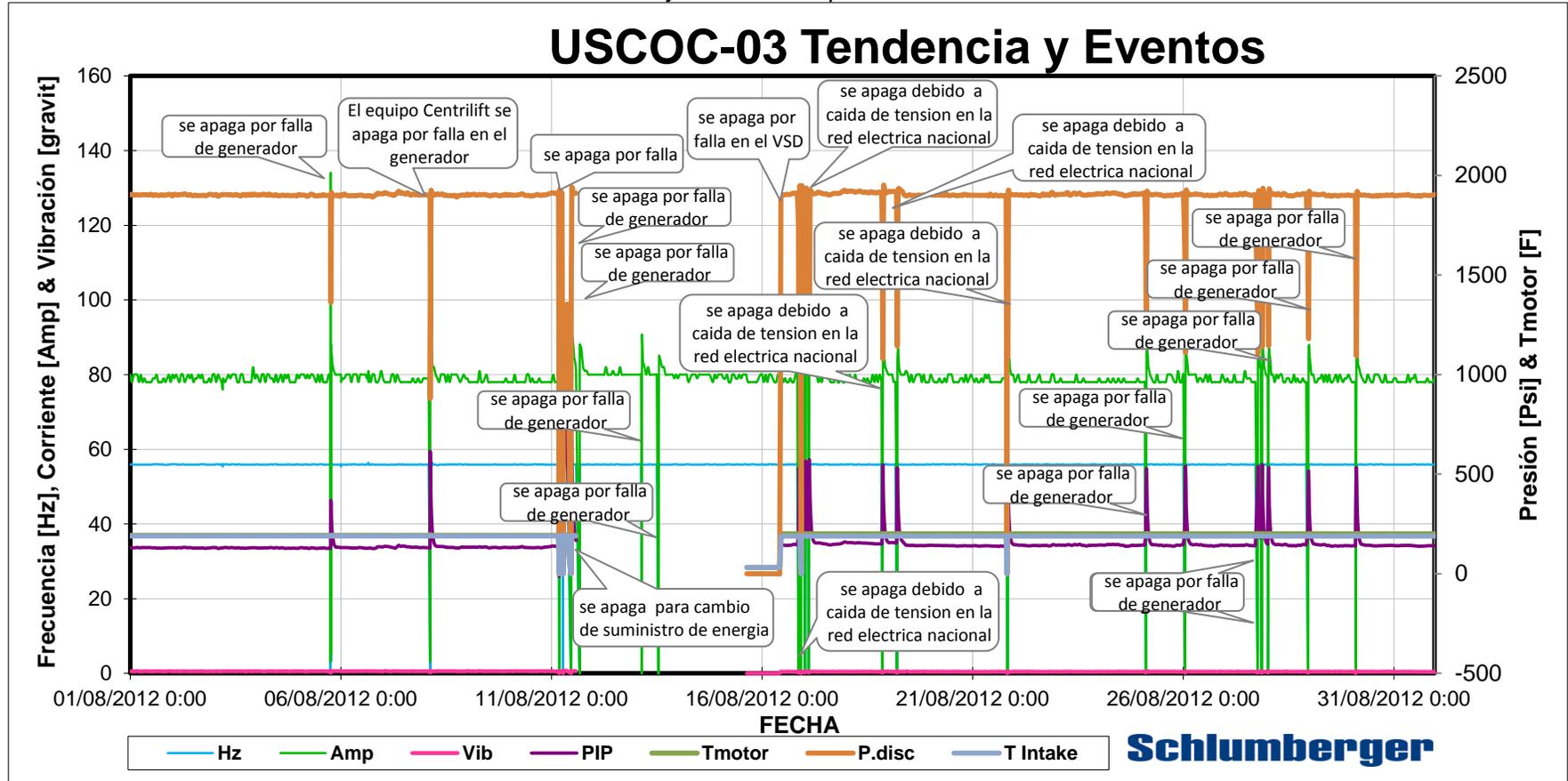
Gráfica 37: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-02



En la Gráfica del pozo USCOC-02 se observa un comportamiento estable durante todo el mes, exceptuando las fluctuaciones ocasionadas por las paradas producción de las fallas eléctricas en el sistema. Sin embargo la Gráfica de desempeño de la bomba muestra que esta esta trabajando con sobrecarga que podría ocasionar el desgaste rápido de las etapas, por lo que no es recomendable realizar aumentos en la frecuencia, seria conveniente evaluar el diseño del equipo para manejar mayores volúmenes.

3.3.10 Pozo USCOC-03

Gráfica 38: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-03

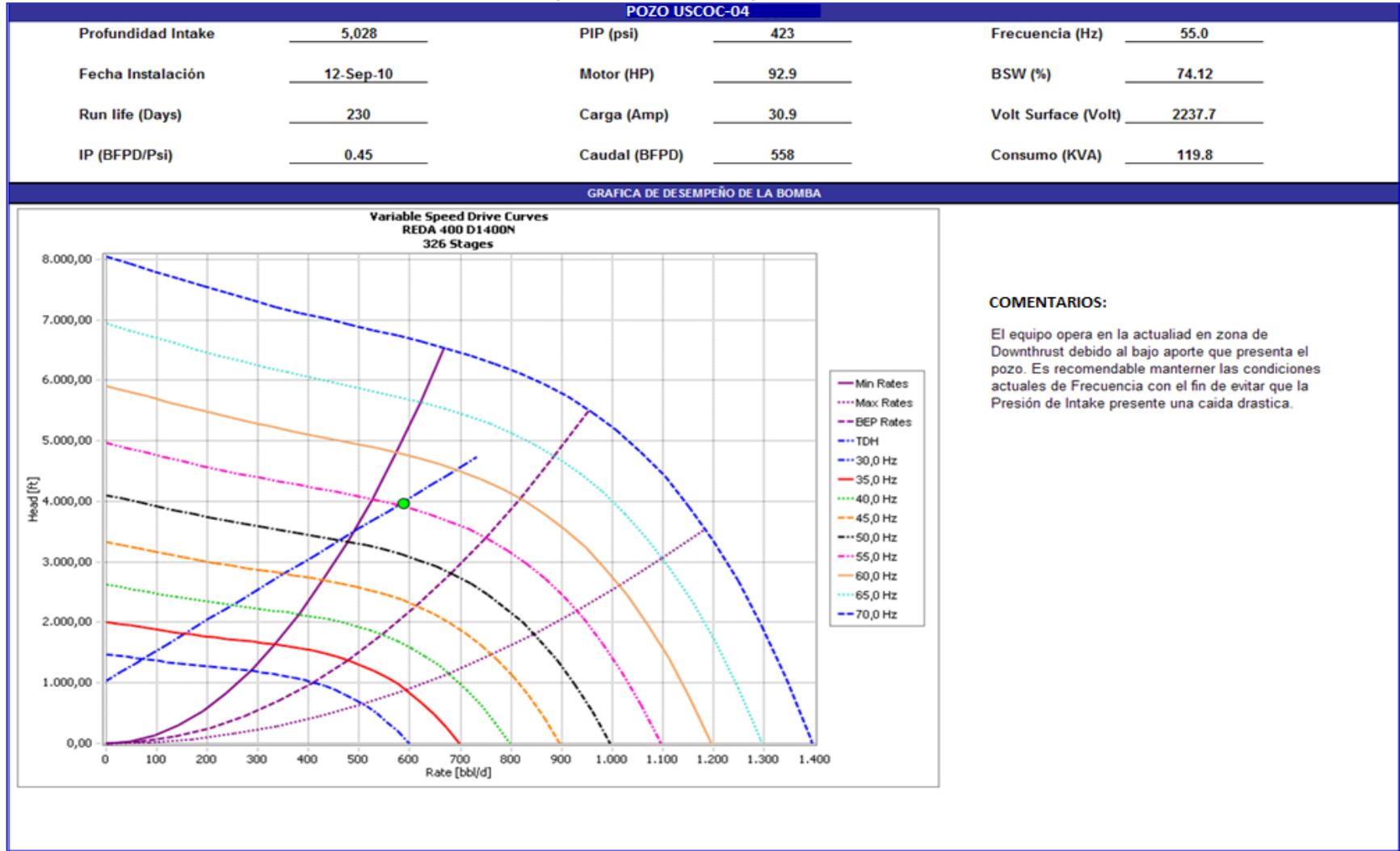


Fuente: Autores

El equipo del pozo USCOC-03 es un equipo de Centriflitt que tiene como fuente de energía un generador eléctrico, la Gráfica de su comportamiento y tendencia durante el mes muestra un comportamiento estable en general, pero afectado por las numerosas fallas del generador que durante todo el mes causaron paradas en el equipo y si se tiene en cuenta que estas paradas pueden ocasionar no solo perdidas en producción si no también la disminución del tiempo de vida útil del equipo debe evaluarse la necesidad de cambiar la fuente de energía empleada.

3.3.11 Pozo USCOC-04

Gráfica 39: Desempeño de la bomba pozo USCOC-04



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO LIFTWATCHER EN LOS CAMPOS USCO

El análisis de proyectos constituye la técnica matemático-financiera, a través de la cual se determinan los beneficios o pérdidas en los que se puede incurrir al pretender realizar una inversión u otro movimiento, en donde uno de sus objetivos es obtener resultados que apoyen la toma de decisiones referente a actividades de inversión.

Así mismo, al analizar los proyectos de inversión se determinan los costos de oportunidad en que se incurre al invertir al momento para obtener beneficios al instante, mientras se sacrifican las posibilidades de beneficios futuros, o si es posible privar el beneficio actual para trasladarlo al futuro, al tener como base específica a las inversiones.

La siguiente evaluación económica se realiza con el fin de determinar que tan factible es la implementación del sistema de monitoreo satelital Liftwatcher en dos casos, el **primer caso** en donde la empresa operadora solo realiza la inversión en los equipos especiales para el monitoreo satelital y el **segundo caso** cuando la empresa operadora decide realizar una inversión no solo en los equipos para el monitoreo sino también remplazar y comprar un nuevo equipo BES. El estudio económico se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor presente neto (V.P.N), la tasa interna de retorno (T.I.R) y la relación costo-beneficio (R.C.B); las mismas que determinan la puesta en marcha de un proyecto y al mismo tiempo nos indica si es o no rentable.

4.1 CONCEPTOS APLICADOS

Los siguientes son los conceptos con los cuales se realiza el presente análisis económico.

4.1.1 V.P.N (Valor Presente Neto)

El valor presente neto se entiende como la diferencia entre todos los ingresos y los egresos actualizados al periodo actual. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja presente y futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

Al ser un método que tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo, los ingresos futuros esperados, como también los egresos, deben ser actualizados a la fecha del inicio del proyecto. La tasa interna de oportunidad va a ser fijada por la empresa, políticas o persona que evalúa el proyecto de inversión.

Con el V.P.N se tienen los siguientes criterios para la aceptación o rechazo de un proyecto:

Si $V.P.N > 0$ (positivo) se acepta el proyecto
Si $V.P.N = 0$ solo recupero la inversión

Si $V.P.N < 0$ (negativo) no se acepta el proyecto

4.1.2 T.I.R (Tasa interna de retorno)

Con este método se descuentan los flujos de cada período para determinar su valor neto en el momento de tomar la decisión, con lo que se está en la posibilidad de evaluar sobre una misma base de tiempo los beneficios y gastos que ocurren en periodos diferentes, con el objeto de determinar su rentabilidad como la aplicación real del criterio que sirve para la determinación de la aceptación o rechazo.

La T.I.R se define como la tasa de interés con la cual el valor presente neto es igual a cero. Es la suma de los flujos netos descontados de cada periodo, desde el origen, considerándose desde el año o periodo (cero o inicial), hasta el año o periodo n (ultimo).

Entre sus ventajas se tiene:

- ✓ Toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo.
- ✓ Su cálculo es relativamente sencillo
- ✓ Señala exactamente la rentabilidad del proyecto y conduce a resultados de más fácil interpretación para los inversionistas.

Y sus posibles desventajas:

- ✓ En algunos proyectos no existe una sola T.I.R sino varias, tantas como cambios de signo tenga el flujo de efectivo (T.I.R modificado).
- ✓ Por la razón anterior la aplicación de la T.I.R puede ser incongruente si antes no se corrige el efecto anterior.
- ✓ La T.I.R califica individualmente al proyecto, por lo que no siempre su utilización es válida para comparar o seleccionar proyectos distintos.

4.1.3 R.C.B (Relación Costo-Beneficio)

La relación costo/beneficio, muestra la rentabilidad en términos relativos y la interpretación del resultado se expresa en centavos ganados por cada peso invertido en el proyecto, que para el presente caso de manera practica se tomara como base al dólar. Esta relación se calcula al dividir la sumatoria de los valores del V.P.N y el valor de la inversión al año cero (inversión total inicial).

Esta relación como regla de decisión para un proyecto, indica la cantidad de dólares que se está percibiendo o perdiendo por cada dólar de inversión, y por ende este valor tiene que ser mayor que uno para determinar que un proyecto es factible económicamente. Este método tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

- Si $R.C.B > 1$ Es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos)
- Si $R.C.B = 1$ Es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos)
- Si $R.C.B < 1$ No es aceptable (los ingresos son menores que los egresos)

4.2 CONSIDERACIONES GENERALES

Para el proyecto de implementación del sistema de monitoreo satelital Liftwatcher se realizó una evaluación económica para 12 meses (V.P.N a 12%). Los parámetros en los que se basa el estudio económico del proyecto son las siguientes:

- ✓ Se evalúa la viabilidad para uno de los pozos del campo USCOB monitoreado durante el mes de Agosto, ya que es el campo con menor producción de los tres campos monitoreados, por lo que se presume que si el proyecto es viable para este caso igualmente lo será para los pozos con mayor producción.
- ✓ Se estima una tasa interna de oportunidad del 15% valor emitido para un proyecto, de acuerdo al departamento económico de la empresa propietaria de los campos USCO A,B,C.
- ✓ No se considera depreciación contable de los equipos por cuanto no intervienen los impuestos fiscales.
- ✓ Se determina para el campo USCOB una declinación de la producción anual del 3% (declinación mensual de 0,25%).
- ✓ De acuerdo a un precio de referencia ligado al precio internacional WTI (West Texas Intermediate) en 65 US\$/BO, este es un valor neutral que toma la operadora del campo para realizar sus corridas económicas.
- ✓ Se considera un índice de precios al consumidor (IPC) para el 2013 en Colombia del 3,5%.

4.3 EVALUACION ECONÓMICA

4.3.1 Caso 1: Evaluación económica sin inversión en equipos BES

En el primer caso se evaluará la implementación del sistema de monitoreo satelital Liftwatcher para uno de los pozos con menor producción del campo USCOB, sin inversión en el sistema de levantamiento BES, para lo cual se tiene:

4.3.1.1 Costos e inversión del proyecto

Los costos de la inversión estimados para realizar los trabajos de implementación del sistema de monitoreo satelital del pozo seleccionado se muestran en la tabla 5, y son valores correspondientes a los costos de los equipos especiales necesarios para el funcionamiento del sistema, así como también los costos correspondientes a la instalación del equipo.

En segunda instancia para la evaluación se tienen en cuenta los costos asociados al mantenimiento preventivo y correctivo del equipo BES con los equipos especiales para el monitoreo, teniendo en cuenta que al no ser un equipo BES nuevo, sobre este no se tendría una garantía de funcionamiento, lo que ocasiona un mayor rubro de mantenimiento. Estos valores se muestran en la tabla 6.

Tabla 5: Costos estimados de la inversión en equipos e instalación (Caso 1)

Concepto	Descripción	Valor (Dólares)
Obras civiles	Adecuación del terreno	3.200
Movilización y Transporte	Camiones y equipo	1.850
Instalación (Equipo para monitoreo)	Costo de operación Mano de obra Elementos de trabajo	10.400
Equipos para monitoreo satelital	UniConn SCB Antena	151.200
Equipos adicionales para funcionamiento	Equipos de computo y herramientas diarias de trabajo	950
Total		167.600

Fuente: Autores

Tabla 6: Costos estimados en mantenimiento de equipos

Concepto	Descripción	Valor (Dólares)
Mantenimiento	Preventivo ¹	950
	Correctivo ²	2.050
Total		3.000

Fuente: Autores

Como tercer punto se tienen los costos asociados al pago a la empresa de SCHLUMBERGER por la prestación de los servicios de monitoreo y vigilancia del equipo, lo que incluye el personal disponible para el monitoreo, informes quincenales y mensuales sobre el estado de las bombas y sus parámetros de funcionamiento, sobre los cuales son presentadas las sugerencias de optimización o prevención. Este valor suele ser aproximadamente de **US\$ 1.600** mensuales por pozo, valor que fluctúa dependiendo de los acuerdos establecidos en el contrato.

Por ultimo se tiene el valor del costo de producción por barril de petróleo producido en el campo USCOB, dentro del cual se tiene en cuenta el costo de operación del equipo y levantamiento, transporte y tratamiento; tabla 7.

Cabe destacar que a los valores de los costos planteados anteriormente, se le aplica un porcentaje de inflación o índice de precios al consumidor proyectado al 2013 en Colombia de 3,5%.

¹ Mantenimiento preventivo: inspección y/o cambio de cableado y demás dispositivos de superficie.

² Mantenimiento correctivo: en caso de fallas del equipo de subsuelo o superficie incluye servicio a pozo con equipo de Workover u otro servicio necesario.

Tabla 7: Costos estimados de producción para el campo USCOB en Dólares/Barril

Concepto	Descripción	Valor (Dólares)
Producción	Operación ³	14,2
	Transporte y Tratamiento ⁴	6,1
Total		20,3

Fuente: Autores

4.3.1.2 Ingresos del proyecto

Para este proyecto se estiman ingresos provenientes de la producción total del pozo durante el año de evaluación, aclarando que con la implementación del sistema de monitoreo, la empresa operadora establece un aumento en la producción para este pozo de 3 BOPD, instituyendo una producción promedio de 52BOPD, a los que en cada periodo se les aplica un porcentaje de declinación de producción mensual de 0,25%. Adicionalmente se aprecia una disminución de los costos de mantenimiento correctivo de US\$2.900 a US\$2.050 por mes; tabla 8.

Tabla 8: Ingresos por venta de la producción total

Periodo	Producción (BOPM)	Ingreso por venta (Dólares)
1	1.580,80	102.752,00
2	1.576,85	102.495,12
3	1.572,91	102.238,88
4	1.568,97	101.983,28
5	1.565,05	101.728,33
6	1.561,14	101.474,01
7	1.557,24	101.220,32
8	1.553,34	100.967,27
9	1.549,46	100.714,85
10	1.545,59	100.463,06
11	1.541,72	100.211,91
12	1.537,87	99.961,38
Total		1.216.210,41

Fuente: Autores

4.3.1.3 Flujo de caja neto

En este punto, con los valores de Ingresos y Costos del proyecto establecidos se realizan los cálculos para el flujo de caja neto; tabla 9.

³ Los costos de operación aquí contemplados tienen en cuenta: Energía eléctrica, personal de campo, comunicaciones (avantel, teléfonos celulares) entre otros costos de levantamiento.

⁴ Los costos de transporte y tratamiento corresponden a: vehículos, transporte en tubería desde fondo hasta estación de recolección, facilidades y químicos.

Tabla 9: Flujo de caja neto para la implementación del sistema de monitoreo Satelital Liftwatcher para el Caso 1

CAMPO		POZO		COSTO INVERSIÓN (Dólares)					
USCOB		USCOB-02		167.600					
DATOS ECONOMICOS									
(-)Costo de operación, levantamiento, calidad y transporte 2012 (Dólares/bls)		20,30							
(-)Costo de mantenimiento equipo BES (mes)		3.000,00							
(-)Costo del monitoreo satelital Liftwatcher (mes)		1.600,00		TIR					
Declinación de la producción (% 1 mes)		0,25%		V.P.N					
Periodo mensual considerado		30,40		V.P.N INGRESOS					
(+)-Producción promedio (BOPD)		52,00		V.P.N EGRESOS					
Precio estimado de venta de crudo (Dólares)		65,00		RCB					
Taza interna de oportunidad estimada (TIO)		15,0%		38,23%					
Indice de precios al consumidor (IPC) para 2013		3,50%		324.526,12					
				551.575,16					
				199.809,35					
				2,76					
FLUJO DE CAJA									
Mes	Periodo (meses)	Barriles producidos (BOPM)	Inversión	Igreso por venta (Dólares)	Costo Operativo (Dólares)	Costo Mantenimiento (Dólares)	Costo Monitoreo LW (Dólares)	Egreso Total (Dólares)	Fujo de caja Neto (Dólares)
Jul-12	0	0,000	167.600	0,000	0,000	0,000	0,000	167.600,00	-167.600,00
Aug-12	1	1.580,80	0,00	102.752,00	32.090,24	3.000,00	1.600,00	36.690,24	66.061,76
Sep-12	2	1.576,85	0,00	102.495,12	32.010,01	3.000,00	1.600,00	36.610,01	65.885,11
PE.	2,54	853,71	0,00	55.491,15	17.330,31	1.628,29	868,42	19.827,02	35.664,13
Oct-12	3	1.572,91	0,00	102.238,88	31.929,99	3.000,00	1.600,00	36.529,99	65.708,89
Nov-12	4	1.568,97	0,00	101.983,28	31.850,16	3.000,00	1.600,00	36.450,16	65.533,12
Dec-12	5	1.565,05	0,00	101.728,33	31.770,54	3.000,00	1.600,00	36.370,54	65.357,79
Jan-13	6	1.561,14	0,00	101.474,01	32.800,30	3.105,00	1.656,00	37.561,30	63.912,70
Feb-13	7	1.557,24	0,00	101.220,32	32.718,30	3.105,00	1.656,00	37.479,30	63.741,02
Mar-13	8	1.553,34	0,00	100.967,27	32.636,51	3.105,00	1.656,00	37.397,51	63.569,77
Apr-13	9	1.549,46	0,00	100.714,85	32.554,91	3.105,00	1.656,00	37.315,91	63.398,94
May-13	10	1.545,59	0,00	100.463,06	32.473,53	3.105,00	1.656,00	37.234,53	63.228,54
Jun-13	11	1.541,72	0,00	100.211,91	32.392,34	3.105,00	1.656,00	37.153,34	63.058,56
Jul-13	12	1.537,87	0,00	99.961,38	32.311,36	3.105,00	1.656,00	37.072,36	62.889,02
Total		18.710,93	167.600	1.216.210,41	387.538,20	36.735,00	19.592,00	611.465,20	604.745,21

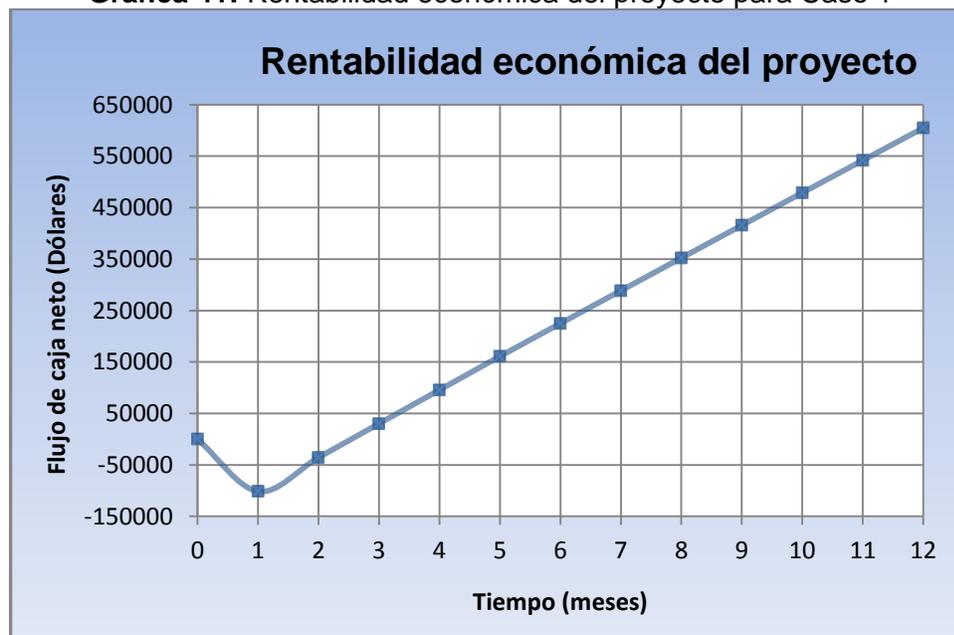
Fuente: Autores

4.3.1.4 Análisis de Resultados

Para la implementación del sistema de monitoreo satelital Liftwatcher en un pozo con equipo BES, se considera la necesidad de equipos especiales para el monitoreo, así como también la necesidad de la inversión en la instalación del mismo que dan como resultado incremento de la productividad del pozo, reduciendo tiempos de inactividad por fallas, costos de mantenimiento y finalmente una disminución en la producción diferida.

El costo total del proyecto se estima en una inversión inicial de US\$167.600 que se ve recuperada al cabo de 2,54 meses, por lo tanto se refleja un punto de equilibrio entre ingresos y egresos, es decir la recuperación total de la inversión (Gráfica 42). A partir de este tercer mes la inversión presenta un flujo de caja neto positivo alrededor de US\$30.055 que al final de los 12 meses asciende a US\$604.745; Gráfica 41.

Gráfica 41: Rentabilidad económica del proyecto para Caso 1

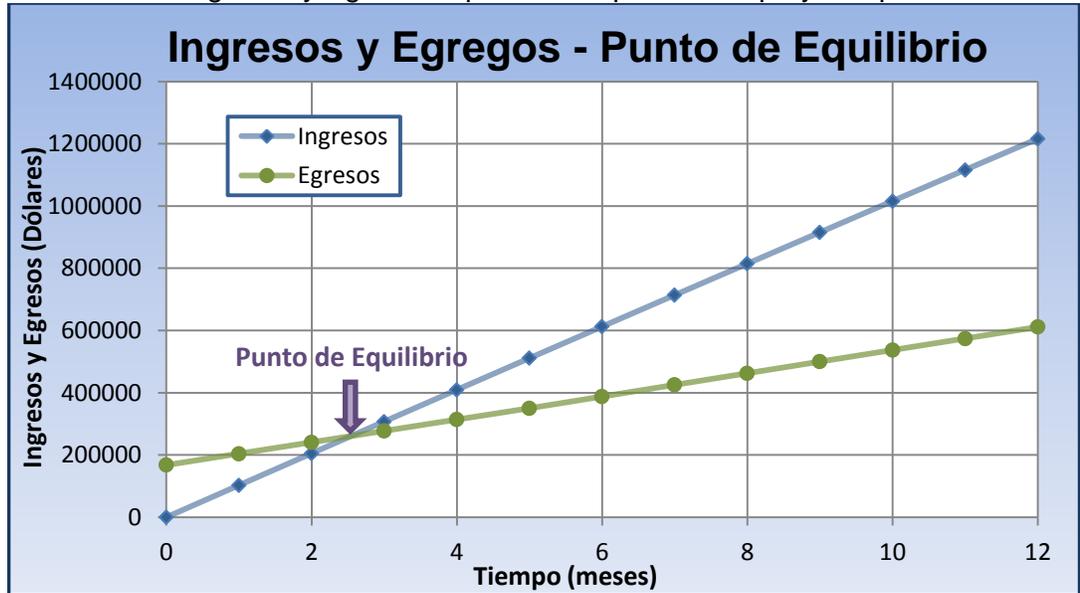


Fuente: Autores

La evaluación económica se realizó para 12 meses y se calcula que al final del año se tendría una ganancia alrededor de US\$324.526 (V.P.N al 15%).

Finalmente bajo las precisiones ya establecidas, los parámetros de la evaluación para el proyecto con una T.I.R de 38.23% y una R.C.B de 2,76 se determina como viable y rentable.

Gráfica 42: Ingresos y Egresos – punto de equilibrio del proyecto para el Caso 1



Fuente: Autores

4.3.2 Caso 2: Evaluación económica con inversión en equipos BES

En el segundo caso se evaluará un escenario en el que la implementación del sistema de monitoreo satelital Liftwatcher para uno de los pozos de menor producción del campo USCOB, va acompañada de la inversión en un nuevo equipo de levantamiento BES, para lo cual se plantea:

4.3.2.1 Costos e inversión del proyecto

Los costos asociados a la inversión inicial requerida para la implementación del sistema de monitoreo satelital del pozo seleccionado son mostrados en la tabla 10, y corresponden a los valores de equipos especiales necesarios para el monitoreo y funcionamiento del sistema, los costos del nuevo equipo BES y adicionalmente los costos correspondientes a la instalación del equipo ya que en este caso se requiere un equipo de Workover para realizar el trabajo. En este caso los costos de los equipos adicionales para el monitoreo tienen una reducción en su precio del 31,6%, descuento efectuado por la compra del equipo BES.

Al igual que en el caso 1, se tienen en cuenta los costos asociados al mantenimiento preventivo del equipo BES y los equipos especiales para el monitoreo evaluados aproximadamente en **US\$950** mensuales, cabe destacar que contrario al caso anterior no se tendrán en cuenta valores de mantenimiento correctivo ya que por ser un equipo nuevo, cuenta con la garantía de la empresa prestadora del servicio.

Adicionalmente se tienen los costos del pago a la empresa SCHLUMBERGER por la prestación de los servicios de monitoreo y vigilancia del equipo, que igual que en el caso anterior incluye informes quincenales y mensuales sobre el estado de las bombas y sus parámetros de funcionamiento, sobre los cuales son presentadas las sugerencias de optimización o prevención. Para este caso el valor suele ser aproximadamente de **US\$ 1.400** mensuales por pozo cobrados al cabo de 6 meses de instalado el sistema, es decir se evidencia una disminución del 12,5% del servicio, descuento ofrecido por la compañía SCHLUMBERGER en retribución a la compra del equipo BES.

Finalmente se contempla el valor del costo de producción por barril de petróleo producido en el campo USCOB, estos valores coinciden con los mostrados en el caso 1; tabla 7.

Se resalta nuevamente que a los valores de los costos planteados, se le aplica un porcentaje de inflación o índice de precios al consumidor proyectado al 2013 en Colombia de 3,5%.

Tabla 10: Costos estimados de la inversión en equipos e instalación (Caso 2)

Concepto	Descripción	Valor (Dólares)
Obras civiles	Adecuación del terreno	4.500
Movilización y Transporte	Tracto mulas y grúas	1.900
Instalación (Equipo de Workover)	Costo de operación Company Man Operaciones de Rig, (incluye cuadrilla de trabajo)	28.500
BES	VDF Caja de Venteo Cable de Potencia Transformador Bomba Multietapa Protector Sello Sensores de fondo Accesorios	204.100
Equipos para monitoreo satelital	UniConn SCB Antena	103.300
Equipos adicionales para funcionamiento	Equipos de computo y herramientas diarias de trabajo	950
Total		343.250

Fuente: Autores

4.3.2.2 Ingresos del proyecto

Los ingresos para el proyecto son iguales en los dos casos planteados, por lo que al igual que en el anterior los ingresos son los logrados por la venta del crudo en el mercado y son mostrados en la tabla 8.

4.3.2.3 Flujo de caja neto

Posterior a la recolección de datos, se realizan los cálculos correspondientes de flujo de caja neto, con los valores de Ingresos y Costos del caso; tabla 11.

4.3.2.4 Análisis de Resultados

Para la implementación del sistema de monitoreo satelital Liftwatcher con la compra de un nuevo equipo BES, es considerada al igual que en el caso 1, la necesidad de equipos especiales para el monitoreo, en adición a la necesidad de instalación del nuevo equipo BES que finalmente brindaran una mayor productividad reflejada en la disminución de costos de mantenimiento, inactividad e incremento en la producción.

El costo total del proyecto para este caso se estima en una inversión inicial de US\$343.250 que se verá recuperada pasados 4,95 meses de producción, al cabo de este tiempo se logrará el equilibrio entre ingresos y egresos, es decir la recuperación total de la inversión (Gráfica 44). Adicionalmente se refleja que a partir de este quinto mes la inversión presenta un flujo de caja neto positivo de aproximadamente US\$3.546 que pasados los 12 meses se amplían a US\$465.389; Gráfica 43

Gráfica 43: Rentabilidad económica del proyecto para Caso 2



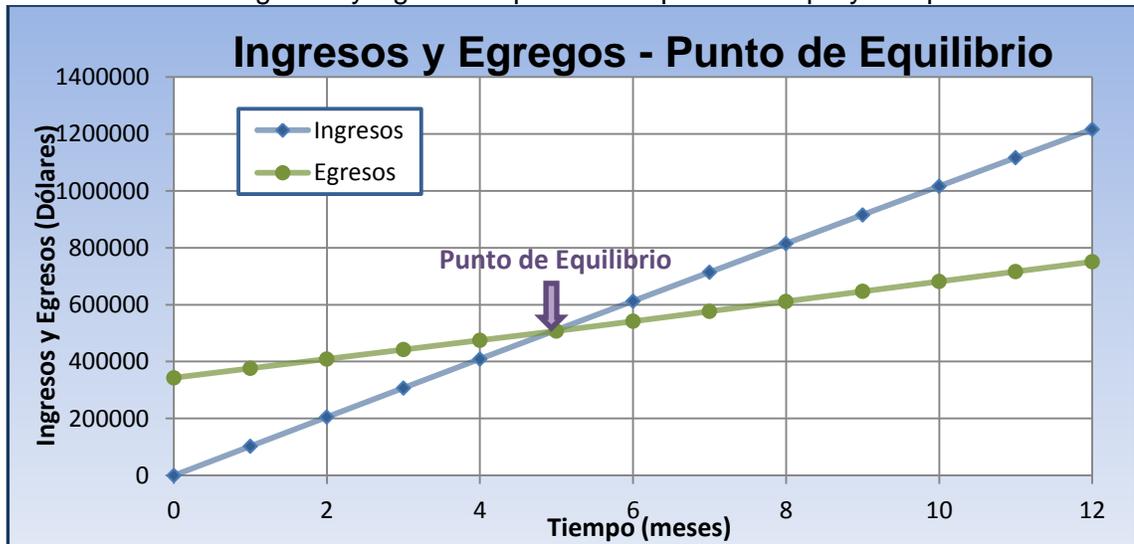
Fuente: Autores

Tabla 11: Flujo de caja neto para la implementación del sistema de monitoreo Satelital Liftwatcher para el Caso 2

CAMPO		POZO		COSTO INVERSIÓN (Dólares)					
USCOB		USCOB-02		343.250					
DATOS ECONOMICOS									
(-)Costo de operación, levantamiento, calidad y transporte 2012 (Dólares/bls)		20,30							
(-)Costo de mantenimiento equipo BES (mes)		950,00							
(-)Costo del monitoreo satelital Liftwatcher (mes)		1.400,00		TIR 16,80%					
Declinación de la producción (% 1 mes)		0,25%		V.P.N 313.737,00					
Periodo mensual considerado		30,40		V.P.N INGRESOS 551.575,16					
(+)Producción promedio (BOPD)		52,00		V.P.N EGRESOS 182.050,44					
Precio estimado de venta de crudo (Dólares)		65,00		RCB 3,03					
Taza interna de oportunidad estimada (TIO)		15,0%							
Indice de precios al consumidor (IPC) para 2013		3,50%							
FLUJO DE CAJA									
Mes	Periodo (meses)	Barriles producidos (BOPM)	Inversión	Ingreso por venta (Dólares)	Costo Operativo (Dólares)	Costo Mantenimiento (Dólares)	Costo Monitoreo LW (Dólares)	Egreso Total (Dólares)	Fujo de caja Neto (Dólares)
Jul-12	0	0,000	343.250	0,000	0,000	0,000	0,000	343.250,00	-343.250,00
Aug-12	1	1.580,80	0,00	102.752,00	32.090,24	950,00	0,00	33.040,24	69.711,76
Sep-12	2	1.576,85	0,00	102.495,12	32.010,01	950,00	0,00	32.960,01	69.535,11
Oct-12	3	1.572,91	0,00	102.238,88	31.929,99	950,00	0,00	32.879,99	69.358,89
Nov-12	4	1.568,97	0,00	101.983,28	31.850,16	950,00	0,00	32.800,16	69.183,12
PE.	4,95	1.484,74	0,00	96.508,10	30.140,22	901,25	0,00	31.041,47	65.466,63
Dec-12	5	1.565,05	0,00	101.728,33	31.770,54	950,00	0,00	32.720,54	69.007,79
Jan-13	6	1.561,14	0,00	101.474,01	32.800,30	983,25	0,00	33.783,55	67.690,45
Feb-13	7	1.557,24	0,00	101.220,32	32.718,30	983,25	1.400,00	35.101,55	66.118,77
Mar-13	8	1.553,34	0,00	100.967,27	32.636,51	983,25	1.400,00	35.019,76	65.947,52
Apr-13	9	1.549,46	0,00	100.714,85	32.554,91	983,25	1.400,00	34.938,16	65.776,69
May-13	10	1.545,59	0,00	100.463,06	32.473,53	983,25	1.400,00	34.856,78	65.606,29
Jun-13	11	1.541,72	0,00	100.211,91	32.392,34	983,25	1.400,00	34.775,59	65.436,31
Jul-13	12	1.537,87	0,00	99.961,38	32.311,36	983,25	1.400,00	34.694,61	65.266,77
Total		18.710,93	343.250	1.216.210,41	387.538,20	11.632,75	8.400,00	750.820,95	465.389,46

Fuente: Autores

Gráfica 44: Ingresos y Egresos – punto de equilibrio del proyecto para el Caso 2



Fuente: Autores

La evaluación económica se realizó para 12 meses y se calcula que al final del año se tendría una ganancia alrededor de US\$313.737 (V.P.N al 15%).

En suma, bajo las precisiones ya establecidas, los parámetros de la evaluación para el proyecto con una T.I.R de 16,8% (mucho menor a la del primer caso gracias al crecimiento de la inversión) y una R.C.B de 3,03 (mayor a la del primer caso debido a los beneficios económicos en mantenimiento y monitoreo brindados por la instalación del nuevo equipo BES), se determina como un proyecto viable y rentable.

5. CONCLUSIONES

El sistema de levantamiento artificial BES se ha convertido en los últimos tiempos en unos de los sistemas de mayor auge y desarrollo, por lo que las empresas prestadoras de servicio se han encargado de desarrollar nuevas y más efectivas tecnologías que contrarresten las falencias que puedan tener el sistema y sus diferentes componentes.

El uso del sistema de monitoreo satelital Liftwatcher en equipos de bombeo electrosumergible (BES) permite la reducción de pérdidas de producción por paradas no programadas del equipo, así como también es una herramienta fundamental para el monitoreo del equipo y sus variables que permiten la prolongación de la vida útil del mismo.

Mediante la implementación de la vigilancia y monitoreo en tiempo real se logra establecer una acción predictiva antes de reactiva, con el fin de identificar los posibles problemas que pueda presentar el sistema previo al suceso del evento, esto logrado con la correcta interpretación de la información que se obtiene en el proceso de 24/7.

Es importante conocer que para un adecuado y efectivo monitoreo con el sistema Liftwatcher se hace necesaria la implementación de equipos especiales efectivos que logren proporcionar la información de manera eficaz y efectiva, tales como antenas, sensores fondo y sistemas de comunicación.

El principal inconveniente sufrido por los sistemas de BES en Colombia se refiere a la fuente de energía con la que estos equipos funcionan, ya que siendo un sistema que requiere un continuo suministro de ésta, se ve afectado por las inestables condiciones reflejadas en paradas de pozo constantes que llevan a pérdidas de producción y posterior deterioro del equipo.

El sistema de monitoreo Liftwatcher resulta ser una muy buena alternativa para ser implementada en los distintos lugares remotos de difícil acceso, en los que el sistema puede llegar a controlar a distancia sus múltiples parámetros de funcionamiento y cambiarlos cuando así se requiera, incluso presta la facilidad de arrancar y parar el equipo desde la distancia.

Económicamente la implementación del sistema de monitoreo satelital Liftwatcher es viable y rentable tanto para los casos en los que únicamente se requiere el sistema de monitoreo como para los casos en que es necesaria la adquisición de un nuevo equipo BES.

6. RECOMENDACIONES

Es de gran importancia que para un sistema de levantamiento artificial como el bombeo electrosumergible se cuente con herramientas y bases sólidas de monitoreo y vigilancia como el sistema Liftwatcher que permita no solo el desarrollo exitoso y continuo de las operaciones de producción, sino también que garantice el adecuado funcionamiento y perdurabilidad del equipo instalado.

A la hora de implementar el sistema de monitoreo Liftwatcher se recomienda realizar un estudio de factibilidad económica que garantice el éxito del proyecto, ya que la inversión de dinero en equipos como sensores, antenas y demás accesorios, que se requieran por el sistema para el desarrollo exitoso de las operaciones de monitoreo, control y vigilancia, debe ser recuperada en un tiempo prudente establecido por cada empresa operadora en particular.

Se requiere contar con una infraestructura de comunicaciones entre los miembros del equipo de vigilancia y alarmas Liftwatcher y los operadores de campo, para que mediante el trabajo en equipo se logre contrarrestar de manera eficaz las pérdidas de producción asociadas a fallas del sistema de levantamiento artificial.

Realizar análisis causa raíz de las fallas ocurridas y registradas durante el monitoreo para encontrar las razones específicas de la misma, corregir de manera oportuna y en el menor tiempo posible (tiempo real) y adicionalmente actuar de manera predictiva frente a futuras fallas que puedan presentarse asociadas a las ya ocurridas.

Programar de manera regular los parámetros de funcionamiento de los equipos BES, según las condiciones analizadas durante el monitoreo constante realizado por el equipo del centro de alarmas, teniendo en cuenta los cambios continuos que los fluidos producidos puedan presentar y las condiciones de presión y cantidad de fluido aportado por el pozo.

Una de las mayores restricciones y necesidades de un equipo BES resulta ser una fuente de energía confiable y segura que garantice el suministro de energía al sistema de manera continua. Durante el monitoreo realizado a los campos colombianos se identifica que esta es la causa más frecuente de paradas de este sistema, por lo que se recomienda evaluar la necesidad de contar con sistemas eléctricos independientes a los de la red nacional, destacando que deben evitarse al máximo las paradas innecesarias del equipo para asegurar su tiempo de vida útil.

7. BIBLIOGRAFIA

ABDEL Mohamed, ELBARKATAWY Aied, ELSHERIF Mamdouh, ERAKY Hesham, HASHIM Sameh, MATAR Hossam, GUPCO, SCHLUMBERGER. How Real-Time Surveillance Improves the ESP Run Life, Uptime and Reduces Production Deferment, articulo SPE 155336. India, 2012.

BATES Ron, COSAD Charlie, FIELDER Lance, KOSMALA Alex, HUDSON Steve, ROMERO George, y SHANMUGAM Valli, SCHLUMBERGER. Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas BES. Cambridge-Inglaterra, 2007

BOYD Scott, BROWN Alan, DIJKSTRA Niek, DOWLING Mike, FAYOUMI Khaled, KALLAS Patricia, KOBYLINSKI Lee, LEON J. Alberto, REESE Greg, VERGARA Luis, SCHLUMBERGER. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual, 2008.

CAMILLERI L., MacDONALD J., SPE, SCHLUMBERGER. How 24/7 Real-Time Surveillance Increases Run Life and Uptime, articulo SPE 134702. Italia, 2010.

CASTAÑEDA R, Christian. Ventajas en el gerenciamiento de un campo de petróleo usando el sistema de monitoreo satelital "Liftwatcher". Perú, 2010.

OYEHOLE P., SPE, SCHLUMBERGER. Application of Real-Time ESP Data Processing and Interpretation in Permian Basin "Brownfield" Opetation. Qatar, 2005.

RAMIREZ, Marto, ESP Oil Engineering Consultants. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimizacion y Trouble Shooting. WorkShop International, Venezuela, 2004.

SCHLUMBERGER, Artificial Lift. Liftwatcher Real-Time Surveillance Service. Abingdon-Inglaterra, 2011.

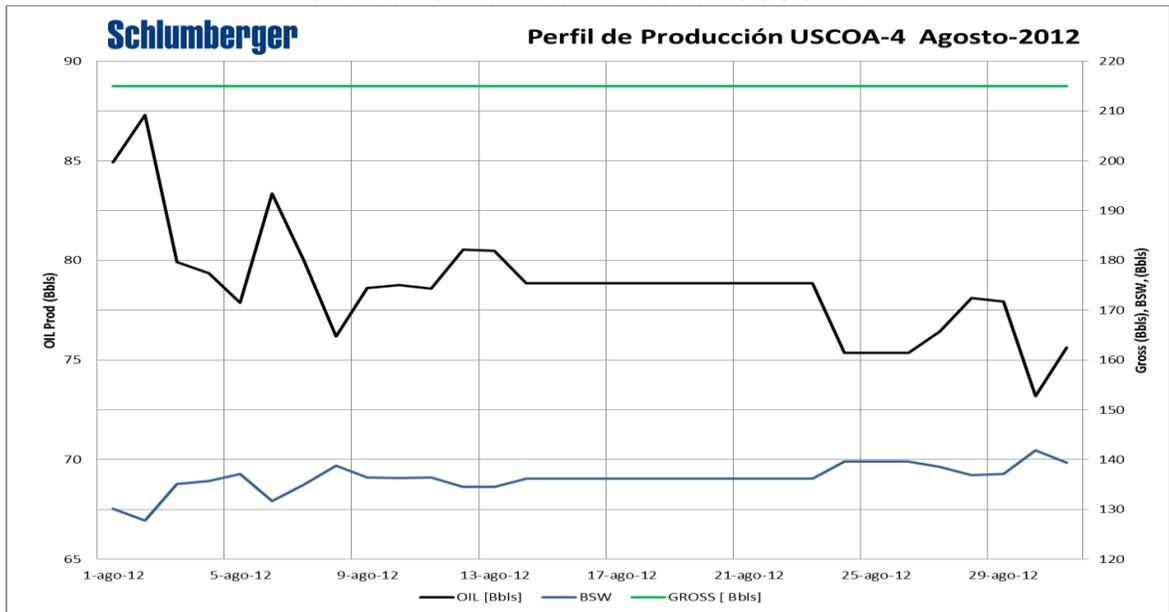
VACHON G., y BUSSEAR T. Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Wel Technology, articulo SPE 93617. Yakarta, 2005.

8. ANEXOS

8.1 ANEXO 1: GRAFICAS DE PERFIL DE PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS MONITOREADOS.

8.1.1 Pozo USCOA-04

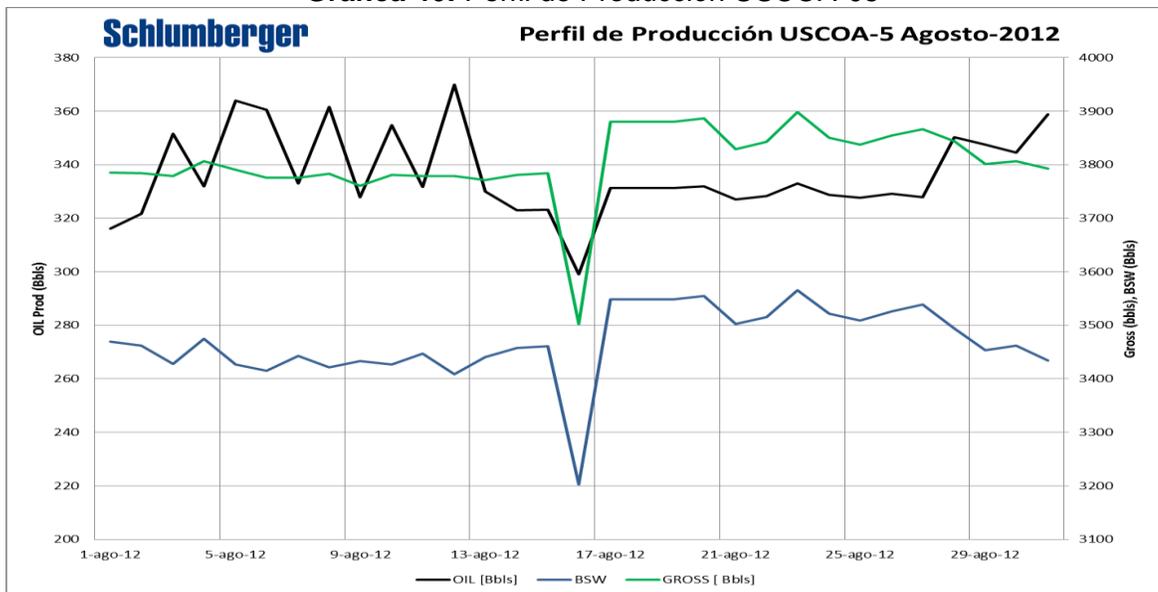
Gráfica 45: Perfil de Producción USCOA-04



Fuente: Autores

8.1.2 Pozo USCOA-05

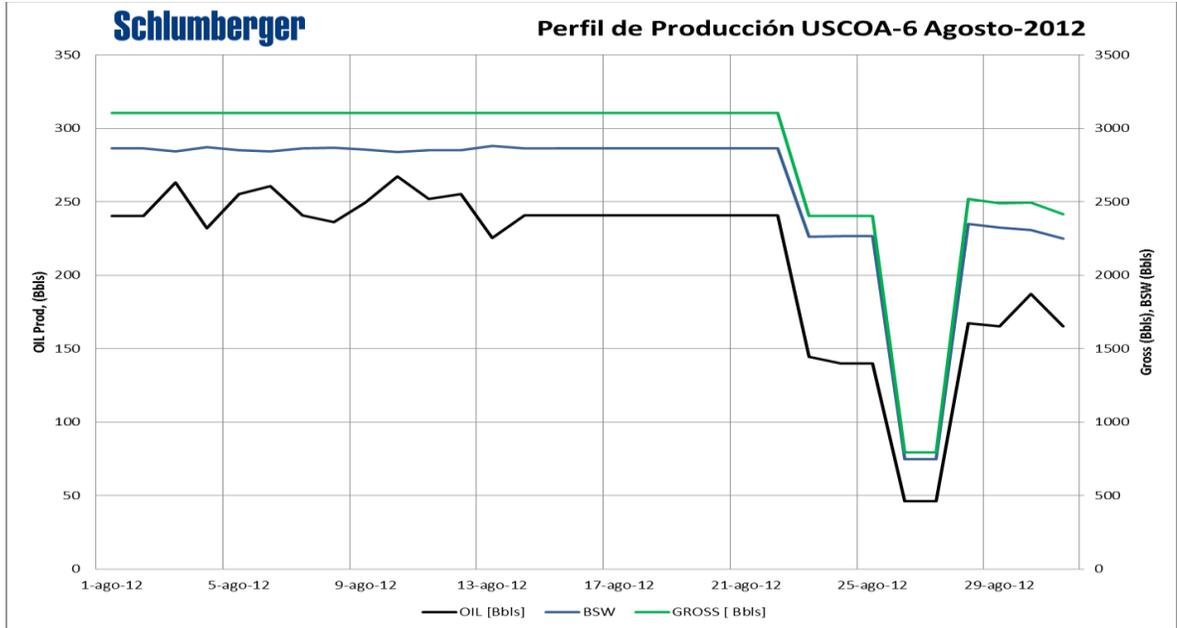
Gráfica 46: Perfil de Producción USCOA-05



Fuente: Autores

8.1.3 Pozo USCOA-06

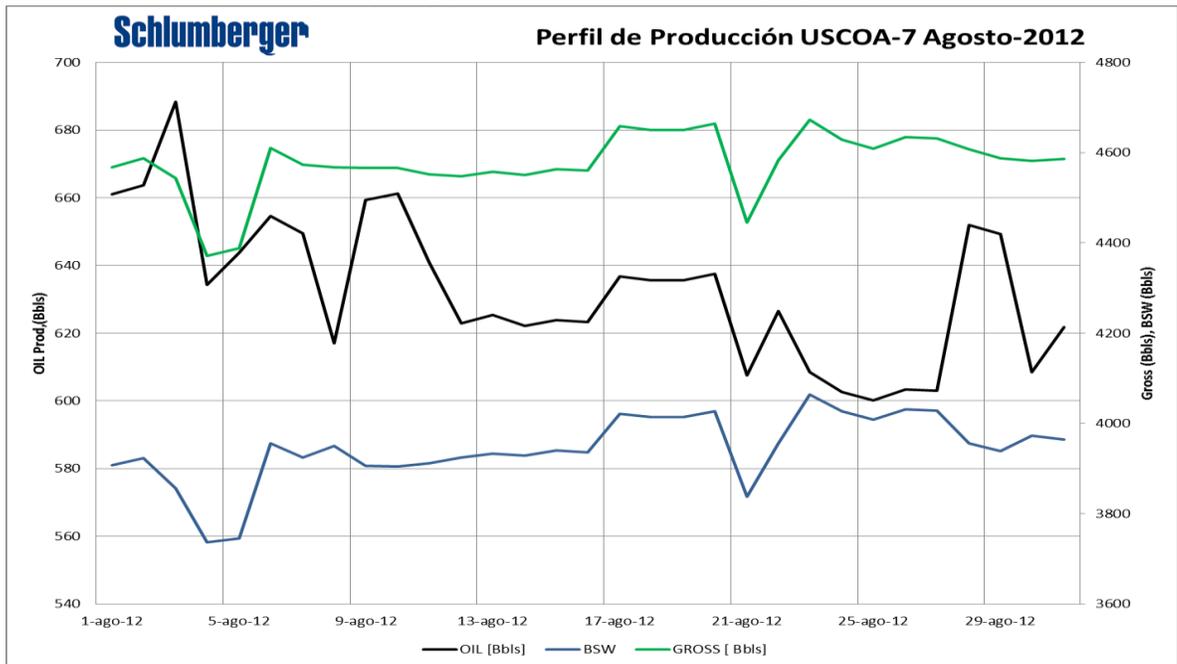
Gráfica 47: Perfil de Producción USCOA-06



Fuente: Autores

8.1.4 Pozo USCOA-07

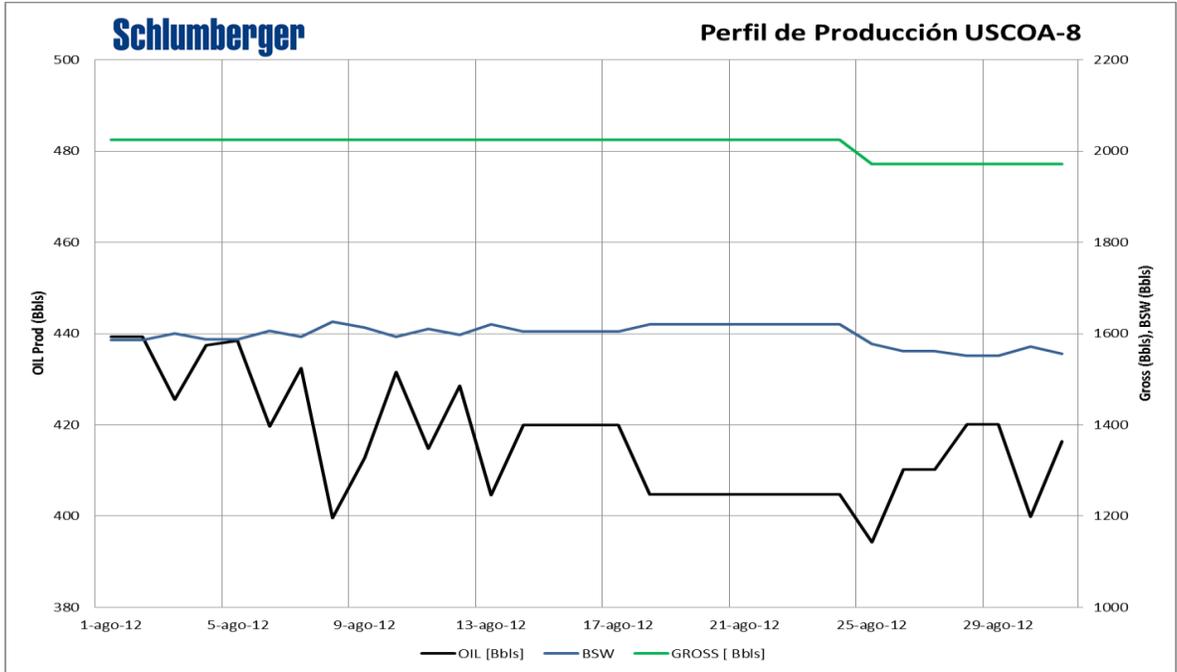
Gráfica 48: Perfil de Producción USCOA-07



Fuente: Autores

8.1.5 Pozo USCOA-08

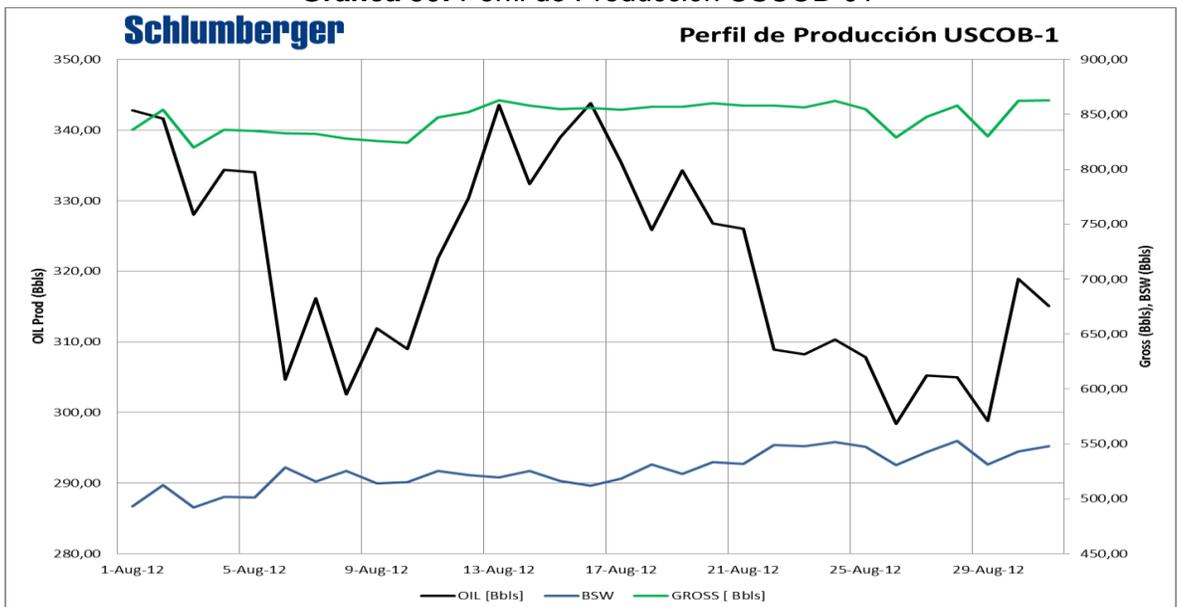
Gráfica 49: Perfil de Producción USCOA-08



Fuente: Autores

8.1.6 Pozo USCOB-01

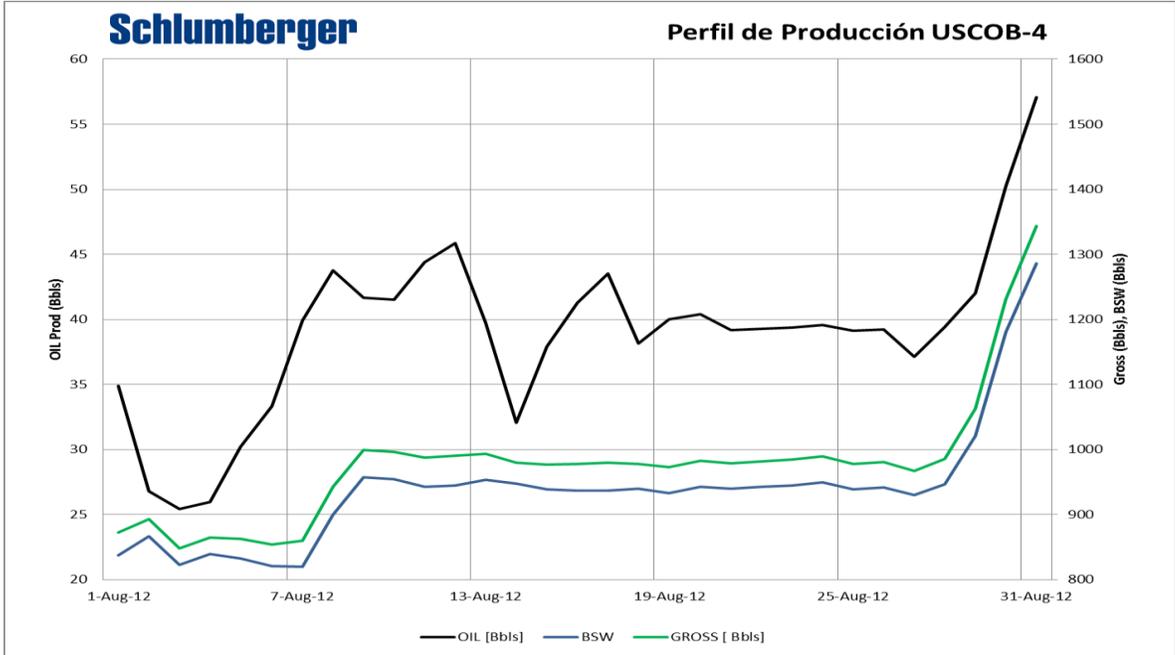
Gráfica 50: Perfil de Producción USCOB-01



Fuente: Autores

8.1.7 Pozo USCOB-04

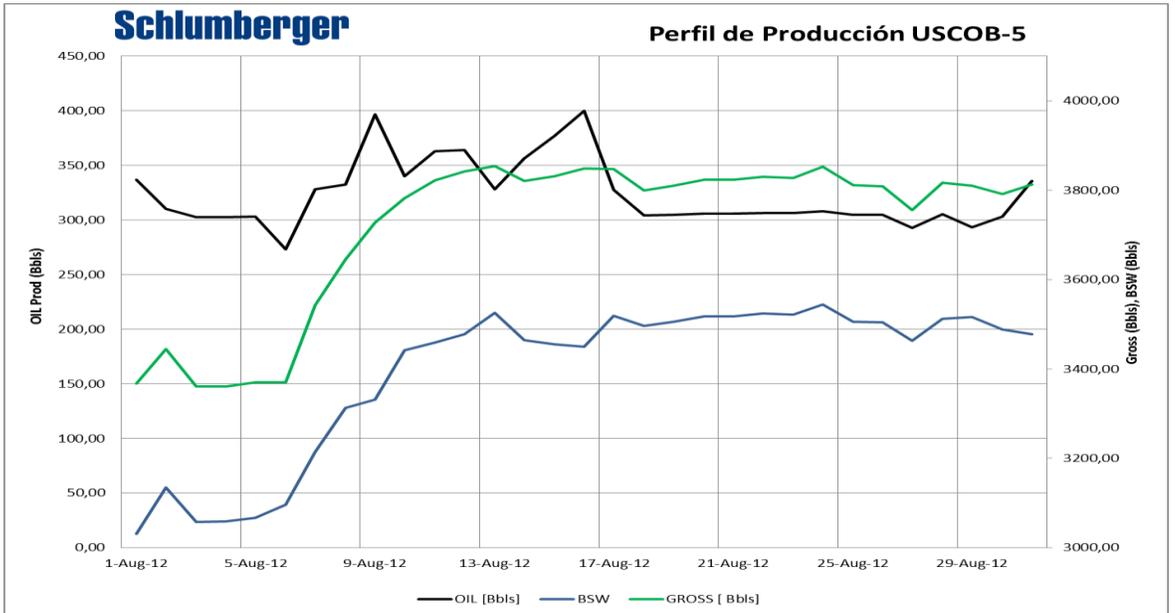
Gráfica 51: Perfil de Producción USCOB-04



Fuente: Autores

8.1.8 Pozo USCOB-05

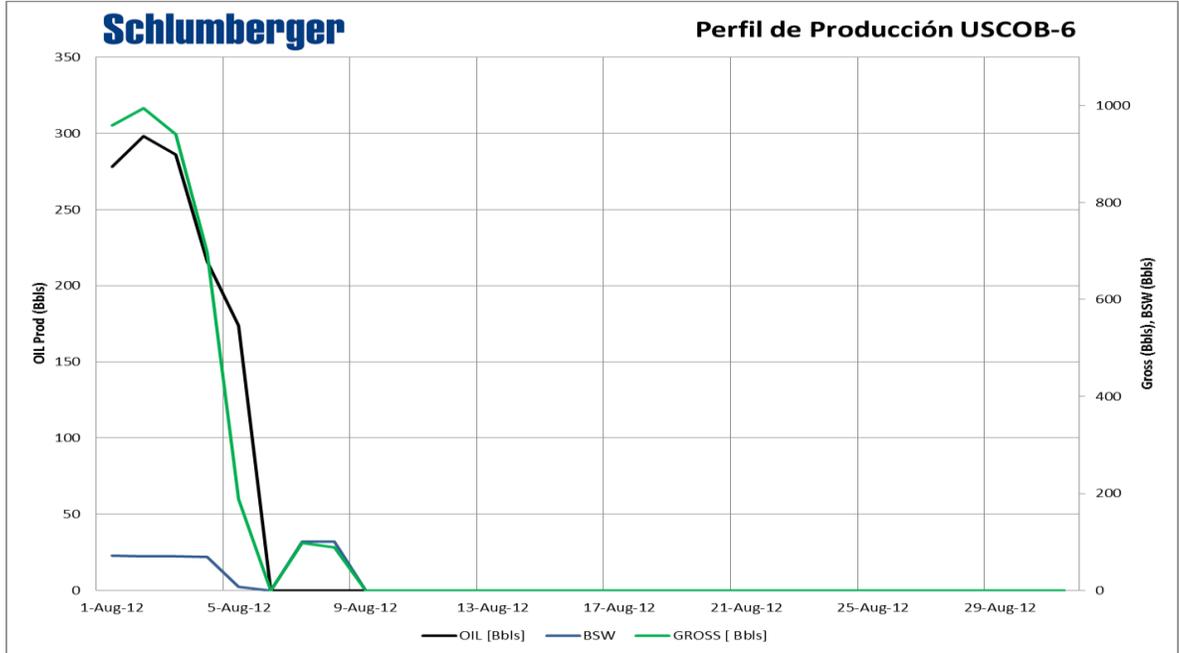
Gráfica 52: Perfil de Producción USCOB-05



Fuente: Autores

8.1.9 Pozo USCOB-06

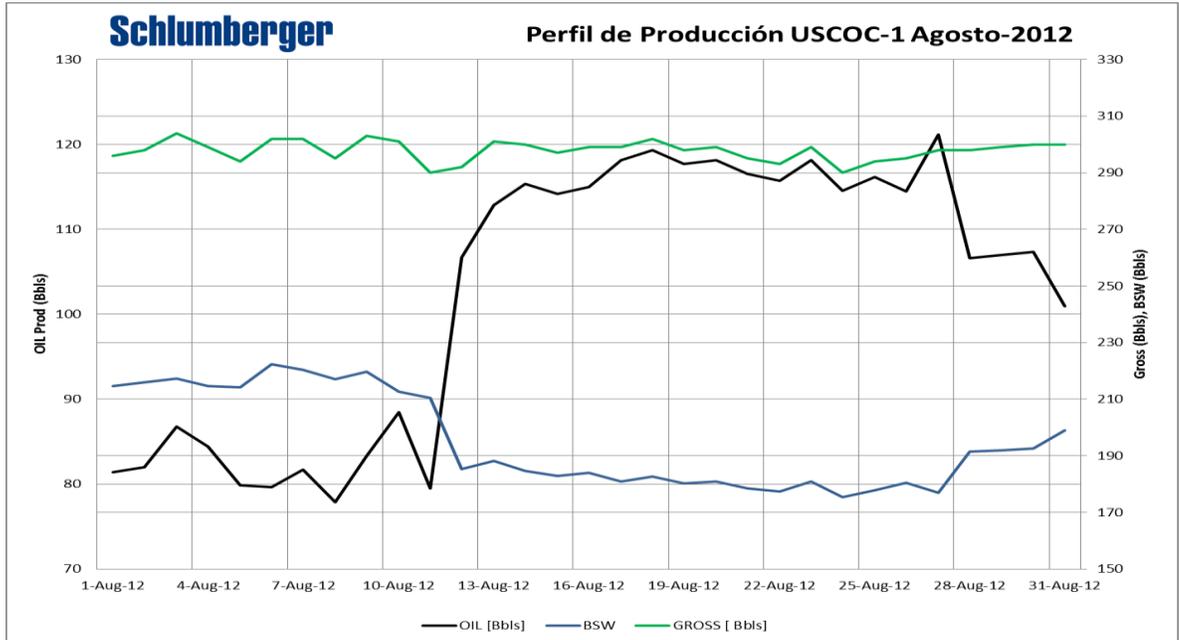
Gráfica 53: Perfil de Producción USCOB-06



Fuente: Autores

8.1.10 Pozo USCOC-01

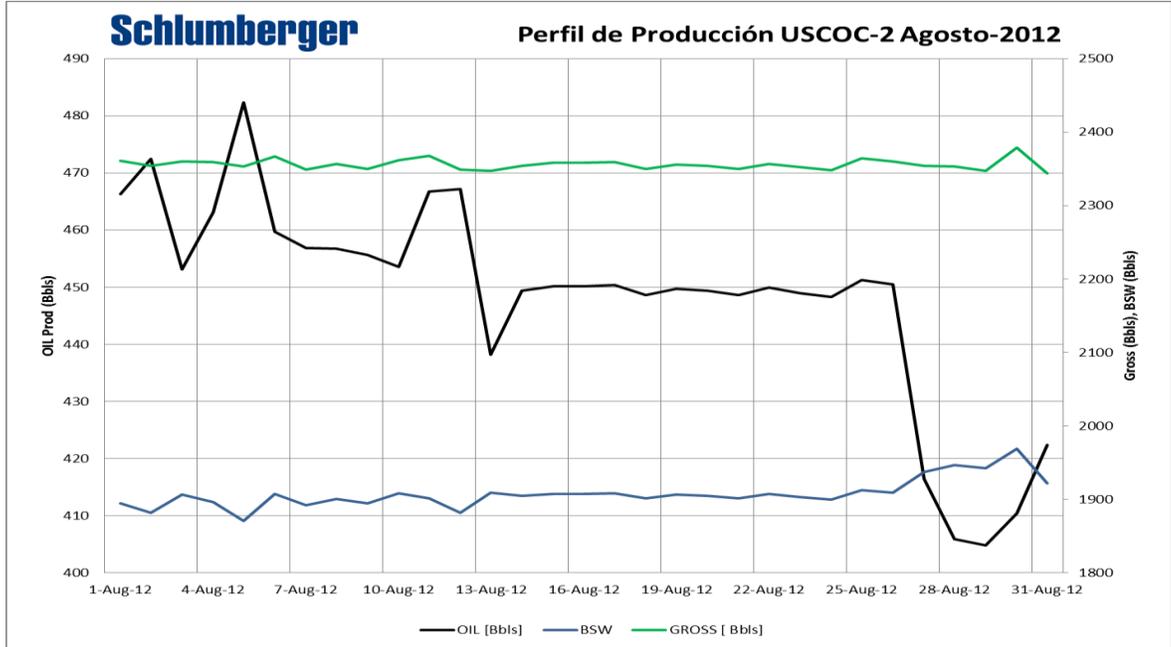
Gráfica 54: Perfil de Producción USCOC-01



Fuente: Autores

8.1.11 Pozo USCOC-02

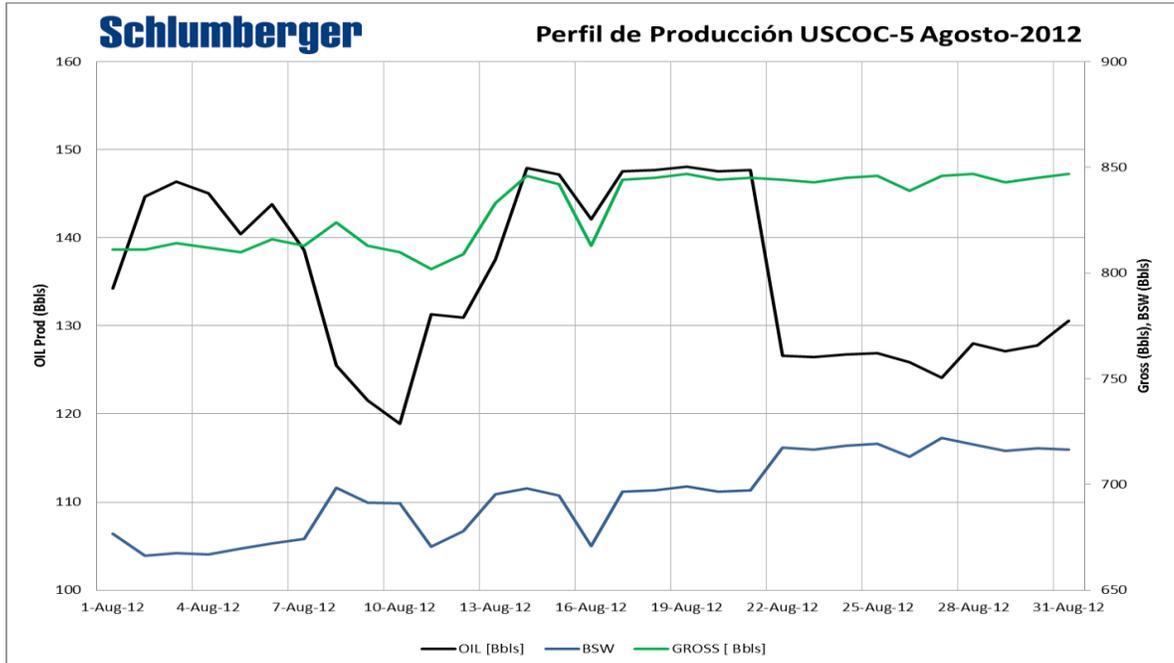
Gráfica 55: Perfil de Producción USCOC-02



Fuente: Autores

8.1.12 Pozo USCOC-05

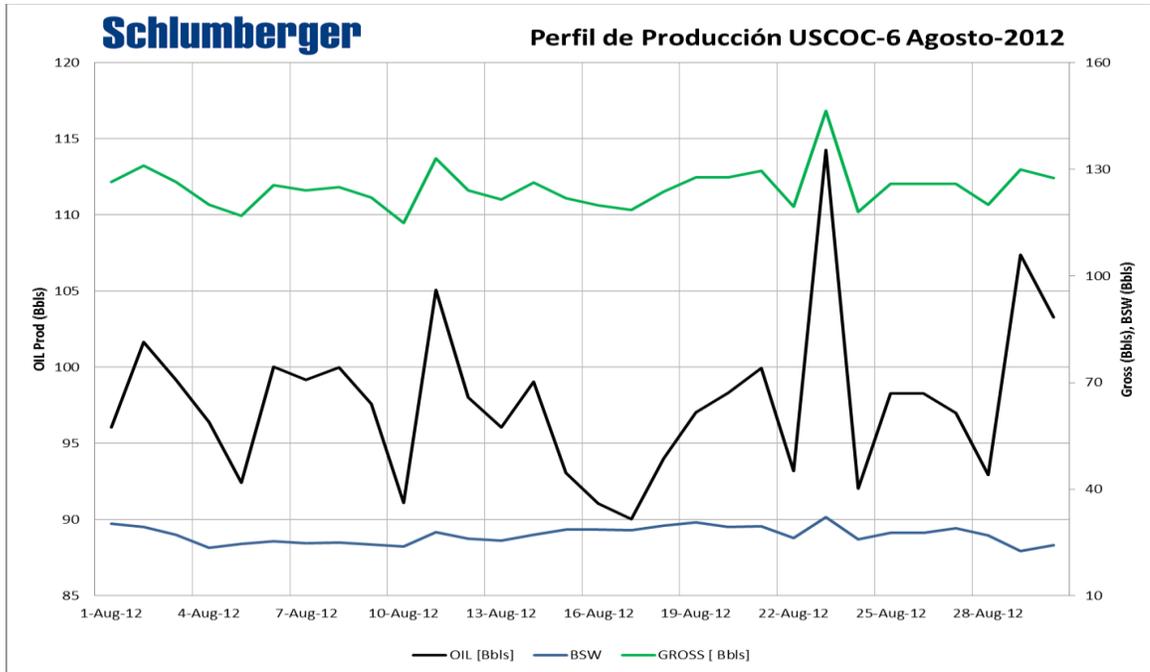
Gráfica 56: Perfil de Producción USCOC-05



Fuente: Autores

8.1.13 Pozo USCOC-06

Gráfica 57: Perfil de Producción USCOC-06

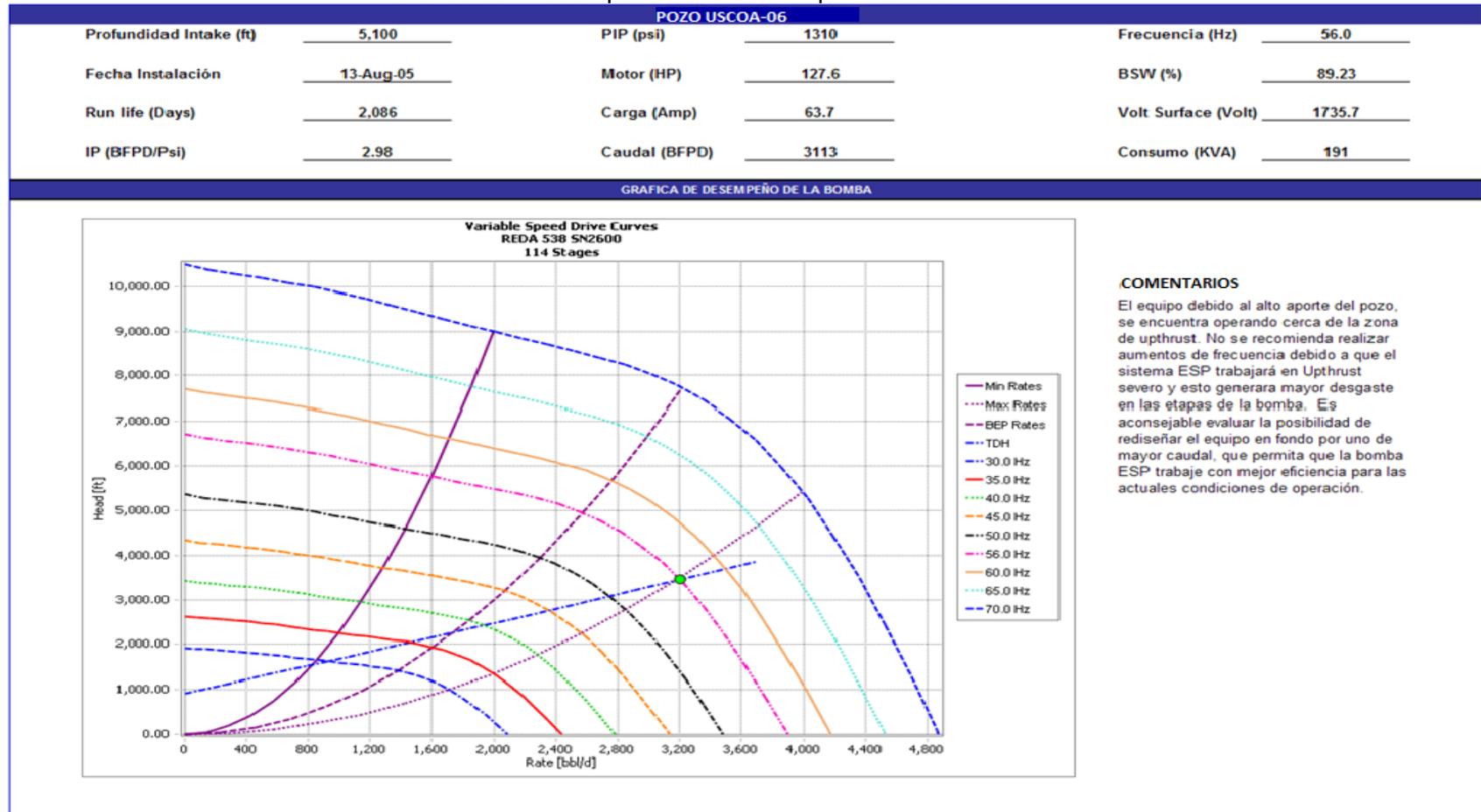


Fuente: Autores

8.2 ANEXO 2: GRÁFICAS DE TENDENCIAS Y EVENTOS DEL SISTEMA BES REGISTRADOS DURANTE EL MONITOREO CON EL SISTEMA LIFTWATCHER

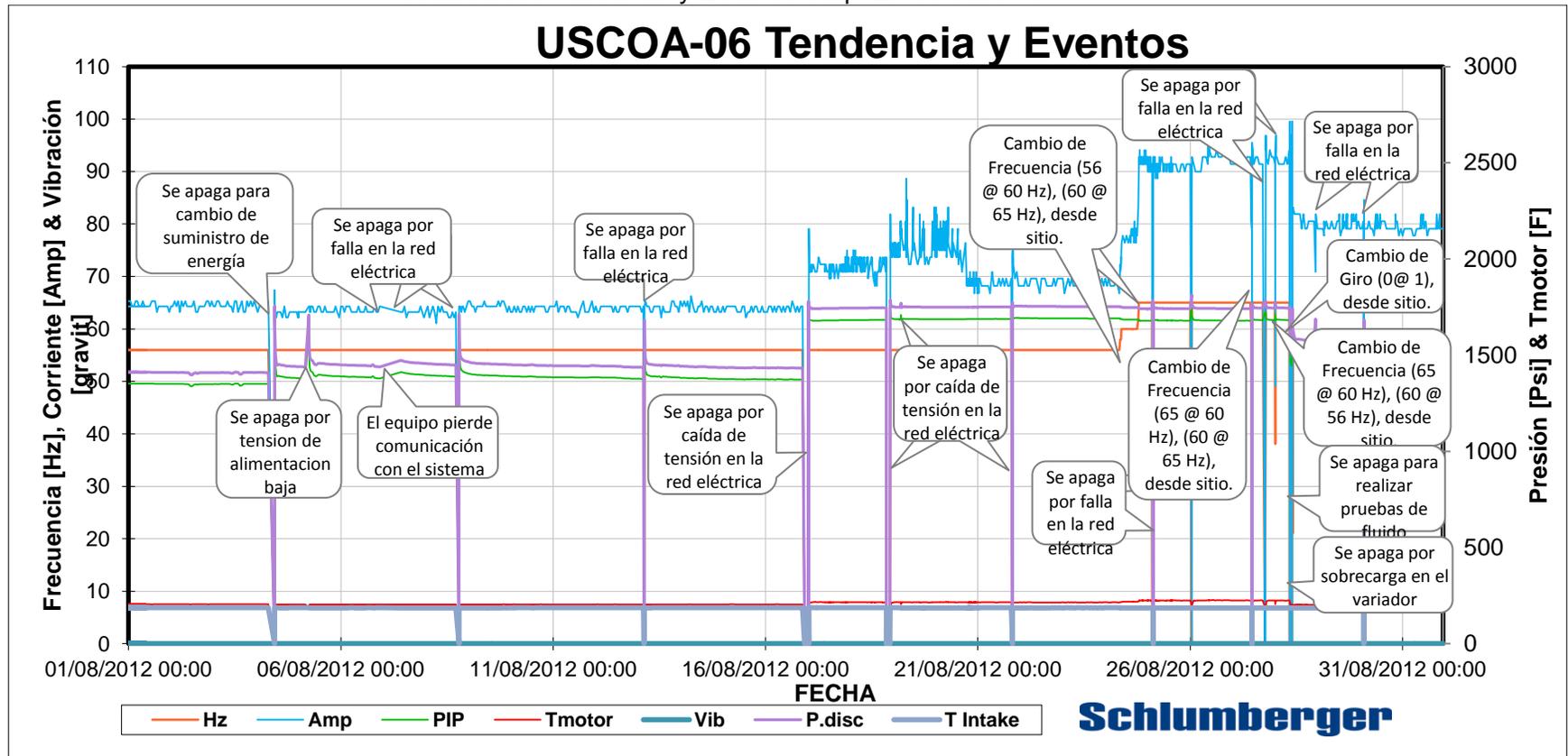
8.2.1 Pozo USCOA-06

Gráfica 58: Desempeño de la bomba pozo USCOA-06



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 59: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-06

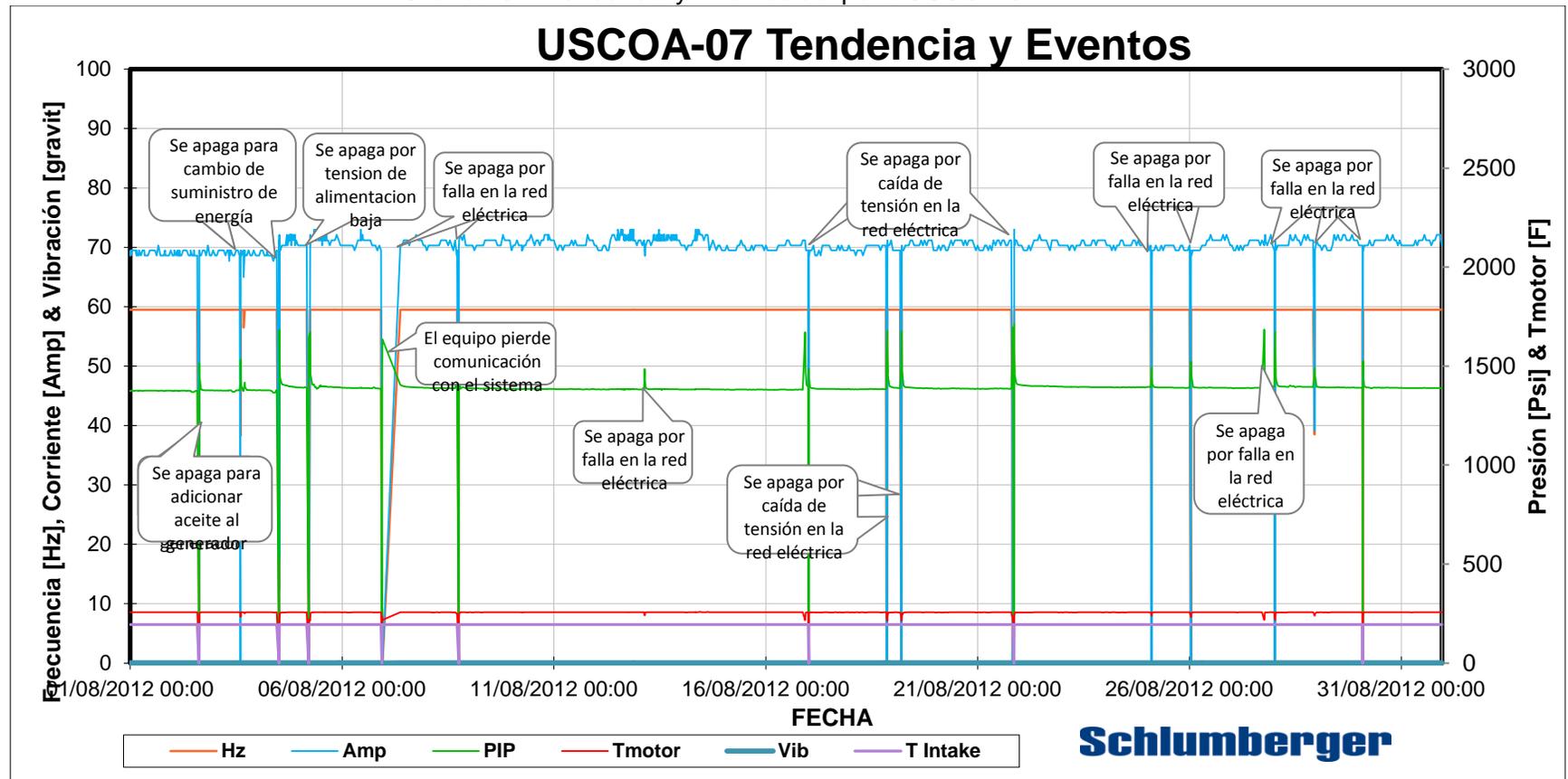


Fuente: Autores

En las Gráficas del pozo USCOA-06 se observa un comportamiento estable de los distintos parámetros hasta mitad del mes, donde se observa un aumento en amperaje posterior a una falla eléctrica, mas adelante se observa un aumento de frecuencia realizado desde sitio para incrementar la producción lo que a su vez causa el aumento de amperaje. Posteriormente al final del mes se presenta un nuevo cambio de frecuencia obedeciendo a las recomendaciones realizadas por el equipo de monitoreo ya que con el aumento de frecuencia el equipo pudiera estar trabajando en un equipo severo que podría causar el desgaste severo de las etapas. El cambio de giro realizado obedece a un atascamiento del equipo posterior a una falla eléctrica.

8.2.2 Pozo USCOA-07

Gráfica 61: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-07

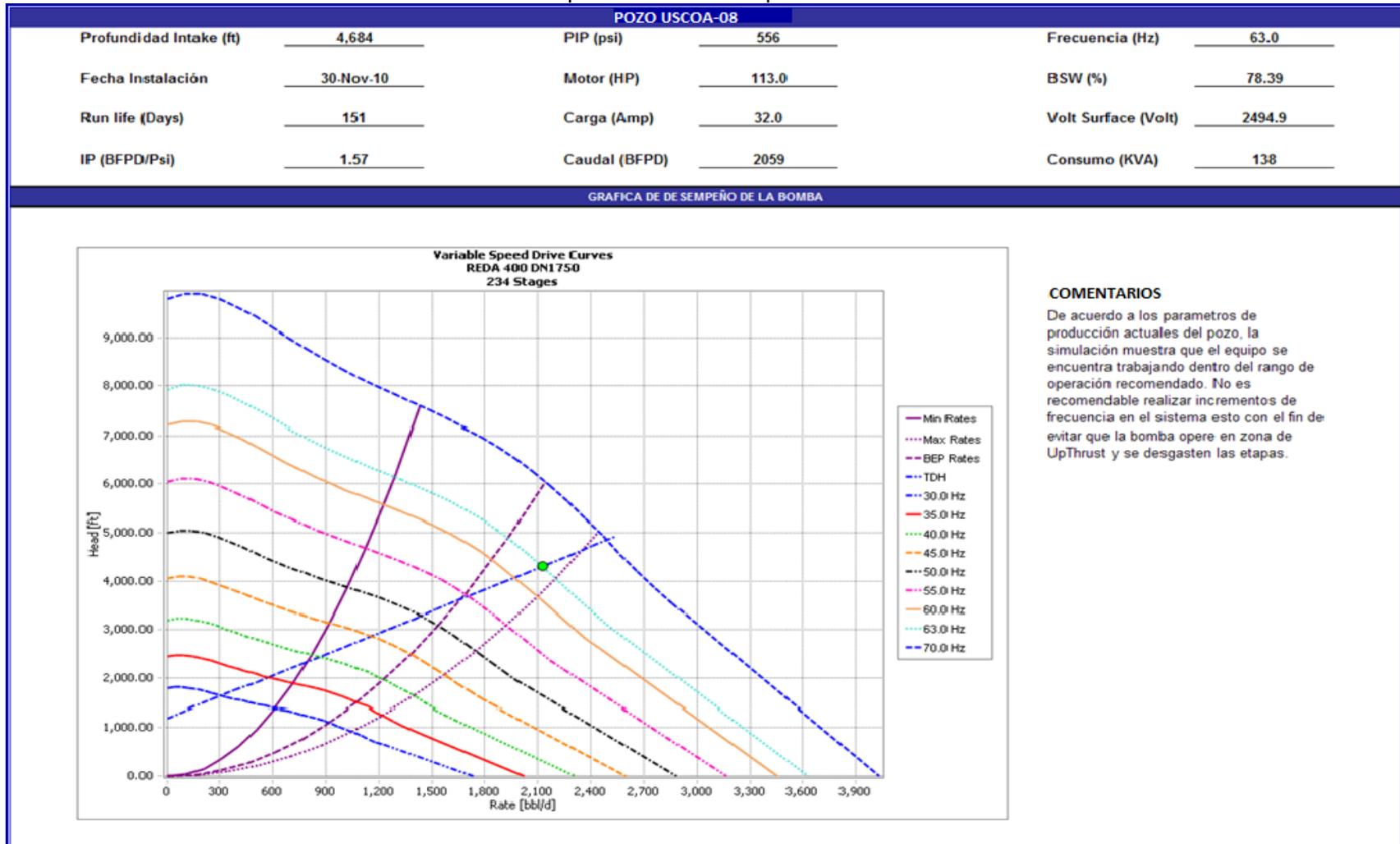


Fuente: Autores

En el caso del pozo USCOA-07 se observa un comportamiento estable de las variables durante el monitoreo, exceptuando las fallas por los problemas relacionados a la red eléctrica. Sin embargo el equipo viene con un aumento en la frecuencia en el mes anterior y al observar el desempeño de la bomba se encuentra que trabaja en rangos severos de levantamiento, por lo que se recomienda no realizar aumentos de este parámetro con el fin de prevenir fallas mecánicas por desgaste de las etapas.

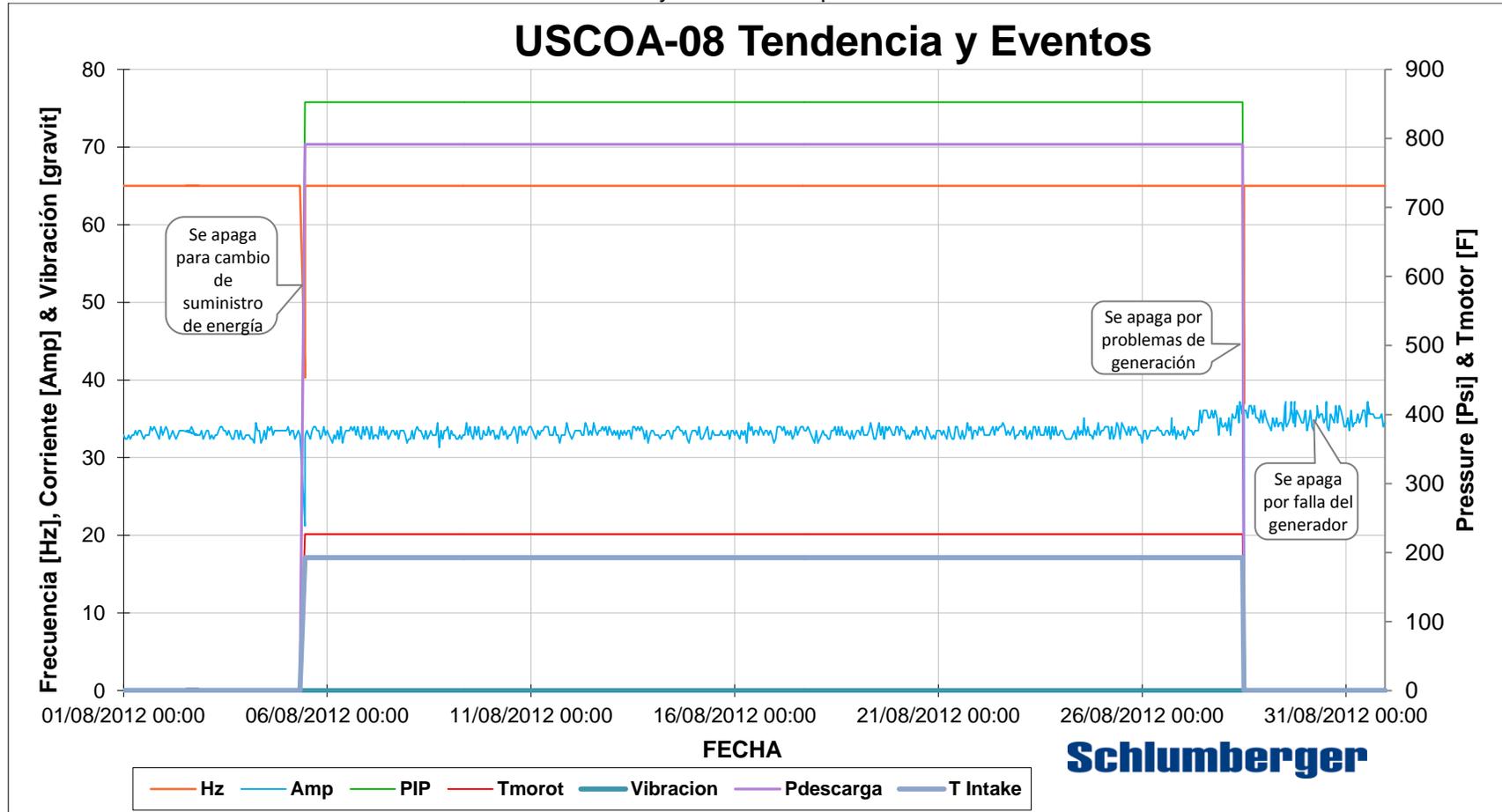
8.2.3 Pozo USCOA-08

Gráfica 62: Desempeño de la bomba pozo USCOA-08



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 63: Tendencia y Eventos del pozo USCOA-08

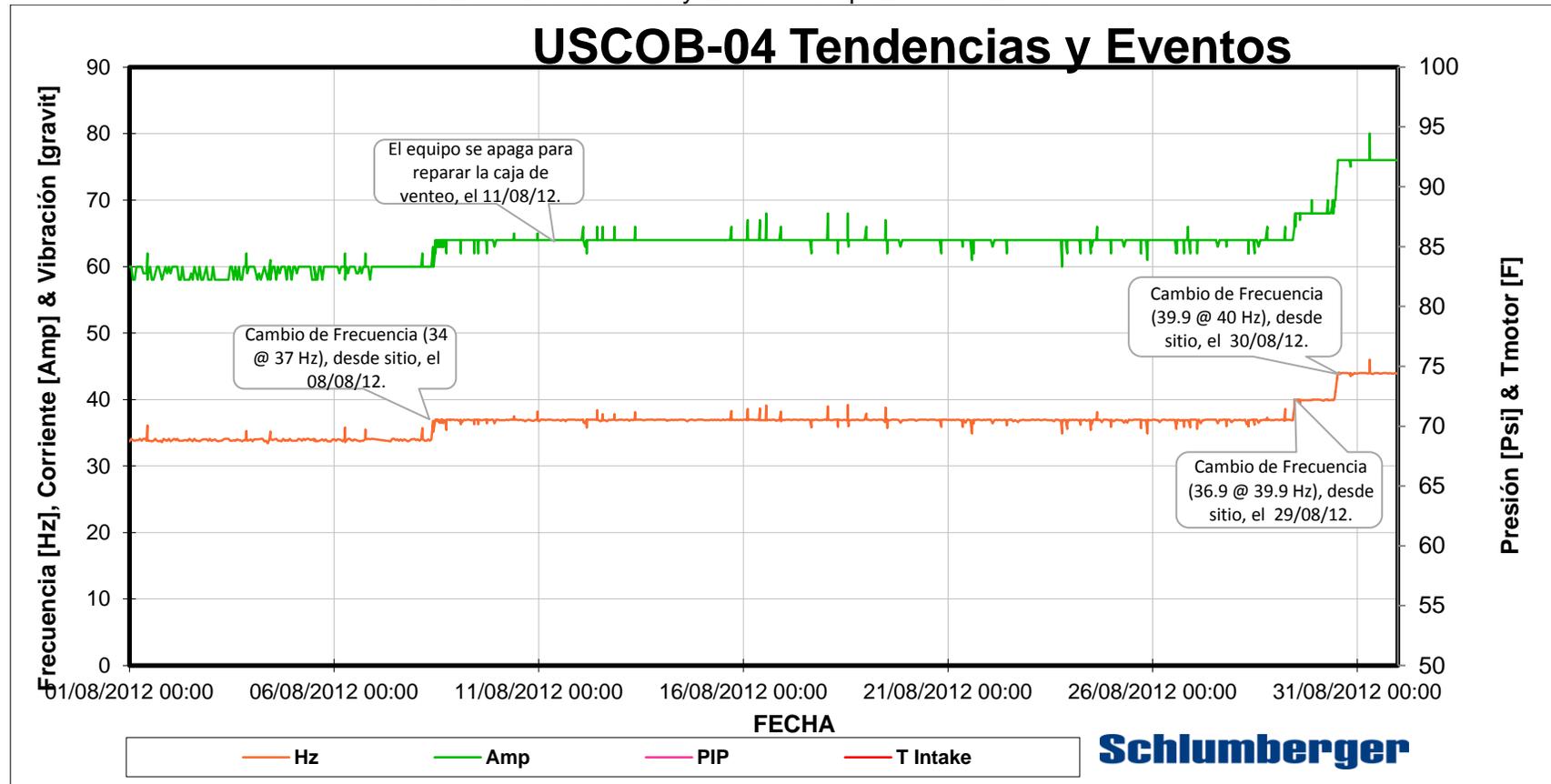


Fuente: Autores

En el caso del pozo USCOA-08 se identifican datos de frecuencia y amperaje estables y normales, afectados únicamente por las fallas eléctricas registradas durante el mes. Igualmente se ven registrados datos de sensor erróneos, ya que permanecen constantes durante el mes, por lo que se hace necesario la revisión de los mismos y el posterior monitoreo adecuado de sus variables.

8.2.4 Pozo USCOB-04

Gráfica 64: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-04



Fuente: Autores

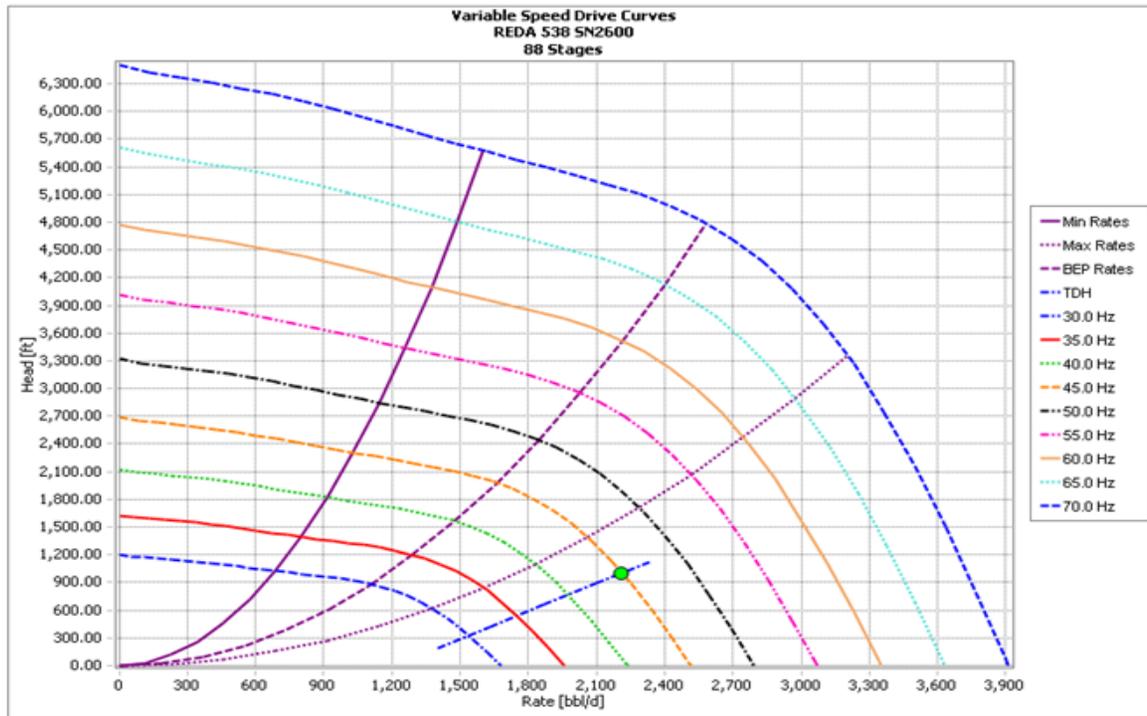
En el equipo del pozo USCOB-04 se han realizado unos incrementos de frecuencia durante el mes con el fin de aumentar la producción, teniendo en cuenta igualmente mantener el equipo bajo condiciones óptimas de operación. Los datos de sensor se encuentran en cero indicando que este se encuentra desconectado o averiado, se envía un técnico a pozo, este registra normalidad en superficie por lo que se cree el daño esta en fondo, se decide esperar hasta la próxima intervención.

8.2.5 Pozo USCOB-05

Gráfica 65: Desempeño de la bomba pozo USCOB-05

POZO USCOB-05					
Profundidad Intake	5,800	PIP (psi)	1,824	Frecuencia (Hz)	45.0
Fecha Instalación	14-Jun-09	Motor (HP)	51.0	BSW (%)	92.9
Run life(Days)	685	Carga(Amp)	52.1	Volt surface(Vol)	1659.9
IP (BFPD/Psi)	2.31	Caudal (BFPD)	2106	Consumo (KVA)	150

GRAFICA TORNADO DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LA BOMBA

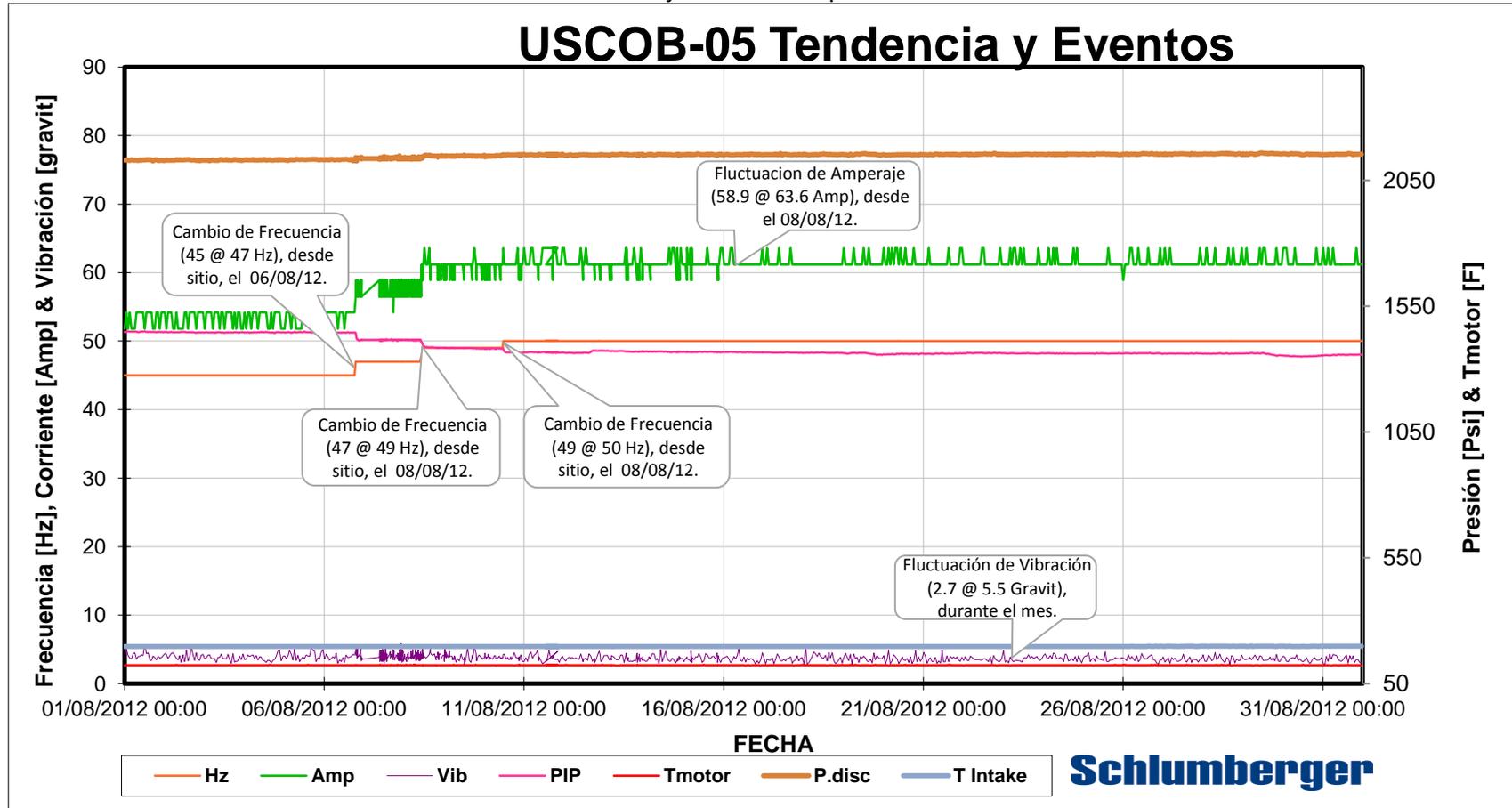


Comentarios:

El equipo se encuentra operando fuera del rango del rango de operación de la bomba, durante la simulación se evidenció un alto grado de desgaste en las etapas de la bomba, se recomienda analizar si el pozo esta produciendo arena con el fin de prevenir fallas futuras. No se recomienda incrementar frecuencia en el sistema.

Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 66: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-05



Fuente: Autores

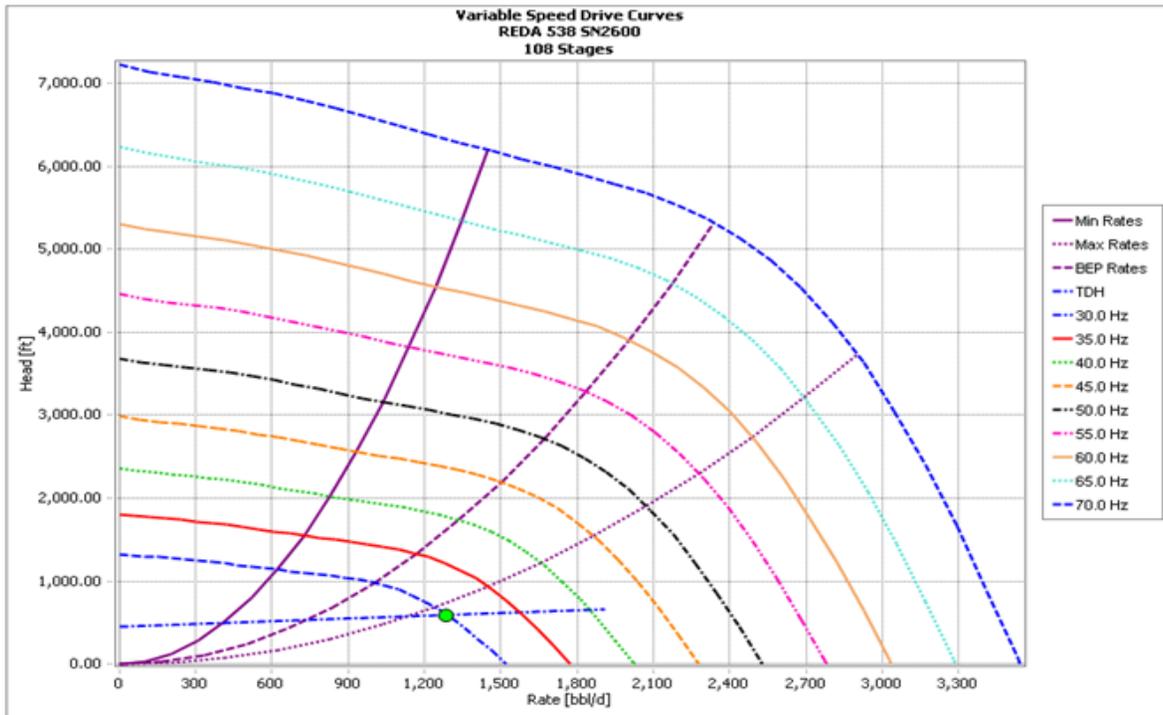
En el comportamiento del pozo USCOB-5 se observan aumentos de frecuencia con el fin de aumentar la producción del pozo, aunque esto ocasiona que la bomba funcione por fuera de los rangos de desempeño óptimo. Sumado a lo anterior, durante el mes se registra una fluctuación en el amperaje y la vibración que puede ser ocasionado por problemas de solidos en el fluido. Se recomienda entonces analizar si el pozo se encuentra produciendo cantidades significativas de arena que puedan causar desgaste severo en las etapas de la misma.

8.2.6 Pozo USCOB-06

Gráfica 67: Desempeño de la bomba pozo USCOB-06

POZO USCOB-06					
Profundidad Intake	4,432	PIP (psi)	1,632	Frecuencia (Hz)	30.0
Fecha Instalación	12-May-10	Motor (HP)	37.3	BSW (%)	92
Run life(Days)	353	Carga(Amp)	20.4	Volt surface(Vol)	1264.0
IP (BFPD/Psi)	28.00	Caudal (BFPD)	1079	Consumo (KVA)	45

GRAFICA TORNIADO DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LA BOMBA

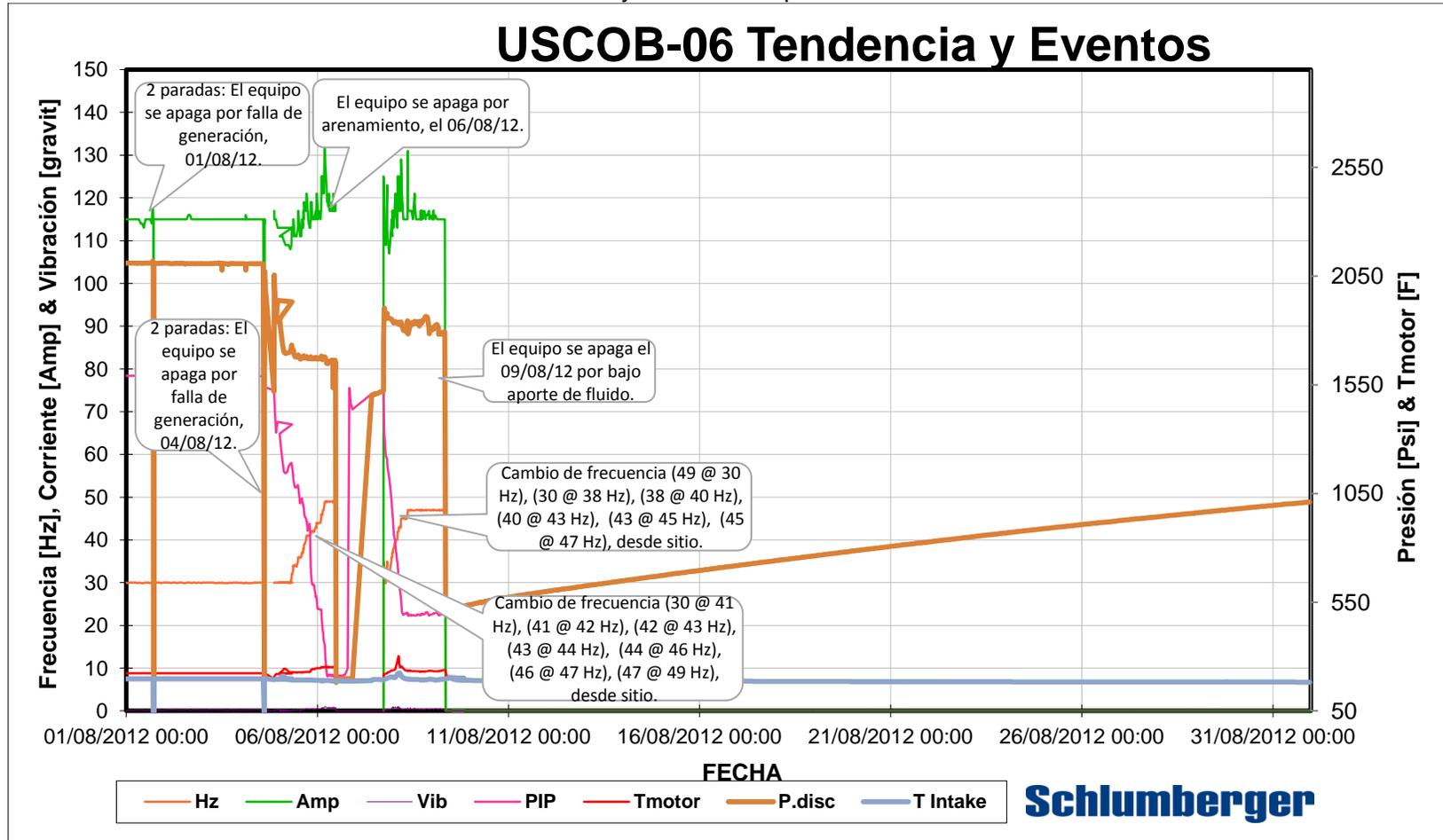


Comentarios:

Con los parámetros actuales del pozo, la bomba se encuentra trabajando al límite del UpThrust, la simulación muestra desgaste en las etapas de la bomba, por lo tanto no se recomienda incrementar frecuencia en el sistema. Monitorear el comportamiento del BSW. Realizar rediseño del equipo en fondo.

Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 68: Tendencia y Eventos del pozo USCOB-06

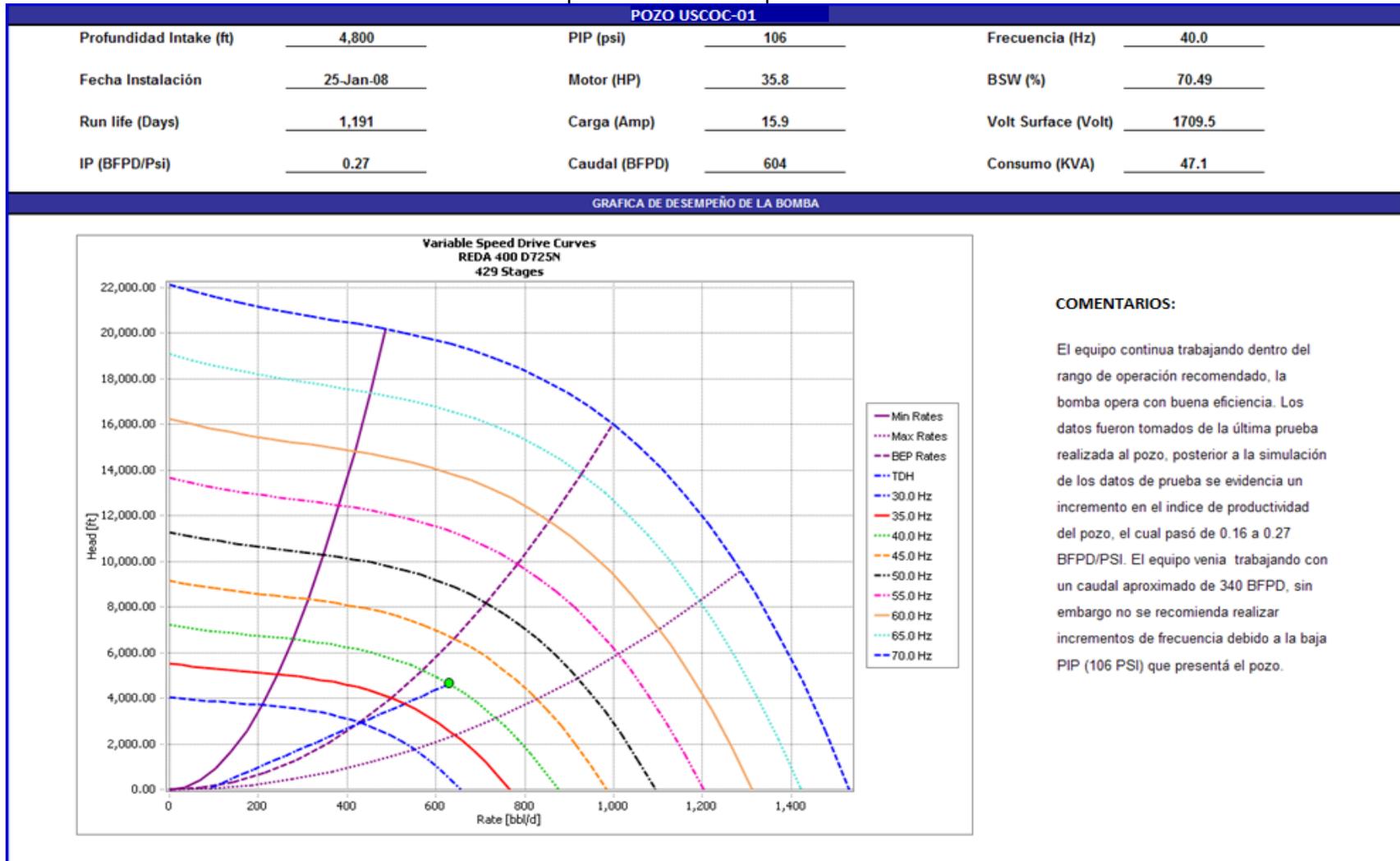


Fuente: Autores

El equipo del pozo USCOB-06 presento dificultades durante todo el mes, al inicio se registran fallas asociadas al generador y con el tiempo surgen problemas de arenas en el pozo, esto se trata de controlar variando la frecuencia en rampa pero no da un resultado positivo; por lo tanto el equipo queda apagado durante todo el resto del mes.

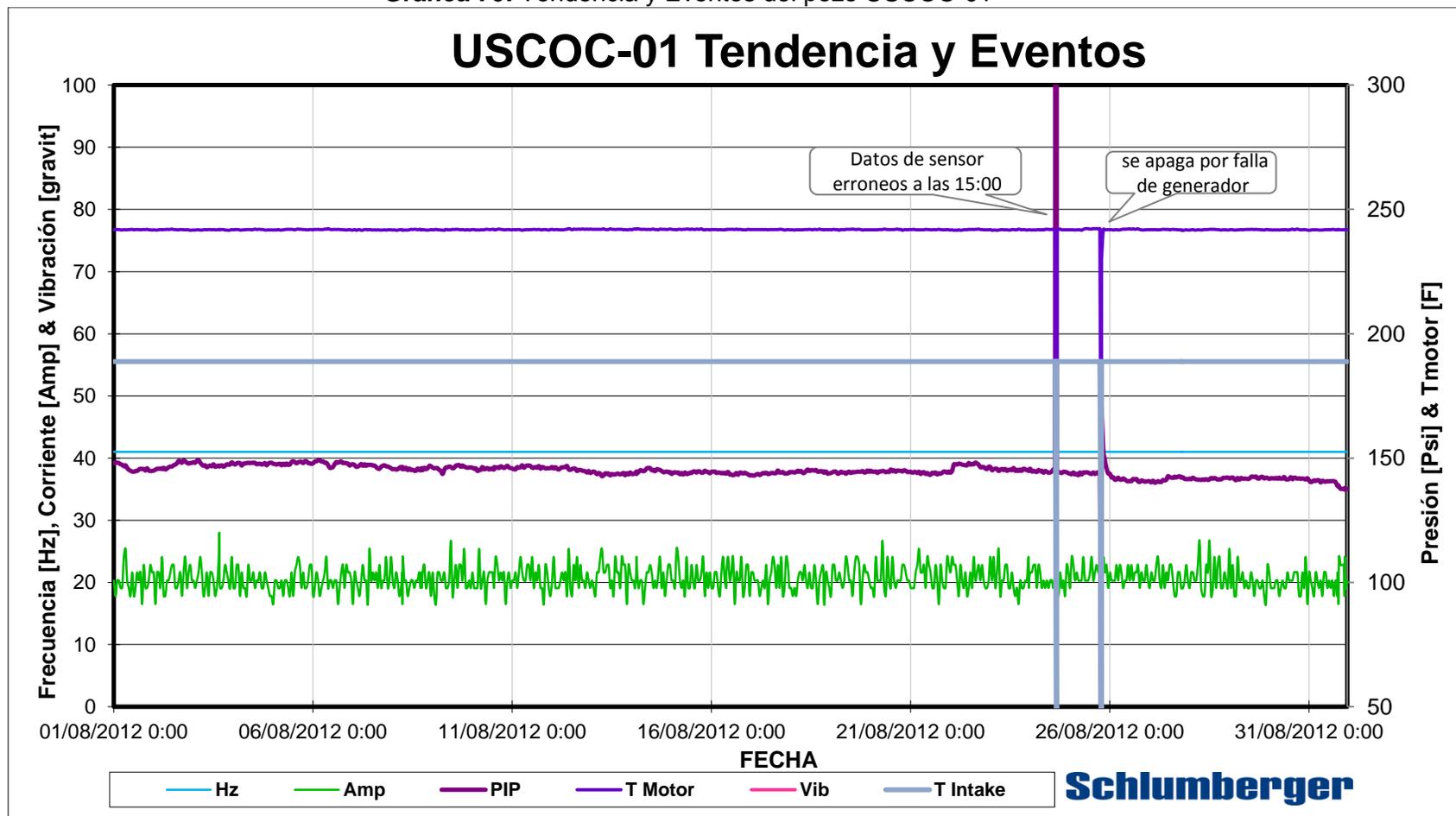
8.2.7 Pozo USCOC-01

Gráfica 69: Desempeño de la bomba pozo USCOC-01



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 70: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-01

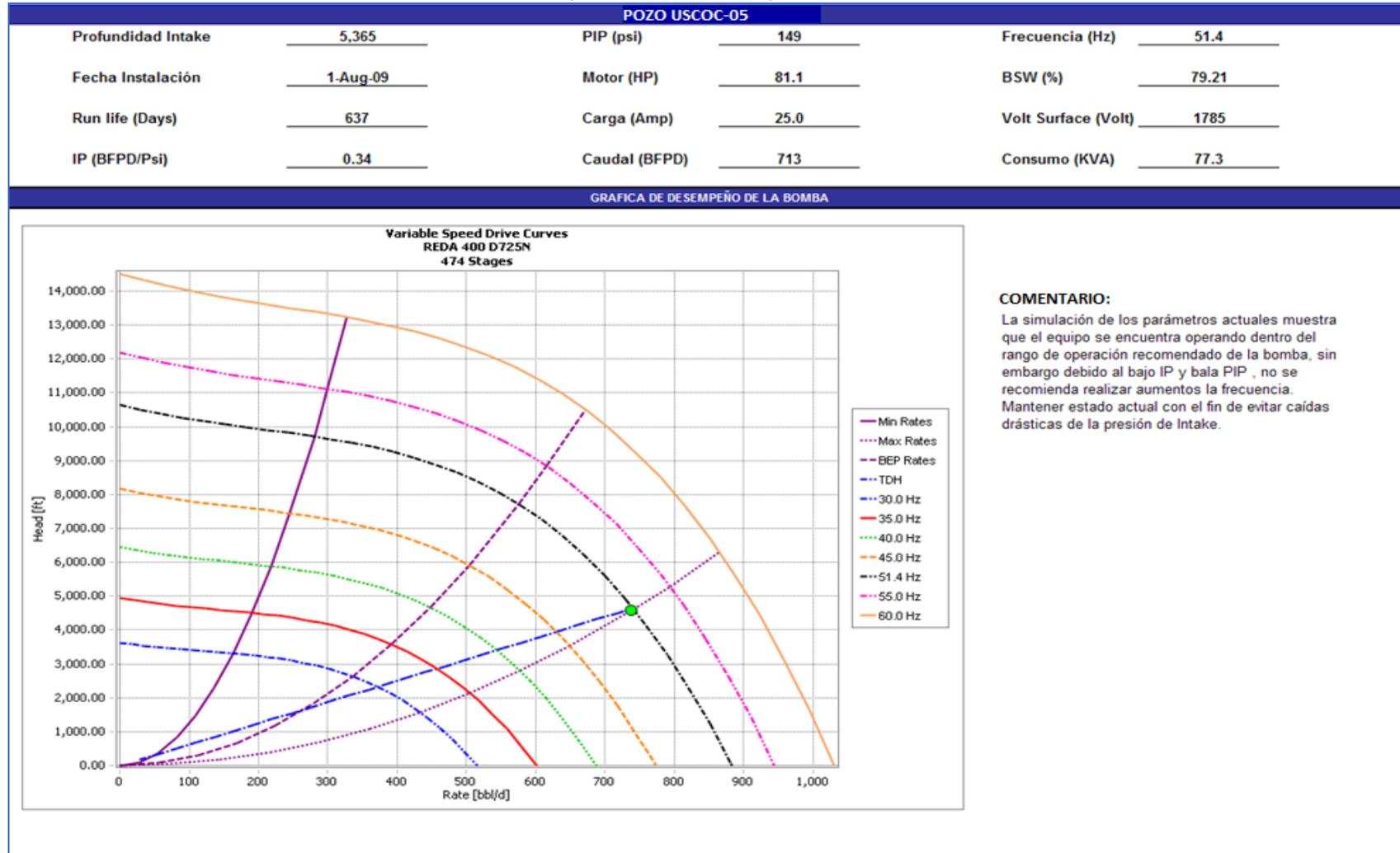


Fuente: Autores

El comportamiento del pozo USCOC-01 mostro ser estable durante todo el mes, con fluctuaciones normales en el amperaje y la PIP. Adicional a lo anterior se detecto un error en los datos arrojados por el sensor a las 15:00 horas del día 24 de Agosto, por ultimo una parada en el equipo por falla en el generador.

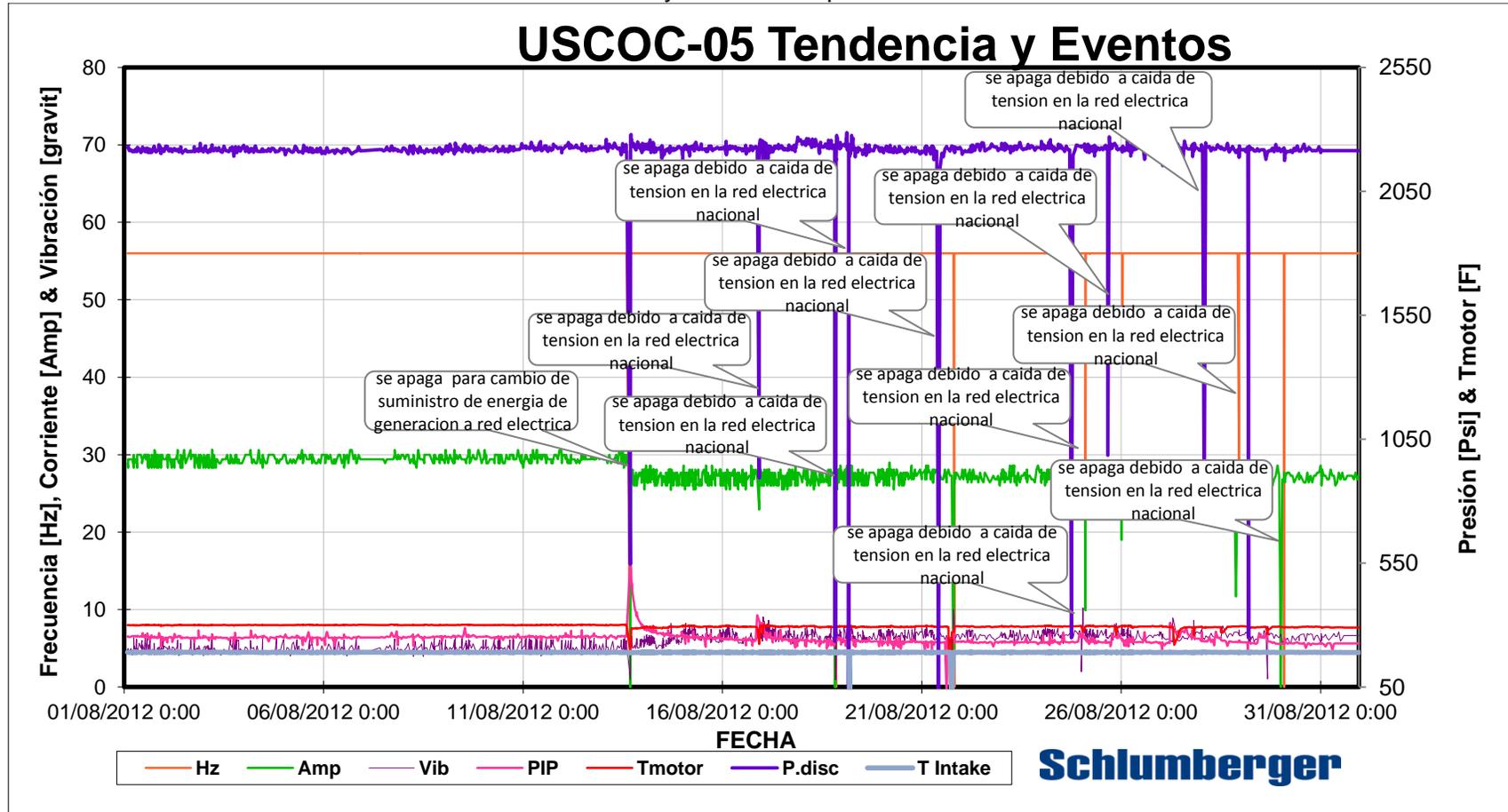
8.2.8 Pozo USCOC-05

Gráfica 71: Desempeño de la bomba pozo USCOC-05



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 72: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-05

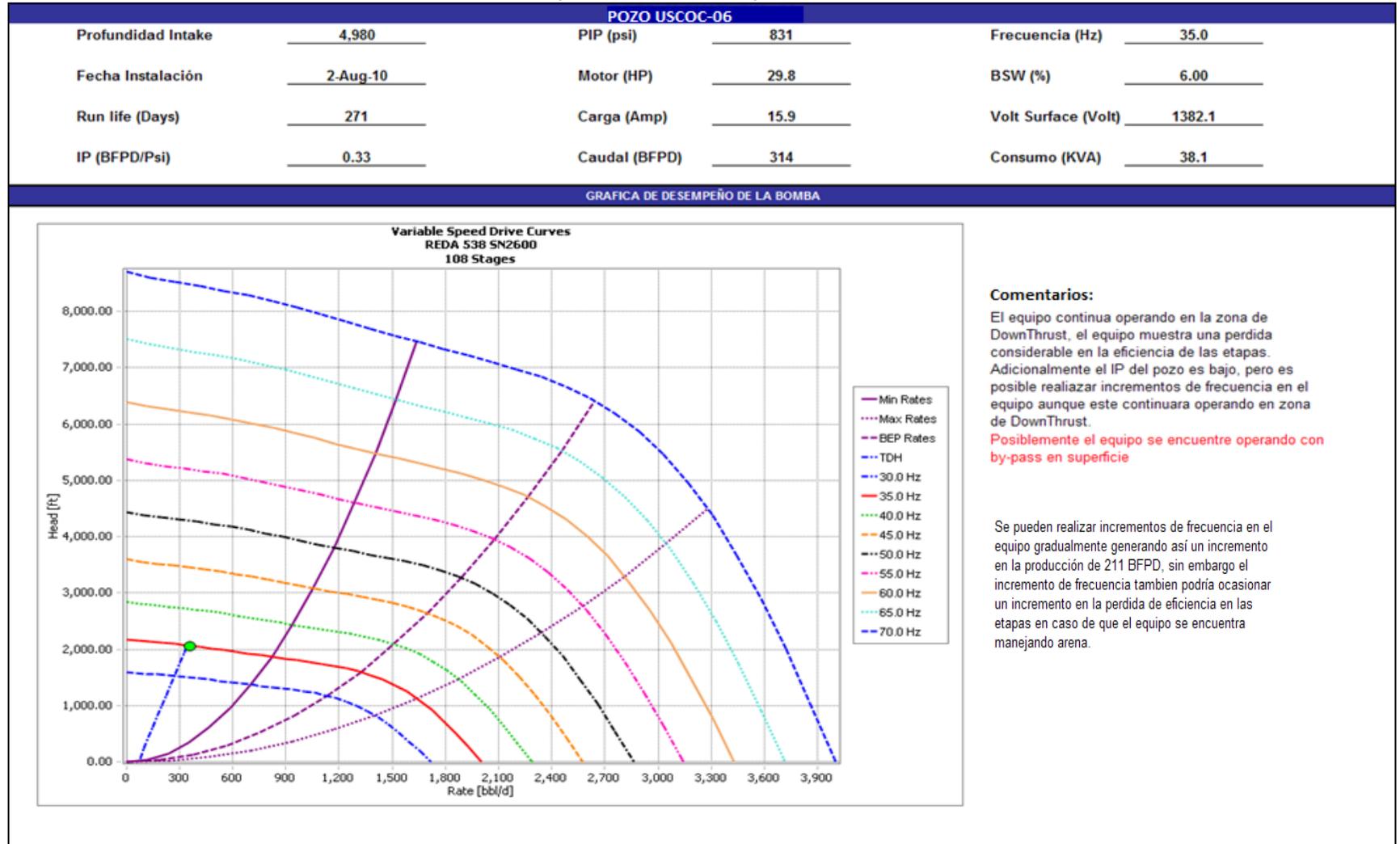


Fuente: Autores

El equipo del pozo USCOC-05 durante el mes presentó un comportamiento constante, el 13 de Agosto se apagó desde sitio con el fin de realizar el cambio de suministro de energía de generador a red eléctrica nacional. Después de realizar este cambio se observa que se presentan distintas paradas por caída de tensión en la red eléctrica nacional.

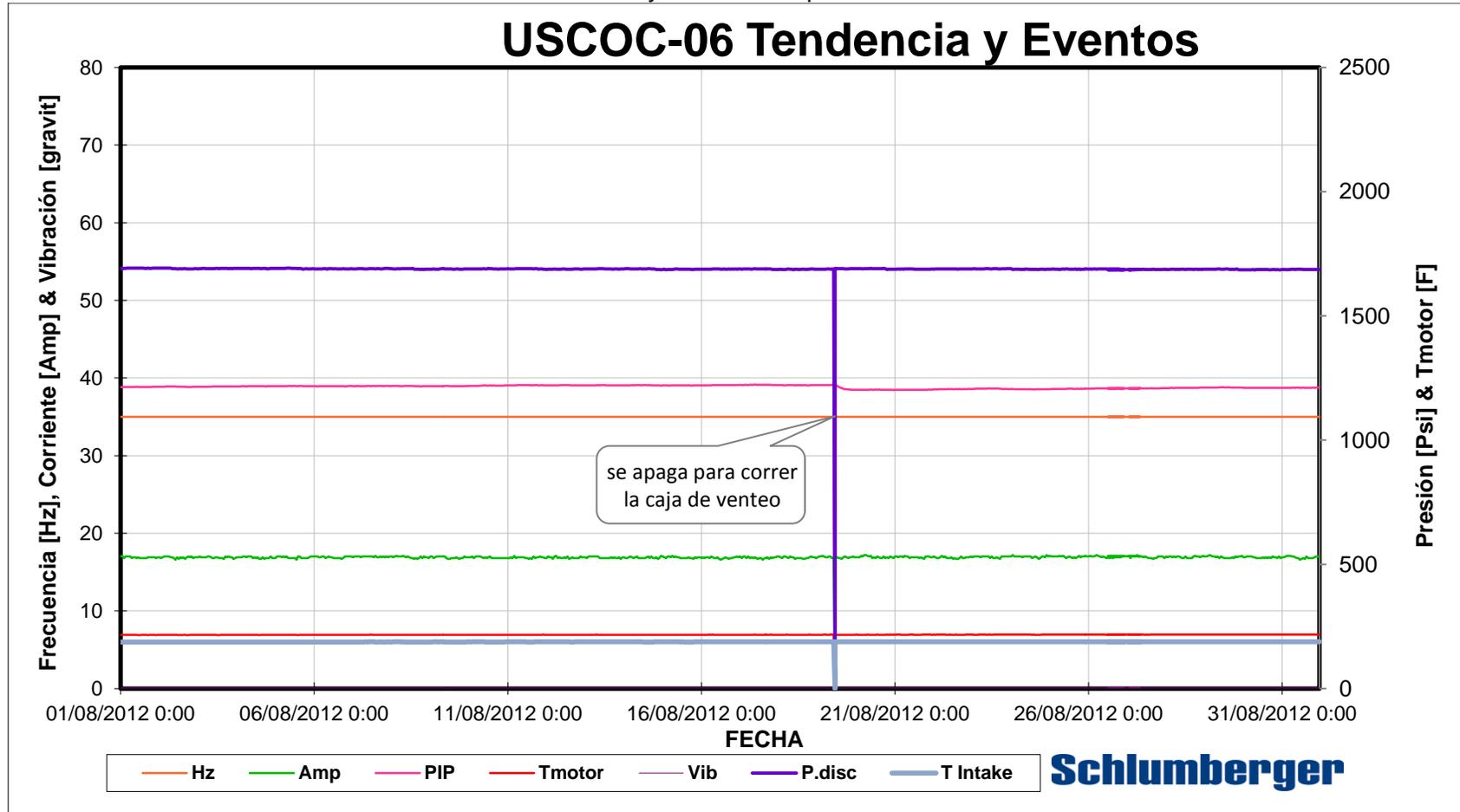
8.2.9 Pozo USCOC-06

Gráfica 73: Desempeño de la bomba pozo USCOC-06



Fuente: SCHLUMBERGER. Base de datos del centro de alarmas Liftwatcher

Gráfica 74: Tendencia y Eventos del pozo USCOC-06



Fuente: Autores

El pozo USCOC-06 presenta un comportamiento estable en sus variables durante todo el mes. Sin embargo el pozo viene trabajando en una zona de baja carga, mostrando una perdida considerable en la eficiencia de las etapas. La única parada que registra el día 19 de Agosto se realiza manualmente con el fin de correr de ubicación la caja de venteo. Finalmente se recomienda un aumento gradual en la frecuencia para obtener mayor producción.

8.3 ANEXO 3: COMO LA VIGILANCIA EN TIEMPO REAL AUMENTA EL TIEMPO DE VIDA UTIL DE UN EQUIPO BES

Figura 24: Jerarquía de actividades en tiempo real



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

La figura 24 representa la jerarquía de actividades que son fundamentales para la administración de datos y su conversión en información benéfica. La base de la pirámide es el bloque de adquisición de datos de operación. Avanzando en forma ascendente se encuentra un nivel que depende del flujo de trabajo que utiliza los mismos datos de la base. El nivel 1 se centra en el equipo y su primer propósito extender la vida útil del equipo BES y minimizar tiempos de parada. Los niveles dos y tres están concentrados en el flujo de pozo y reservorio, la diferencia entre estos dos niveles es que en el nivel 2 es usualmente optimizada la producción del pozo, mientras que el nivel 3 involucra un análisis y optimización múltiple de pozos o red de pozos. Por otro lado la principal distinción entre el nivel 1 y el nivel 2 es que en el segundo el análisis de flujo es típicamente realizado una o dos veces por año en cada pozo, mientras que en el nivel 1 el comportamiento de flujo necesita ser monitoreado continuamente 24 horas del día por 7 días durante todo el año.

8.3.1 Maximización del tiempo de vida y actividad del sistema BES: Como y cuando puede ser mejorado.

Para determinar como y cuando puede ser mejorado el tiempo de vida de un sistema BES, es necesario en primer lugar revisar y definir todas las actividades requeridas para la operación de un campo con sistema de levantamiento BES. Puede lo anterior definirse en el diagrama de bloques de la figura 25, donde se ilustra que la operación de un

sistema BES involucra el manejo de dos lazos cerrados de retroalimentación, donde se denominan lazos “rápido” y “lento”. Para entregar un valor de implementación en tiempo real, es esencial identificar y entender estos lazos. Generalmente, tales lazos de retroalimentación contienen los pasos enlistados a continuación:

✓ **Monitoreo**

- ✓ Medición de datos
- ✓ Transmisión de datos
- ✓ Almacenamiento de datos

✓ **Vigilancia**

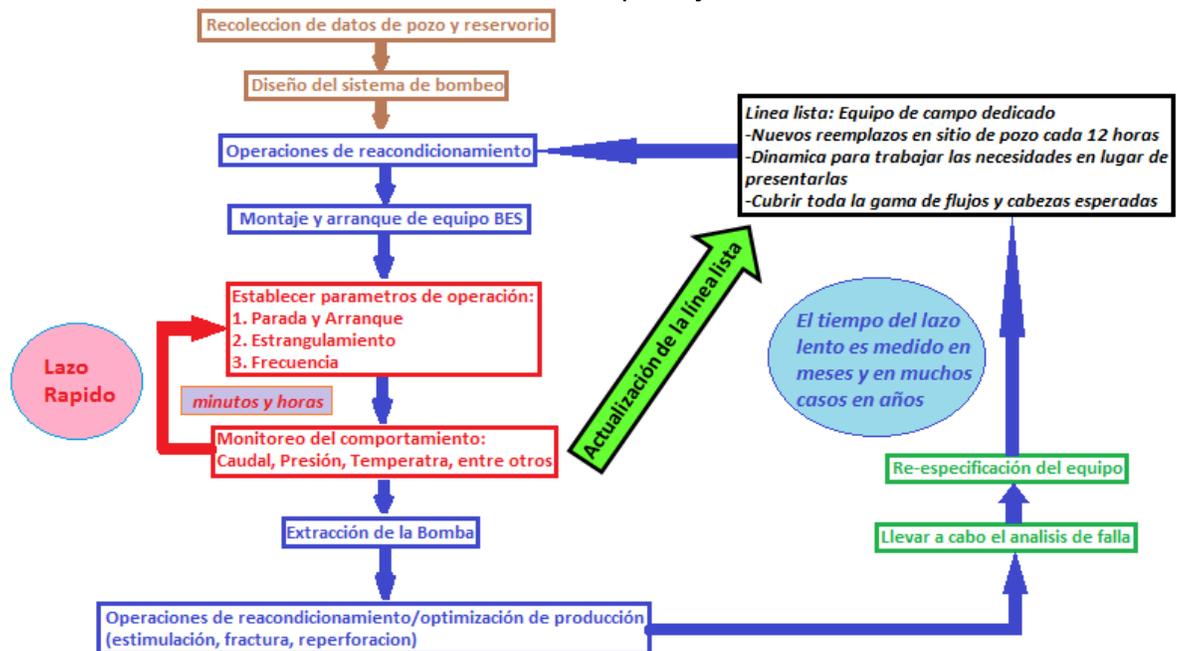
- ✓ Establecimiento de alarmas
- ✓ Grabación de alarmas
- ✓ Análisis de los eventos alarmados, también conocido como diagnóstico
- ✓ Grabación de eventos
- ✓ Toma de decisiones o recomendaciones
- ✓ Implementación

El sistema de retroalimentación se basa en el hecho de que los datos necesitan ser transformados en información con el fin de permitir la aplicación de las decisiones. El valor es también derivado de registro y clasificación de eventos, que proporcionan la base para la mejora continua, lo cual fue un factor clave para el desarrollo de una base de datos de Schlumberger para realizar un seguimiento de todos los eventos de seguridad. Por último, el circuito cerrado constituye la diferencia entre el control y vigilancia, cuando éste es sinónimo con el lazo cerrado de retroalimentación e incluye el seguimiento, así como todas las actividades antes mencionadas. Es, por tanto, esencial para tener una comprensión profunda de los lazos, que son pertinentes para maximizar la duración del tiempo de actividad del equipo BES.

- ✓ **El “lazo rápido”**: implica monitoreo del comportamiento del equipo BES y la toma de decisiones en cuanto al arranque, parada, cambio de frecuencia de la BES y/o ajuste del estrangulamiento. La estructura de tiempo puede ser muy rápida, la duración de cada ciclo es, por lo tanto, medido en minutos y/o horas por la rápida reacción de la BES a las perturbaciones externas, debido a su baja inercia.
- ✓ **El “lazo lento”**: su estructura de tiempo esta determinada por el Tiempo Medio Entre Extracciones (Mean Time Between Pull “MTBP”), cuyos rangos van desde unos pocos meses hasta los seis años, aunque en corridas excepcionales puede ser hasta de 10 años. En cada intervención a pozo, la decisión clave es si se debe volver a correr un equipo BES idéntico o cambiar las especificaciones de dicho equipo con la oportunidad de mejorar o incrementar la vida de ejecución y/o producción. En realidad la decisión sobre el cambio en las especificaciones debe tomarse de forma proactiva, es decir, varios meses antes de la intervención a pozo para dar tiempo suficiente de conseguir los equipos con las nuevas

especificaciones (ver la figura 25). Por otra parte, los cambios de estas especificaciones deben hacerse teniendo en cuenta ya sea bien los cambios en el comportamiento del pozo (por ejemplo, la presión del yacimiento y/o índice de productividad) y/o por los análisis causa-raíz de las fallas anteriores. Este último requiere una inspección en el desmantelamiento del equipo y un análisis de falla (Dismantle Inspection and Failure Analysis “DIFA”), lo que reafirma la necesidad de pro-actividad.

Figura 25: Diagrama de bloques de las operaciones BES ilustrando los lazos de retroalimentación “rápido” y “lento”



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

Es evidente que el "seguimiento" es esencial para el lazo rápido, asegurando el correcto funcionamiento del equipo BES, así como el monitoreo de la temperatura del agua de un motor de un automóvil asegura al conductor del vehículo que el motor está funcionando correctamente. Un exhaustivo y confiable análisis causa-raíz además de una completa revisión de la producción histórica del pozo, en adición al desmontaje e inspección de la BES, es ofrecido por el servicio de vigilancia en el lazo lento un valor agregado al cliente. En este contexto, la historia de producción incluye cómo estaba operando la BES, así como los datos de comportamiento habituales, como las tasas, presiones, PVT, y las características de fluidos. El "cómo" la BES estaba operando se caracteriza por el estrés sufrido durante toda su vida y se mide normalmente con informes de excepción, es decir, por orden cronológico de registro de paradas y sus causas, especialmente cuando la causa fue una mala operación, por ejemplo, que opera bajo condiciones de cabeza muerta. Por lo tanto, el desmantelamiento e inspección de los equipos BES por sí solo es insuficiente y la historia de la BES se requiere para el completo análisis de causa raíz. La importancia de la historia de la vigilancia es corroborada por los testimonios de Bowen y

Kennedy (1989) y Tabe (1984), los cuales llevaron a cabo una detallada investigación de fallas de los equipos BES y con éxito incrementaron el tiempo de vida útil con el uso de registros exactos. Ellos encontraron que los registros de vigilancia son indispensables para el "lazo lento" ciclo de mejoramiento del tiempo de vida útil, especialmente la causa cronológica de todas las paradas y la identificación de problemas recurrentes. El uso de datos históricos de vigilancia para apoyar el proceso DIFA y reducir el tiempo de parada también fue citado por Jian y Zreik (2007) y Al-Bimani et al (2008).

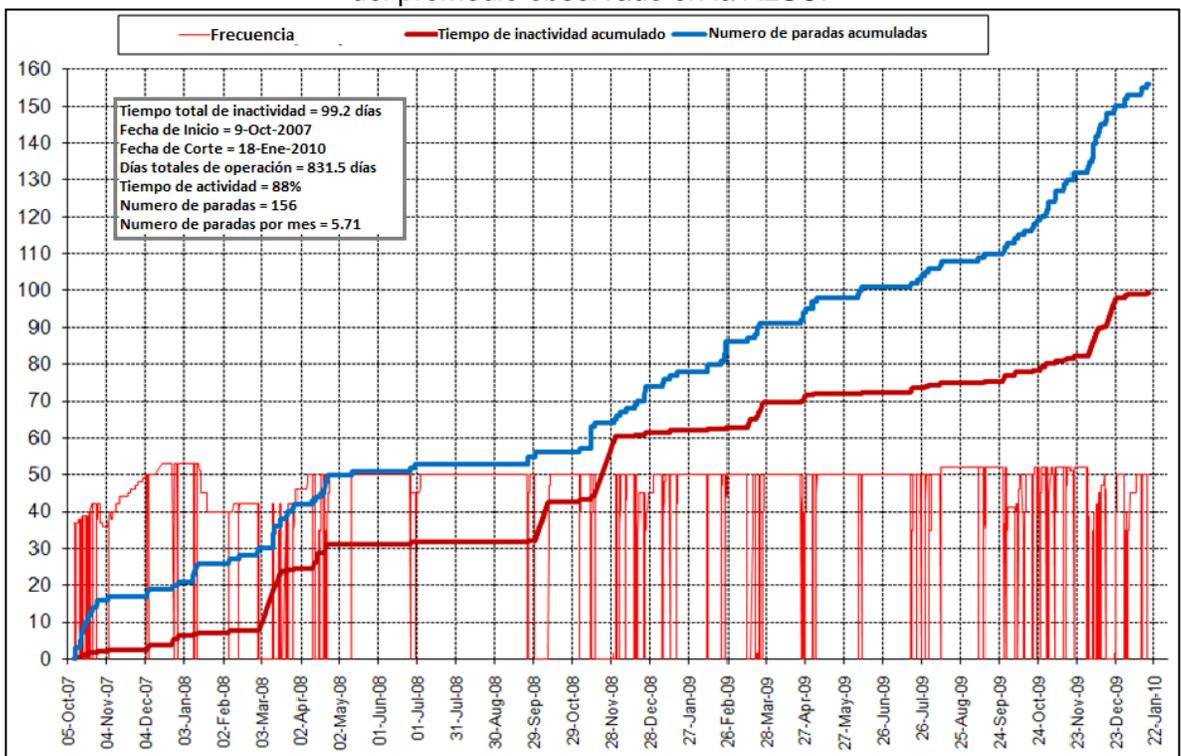
Está bien establecido en la literatura de análisis de falla en equipos BES, que existe una curva de aprendizaje con la aplicación del sistema BES en un nuevo campo, y esto es caracterizado por el aumento de su vida útil con el tiempo. Este proceso iterativo a menudo toma varios años para mostrar beneficios sustanciales en términos de larga vida. El centro de vigilancia 24/7 de sistemas BES con un equipo experimentado y un sistema de seguimiento de alarmas ayudará a acelerar este proceso y es otra manera en la que el "lento" lazo de retroalimentación ofrece un valor a la operación de una BES.

Además de registrar la naturaleza de las paradas, la cantidad real de las paradas también es importante porque tiene un impacto sobre el estrés experimentado por la BES. Stewart (1980) y Brinner y Breit (1989) explica cómo el inicio de la BES representa el momento más traumático en la vida del equipo. Una explicación simplificada de la física es que la principal causa de estrés durante el inicio de la BES es la gran corriente de entrada, que para el directo en línea (direct-on-line "DOL") se inicia entre 5 y 7 veces sobre las especificaciones de fábrica de corriente del motor. Esto a su vez causa el calentamiento del motor así como el movimiento final de la bobina en el estator del motor, imponiendo una tensión tanto térmica como mecánica. Cuando se implementa un VDF, esta tensión se reduce por el efecto suave de partida del VDF, pero el estrés aun existe como también existe la necesidad de que las corrientes de arranque sean mayores que 2 y 3 veces las especificaciones de fábrica de corriente del motor, con el fin de desarrollar el suficiente esfuerzo. Por lo tanto, incluso cuando se utilizan los equipos VDF, la corriente de entrada sigue siendo importante y la mejor alternativa es reducir al mínimo el número de arranques.

La Gráfica 75 muestra cómo los autores recomiendan que los datos arranque y parada deben ser registrados y analizados a lo largo de la vida de la BES. El perfil del número de paradas con el tiempo es igualmente importante porque un aumento repentino en el número de paradas y arranques puede ser un factor que contribuye a la falla. El número medio de paradas en sí mismo no tiene valor a menos en comparación con un punto de referencia. El promedio de las ALSC encontró que era entre 2,5 y 3,5 paradas por pozo por mes (ver datos de la Gráfica 76), lo que implica que el ejemplo mostrado en la Gráfica 76 experimenta dos veces el número de paradas y arranques, y podría afectar negativamente la vida de ejecución previsto en relación con el MTBP de la ALSC. Camilleri et al (2010) también proporcionó una referencia para el estudio de caso de cinco pozos en menos de dos paradas y arranques por mes y no parecen afectar negativamente la vida de ejecución. Por último, aunque puede que no siempre será posible registrar la causa exacta de todas las paradas, el análisis de los datos permite la identificación de la causa de los problemas recurrentes. Por ejemplo, mediante la

comparación de los tiempos de parada para los pozos conectados a la misma fuente de alimentación, uno es capaz de determinar el número de paradas causadas por la instalación. Un ejemplo de tal análisis se muestra en la Gráfica 77 llevado a la conclusión de que el 63% del tiempo de inactividad de los pozos con BES en esa plataforma se debió a interrupciones de energía, lo que permitió al operador cuantificar el valor para mejorar el sistema de generación de energía y evitar futuras paradas.

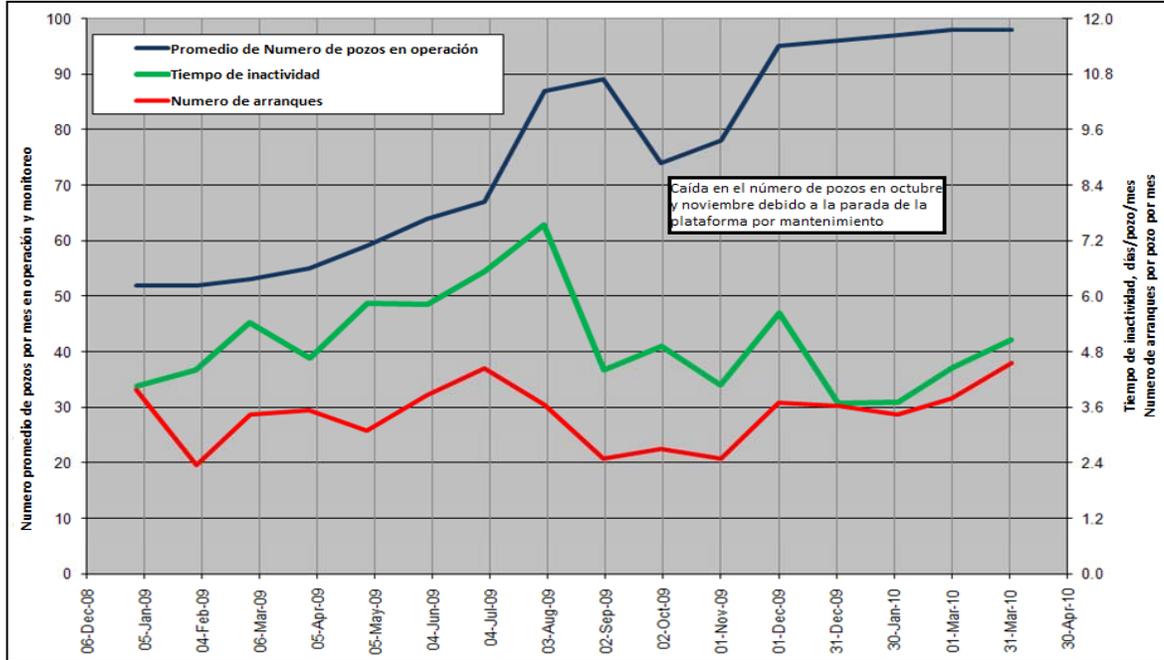
Gráfica 75: Efecto de las paradas y arranques en el tiempo de inactividad, así como un registro del número medio de paradas por mes. Esto para un determinado pozo operado con equipo BES en un entorno marino, que mostró 5,71 paradas por mes, que es el doble del promedio observado en la ALSC.



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

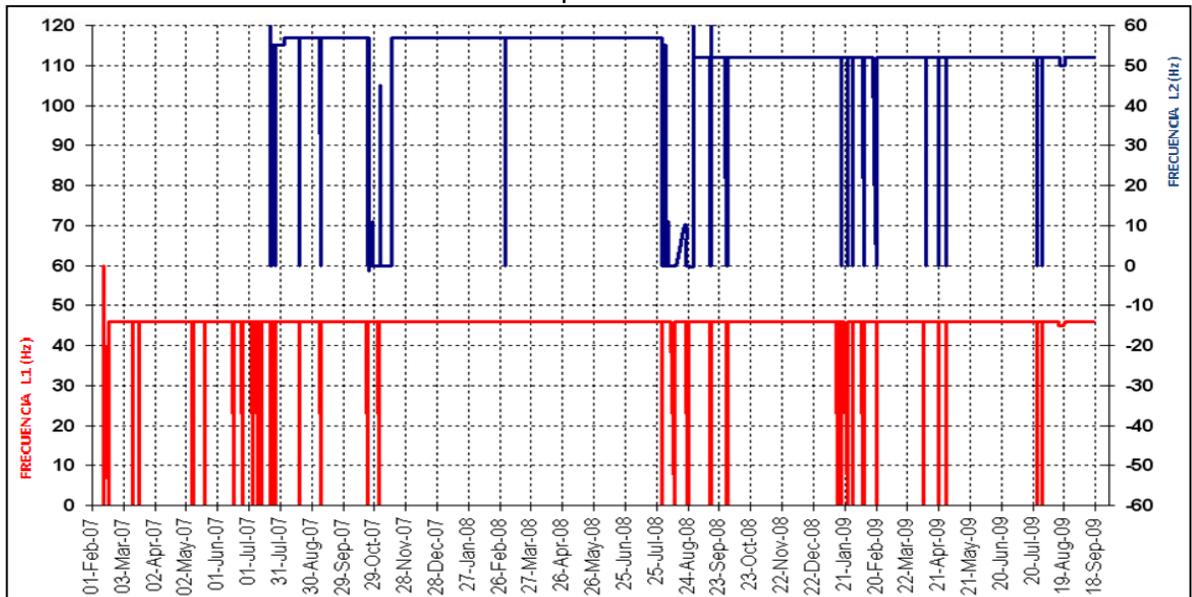
Lo anterior explica cómo la vigilancia es indispensable para ambos lazos, el "lento" y "rápido", que a su vez son esenciales para el mejoramiento de la vida de funcionamiento de los equipos BES. Se podría preguntar si es un lazo de retroalimentación más importante que la otro, y la respuesta es claramente no, porque es requerido un enfoque integral cuando la se esta mejorando su vida de funcionamiento, de lo contrario, la cadena es tan fuerte como el eslabón más débil.

Gráfica 76: Efecto de las paradas y arranques en el tiempo de inactividad, total de los pozos BES controlados por la ALSC.



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

Gráfica 77: Análisis comparativo de los cierres de dos pozos en la misma plataforma que permite la deducción de que la mayoría de las paradas son debido a problemas en la instalación, que en este caso fueron interrupciones de energía eléctrica generando un 63% del tiempo de inactividad.

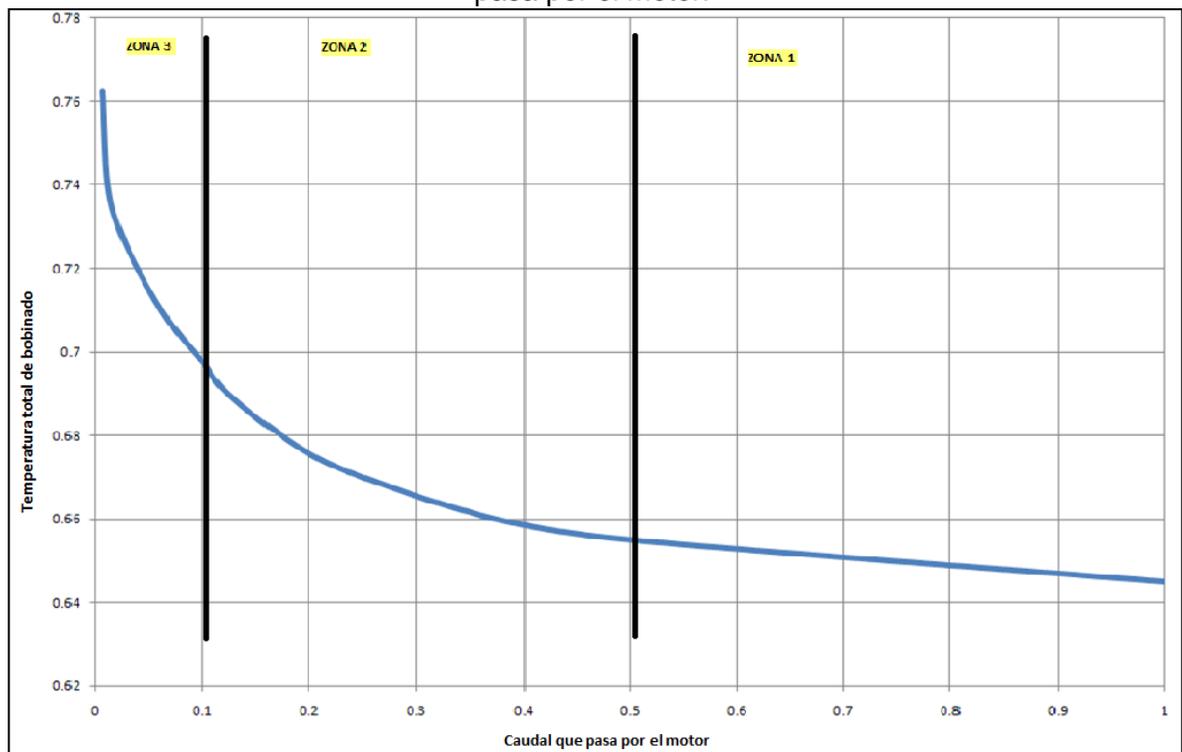


Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

8.3.2 Protección del sistema BES como herramienta indispensable en el mejoramiento de su vida de funcionamiento

Es importante destacar que la protección de los equipos BES es parte fundamental para el mejoramiento de su vida de funcionamiento, y si bien la tecnología en equipos BES ha dado pasos agigantados en el desarrollo de motores que tienen mayor eficiencia y pueden soportar altas temperaturas de operación, es poco lo que se puede hacer en términos de equipos de ingeniería para resistir el aumento exponencial de la temperatura que se produce cuando hay una falta de refrigeración del motor. Cuando hay flujo insuficiente más allá del motor, no hay ningún lugar donde el calor generado por el motor pueda ser disipado. La temperatura entonces se eleva exponencialmente, lo cual puede resultar en una quemadura del motor, para cuya única solución consiste en garantizar, a través de la protección del motor y/o vigilancia, que tales hechos no se produzcan.

Gráfica 78: Comportamiento de la temperatura total del motor en función del caudal que pasa por el motor.

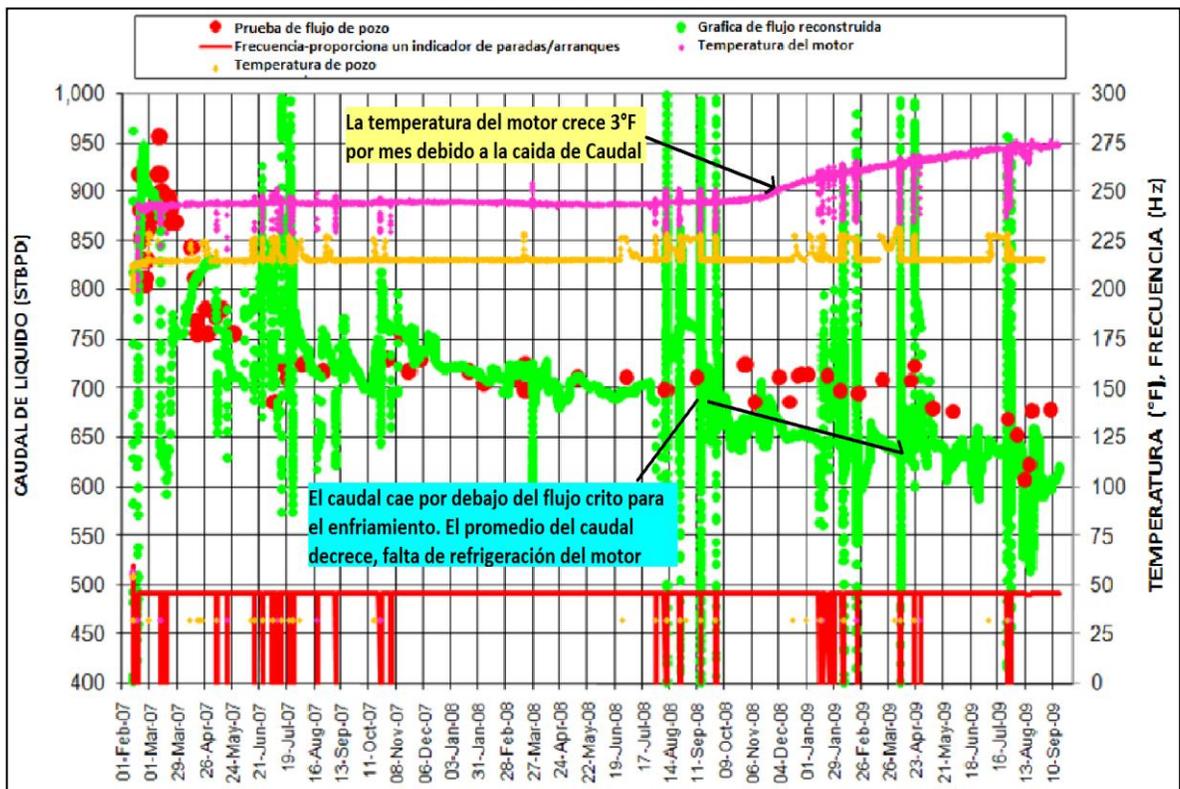


Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

La Gráfica 78 muestra un motor típico bobinado en respuesta de la temperatura como función del caudal. Los valores han sido no dimensionados ya que las temperaturas reales dependerán de las propiedades del fluido, el modelo del motor, la carga y el tamaño de la carcasa. El gráfico no obstante, ofrece una explicación precisa cualitativa de la física. Hay dos puntos de inflexión claves en la curva de temperatura del motor que dividen el gráfico en tres zonas:

- ✓ **Zona 1:** caudal alto; la curva de la temperatura del bobinado del motor es relativamente constante en relación a la carga de flujo constante en el motor. El caudal no tiene ningún efecto sobre la temperatura del motor ya que todo el calor se disipa al fluido que fluye por el motor.
- ✓ **Zona 2:** Caudal intermedio; la temperatura del bobinado del motor aumenta lentamente con la disminución del caudal. Un ejemplo de tal condición se muestra en la Gráfica 79
- ✓ **Zona 3 -** Caudal bajo o carga muerta, el bobinado del motor aumenta su temperatura de forma exponencial y un uso prolongado en estas condiciones da lugar a una quemadura. Un ejemplo de tal condición se muestra en la Gráfica 80, donde la temperatura del motor aumentó en un 50°F en menos de 2 horas hasta que se tomaron medidas correctivas. Se puede observar a partir de este modelo que incluso los motores diseñados con valores de temperatura más altas eventualmente se quemarán con tales aumentos de temperatura. Es por esta razón que la vigilancia es indispensable, a pesar de la mejora en el aislamiento de motores que proporciona una mayor tolerancia a errores de operación.

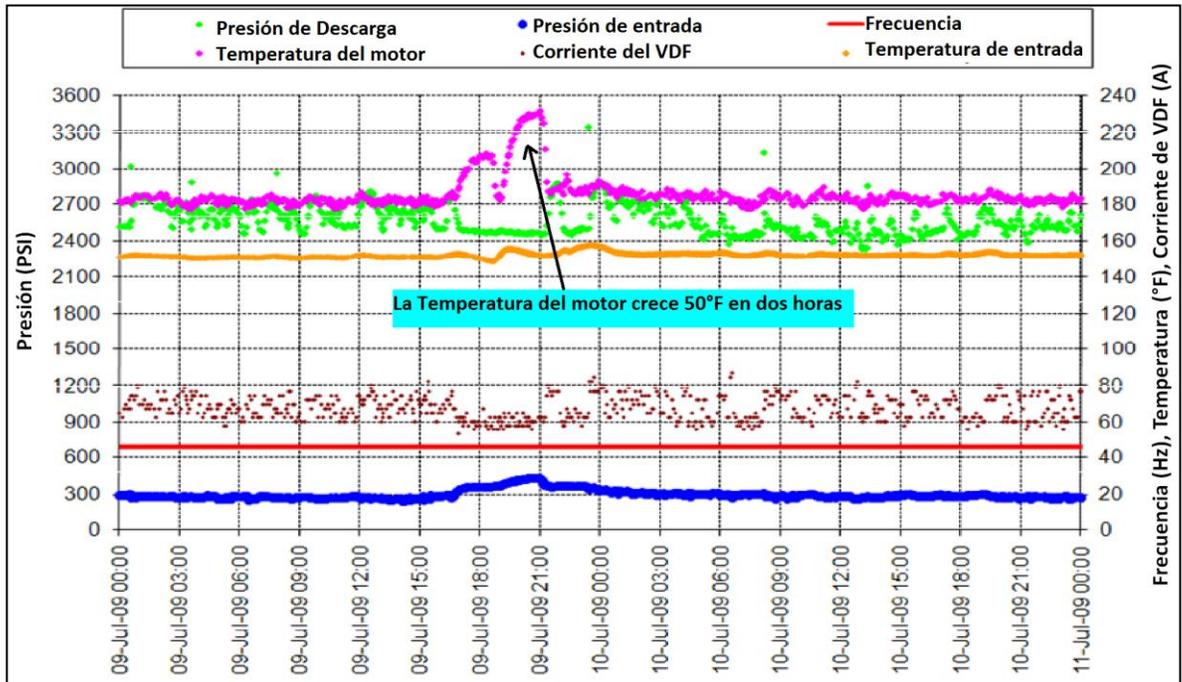
Gráfica 79: Ejemplo del lento aumento de temperatura del motor BES, 3°F/mes, debido a la disminución de caudal



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

Mientras existan los modelos de motor térmico, existe incertidumbre en la identificación de los puntos de inflexión debido a la gran cantidad de variables dependientes. Ahí reside el poder de vigilancia, donde es directamente medida la temperatura del bobinado del motor por la última generación de medidores de BES.

Gráfica 80: Ejemplo del rápido aumento de la temperatura del motor con cabeza muerta, aumento de 50°F en 2 horas



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

La baja velocidad de flujo y el aumento de la temperatura del motor se producen normalmente en tres circunstancias. El primero está en estado estacionario cuando el caudal es insuficiente y la habitual acción correctiva es aumentar la velocidad o abrir el estrangulador, siempre y cuando el pozo tenga la capacidad de entrada adicional. Otro se produce durante el arranque, cuando la BES primero vacía la carcasa antes de extraer el fluido del reservorio. Durante este tiempo, el flujo de enfriamiento después del motor es bajo. Este fenómeno se agrava cuando la BES está instalada en un pozo que tiene una combinación de presión del reservorio alta, bajo índice de productividad (IP), la profundidad de ajuste, y una terminación que no forzó el fluido a ir mas allá del motor durante el arranque. En dichos pozos, es importante iniciar la BES a altas velocidades, así como evitar los repetidos arranques. La tercera es donde se repiten los intentos de arranque con insuficiente tiempo de enfriamiento entre arranques, que se explica por Brinner y Breit (1989).

En términos de solo vida de funcionamiento del equipo BES, la otra razón común para el uso de vigilancia con el fin de minimizar la tensión sobre la BES durante la operación y asegurar que la bomba funciona dentro de los rangos de caudal recomendados

minimizando así el desgaste de la bomba. Tal mala operación acelera el desgaste de la bomba, especialmente cuando se opera a caudal reducido en lo que se conoce comúnmente como "empuje descendente". Por otra parte, con la llegada de bombas a "compresión" y rodamientos de cerámica combinados con el uso de VDF el rango de funcionamiento efectivo de la BES ha aumentado enormemente en los últimos 10 años.

Por lo tanto, la razón más convincente del uso de la vigilancia para aumentar la vida de funcionamiento de la BES es el manejo (o minimización) de temperatura del bobinado del motor durante la vida útil de la BES. Los principales objetivos del lazo rápido de vigilancia en este caso se convierten en:

- ✓ Evitar repetir intentos de inicio para garantizar que la BES no se dispare durante el arranque.
- ✓ Evitar que funcionen a bajas velocidades de flujo.
- ✓ Asegurar que la BES no se encuentre funcionando en condiciones de carga muerta.
- ✓ Minimizar el número de paradas y arranques.

Con base en lo anterior, los requisitos funcionales para la vigilancia del equipo BES con lo que se refiere a mejorar la vida de funcionamiento se pueden resumir en las siguientes afirmaciones:

- a) Proporcionar un método para el seguimiento por pozo y por campo de todos los eventos alarmados completos con sus análisis de causa-raíz con el fin de apoyar la investigación de la falla y el manejo de la línea-lista (ready-line).
- b) Minimizar la temperatura del bobinado del motor, garantizando que la BES no sea operada incorrectamente durante el inicio y la operación continua.

La siguiente es una revisión del hardware, software y los flujos de trabajo que han sido utilizados por el ALSC para ejecutar los puntos a) y b) anteriores. La revisión sigue la cadena de datos desde el fondo del pozo, BES y todo el camino hasta la entrega de los informes con los siguientes títulos:

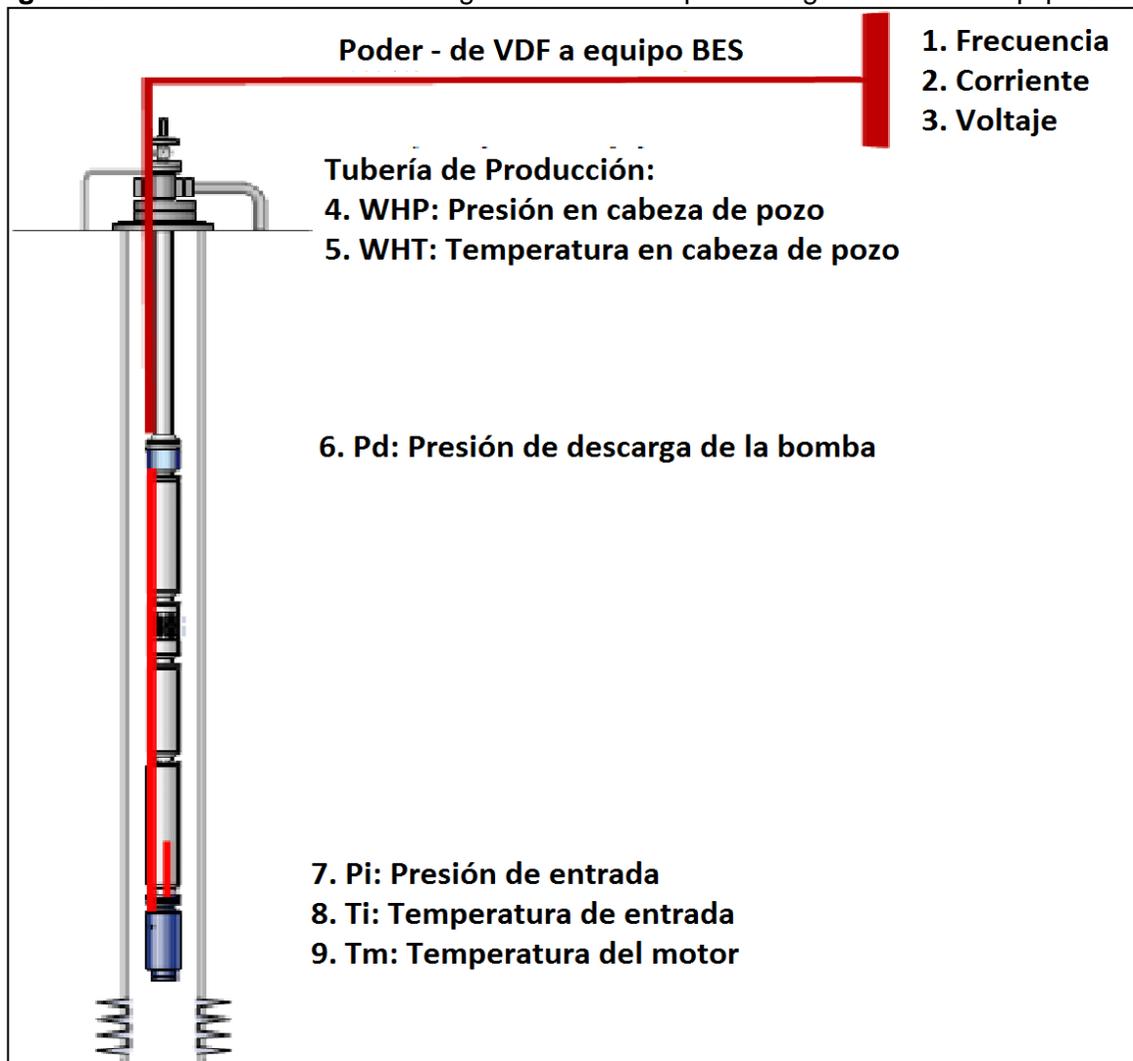
- ✓ Instrumentación BES
- ✓ Seguimiento a excepción del uso de alarmas
- ✓ Ajuste de parámetros en las alarmas
- ✓ La trayectoria de los datos para la toma de rescisiones y las necesidades de personal.
- ✓ Transmisión de datos
- ✓ Grabación de alarmas y seguimiento de a través de acciones correctivas.

8.3.3 Instrumentación BES: ¿Cuál es el requisito mínimo y por qué?

Existen generalmente tres fuentes de datos analógicas para cada pozo con BES que incluyen el medidor de fondo de pozo BES, el variador de velocidad o frecuencia (VDF) o en su defecto la caja de frecuencia fija, y el tope del proceso. Los datos analógicos

esenciales obtenidos de estas tres fuentes se muestran en la figura 26. Mientras estos han sido aceptados en la práctica controlar estos parámetros, vale la pena destacar algunas de las características más importantes y las lecciones aprendidas con algunas de estas señales.

Figura 26: Nueve mediciones analógicas necesarias para la vigilancia de un equipo BES.



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

✓ Pd = presión de descarga BES

Algunos operadores de equipos BES todavía optan por medidores que sólo proporcionan presión de admisión; sin embargo, la única manera de medir realmente el flujo de salida es con la presión de descarga. Esta medición proporciona:

- El primer aviso de que hay una obstrucción por encima de la bomba y la bomba presenta cabeza muerta y por tanto es de gran valor para la vigilancia de la maximización de la vida en ejecución de la BES.
- Indica si se está produciendo una pega en la tubería de producción.
- La diferencia entre las presiones de descarga y de cabeza de pozo proporciona un indicio del cambio de peso específico en la tubería, que se puede utilizar para rastrear los cambios en GOR y/o el corte de agua.
- Es necesario para identificar las tendencias de la velocidad de flujo en tiempo real usando el algoritmo propuesto por Camilleri (2010), que se basa en la ecuación de potencia.

✓ **WHP = (Wellhead Pressure) Presión de tubería en cabeza de pozo**

Esta es una medida esencial, ya que permite el diagnóstico rápido del tipo de cabeza muerta. Si la presión de descarga (Pd) aumenta, no se sabe si la obstrucción está en la tubería de pozo o aguas abajo de la medición de la presión en la cabeza del pozo. Con el uso de la presión de tubería en cabeza de pozo, la ubicación de la obstrucción puede determinarse y puede realizarse una sugerencia para contrarrestar esta falla.

La diferencia entre las presiones de descarga y de cabeza de pozo proporciona un indicio del cambio de peso específico en la tubería, que se puede utilizar para rastrear los cambios en GOR y/o el corte de agua.

✓ **WHT = (Wellhead Temperature) Temperatura de tubería en cabeza de pozo**

La temperatura proporciona una respuesta analógica en cuanto a si el flujo está aumentando o disminuyendo. Esto es de enorme valor en el seguimiento de arranques y paradas.

✓ **WHAP = (Wellhead Annulus Press) Presión de anular en cabeza de pozo**

Esto es de particular valor cuando la BES es operada con muy baja sumersión (equivalente a una presión de admisión baja) en combinación con el gas que se ventila hasta el espacio anular. Si se descuida la columna de gas en el espacio anular, la inmersión de la BES puede ser calculada con la siguiente fórmula, que ilustra que, incluso cuando la presión de admisión es positiva, la inmersión se puede perder debido a la presión del espacio anular alta en la cabeza del pozo.

$$Sumergencia = \frac{P_i - WHAP}{Gradiente\ de\ Fluido}$$

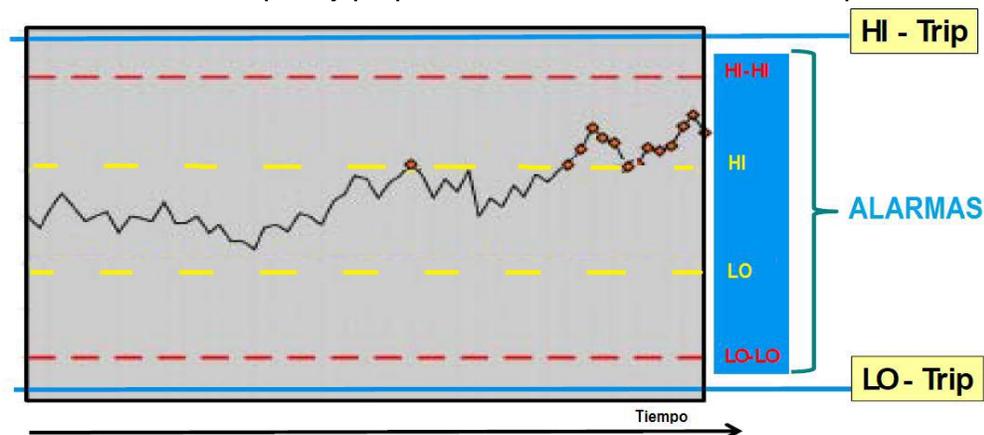
8.3.4 Seguimiento de alarmas

Como es económicamente poco práctico para dedicar un ingeniero de vigilancia a cada pozo, las alarmas son esenciales para dar enfoque y priorizar el tiempo del operador para

un específico diagnóstico de pozo, lo que hace posible que un solo ingeniero administre múltiples pozos. En la ALSC, el uso de alarmas de este modo significa que sólo un ingeniero por cambio puede llevar a cabo la vigilancia en más de 100 pozos. Yero y Moroney (2010) ofrecen una explicación detallada de las causas económicas que subyacen a la necesidad de una supervisión basada en el monitoreo de alarmas. Esto plantea saber cuáles son las alarmas y cómo se comparan con los paradas, que han estado vigentes desde el inicio del equipo BES. La figura 27 ilustra la relación entre los umbrales a ser usados en disparos y alarmas y debe leerse conjuntamente con las siguientes explicaciones.

Un disparo (trip) es una condición que causa que el controlador del motor (VDF) apague la BES. El uso tradicional de la supervisión de amperaje como un ejemplo, ajuste de la sobrecarga o baja carga en el controlador del motor se utiliza para apagar el equipo BES en el caso que la corriente se desvíe del valor esperado. Aunque los disparos son innegablemente útiles, ya que ellos previenen fallas, ellos también apagan el sistema, lo que se puede evitar con el uso de alarmas. Por otra parte, los puntos de ajuste de los disparos son usualmente establecidos de manera amplia, por ejemplo la corriente, su umbral habitual es de mas o menos el 15% de la medida nominal. Esta práctica evita la molestia de cierres, pero también significa que, en algunos casos, la BES no está protegida contra errores de operación. Un problema común en los campos con grandes cantidades de pozos con equipo BES es el mantenimiento continuo de los ajustes de disparo, que con la evolución de los parámetros de pozos y la falta de atención, se vuelven obsoletos y mal ajustados, lo que conduce en última instancia a que los equipos tengan una protección inefectiva. Este suele ser el caso en los campos terrestres donde la comunicación es remota y se hacen difíciles de visitar con regularidad.

Figura 27: Diferencia entre "alarmas" y "disparos", las alarmas se configuran en el software de la vigilancia y la sala de control para notificar al ingeniero, mientras que los disparos se encuentran en el controlador del motor de la BES. Las cifras ilustran la práctica recomendada que incluye la configuración de alarmas de manera que se activen antes de un disparo y proporcionar un sistema de alerta temprana.



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

Una alarma es una condición que causa una señal de advertencia para ser enviadas sin apagar la BES. Se trata de un mecanismo de alerta temprana que proporciona al ingeniero de vigilancia la oportunidad de evitar el tiempo de inactividad y una mala operación BES. Para que dicha alarma sea eficaz, se requiere lo siguiente:

- ✓ El umbral de alarma se debe establecer más cerca del valor de funcionamiento medio que el punto de disparo, como se ilustra en la figura 27. La terminología adoptada por los autores es establecer las alarmas "estrechas" e ir un paso más allá de simplemente establecer el punto de ajuste de disparo al asegurar que la más mínima desviación en condiciones de funcionamiento se detecta.
- ✓ El sistema debe proporcionar un mecanismo para la actualización de las alarmas por el ingeniero de vigilancia, así como la transmisión de la alarma al operador. El método preferido es con una señal audible y una luz parpadeante en una pantalla.
- ✓ El diagnóstico está obligado a justificar todos los eventos alarmando e identificando la causa más probable.
- ✓ Una vez que se identifica la causa, una acción correctiva y recomendación necesita ser ejecutado por un operador en campo basado en el ingeniero de vigilancia.
- ✓ Por último, las cuatro acciones deben llevarse a cabo en tiempo real con el fin de minimizar tanto el estrés de la BES como adelantarse a un viaje, lo que resulta en la producción diferida y el requerimiento de un reinicio.

Para los pasos anteriores en el lazo rápido, son necesarios operadores de vigilancia BES en una base 24/7. La Gráfica 80 es un ejemplo de una alarma que se detecta a tiempo para evitar un disparo. En este caso, se trataba de una cabeza muerta causada por el cierre accidental de una válvula de superficie, que se produjo en la tarde es decir, fuera de las horas normales de oficina.

La mayoría de los recientes sistemas BES-SCADA han centrado en el seguimiento de datos analógicos, como la que se muestra en la figura 26; sin embargo, es igualmente importante proveer al ingeniero de vigilancia con datos de estado desde el controlador de motor (VDF) y en particular los parámetros de disparo. Esto permite al ingeniero de vigilancia asegurarse de que las alarmas están coordinadas con los disparos en la locación del pozo, es decir que las alarmas están establecidas más estrechamente que los disparos como se ilustra en la figura 27. Otro parámetro interesante para el ingeniero de control es poder conocer de forma remota la causa del último disparo. Esta información sirve de base para la mejora de la filosofía de ajuste de las alarma para un campo en particular con el fin de evitar disparos adicionales.

8.3.5 Ajuste de parámetros en las alarmas

La lección clave aprendida en los últimos años por los autores es como las alarmas son establecidas debe ser una función de la audiencia, es decir, el perfil del equipo de respuesta a las alarmas. A menudo, las alarmas se establecen sin tener en cuenta este factor humano, lo que llega a conducir al fracaso. Para explicar este concepto se describen y definen dos organizaciones:

- ✓ **Organización 1:** El equipo de monitoreo no está dedicado a los equipos BES. Ellos son responsables de supervisar otros equipos como instalaciones de producción (colectores, separadores de producción, compresores, etc). Esto es típico de una sala de control de producción de operaciones. Con la amplitud de los equipos siendo monitoreados y la falta de especialización del operador en estas operaciones, es natural que las alarmas sólo identifiquen como HSE y el mal funcionamiento puede ser tolerado y todas las demás alarmas percibidas como molestas por esta audiencia.
- ✓ **Organización 2:** El equipo de seguimiento sólo es responsable de los equipos BES y es un grupo de trabajo de expertos dedicados. En este equipo, las "molestas" alarmas no son sólo toleradas, sino que se convierten en una necesidad de alerta temprana frente a un cambio de tendencia, es una necesidad para el análisis proactivo. Los umbrales de alarmas, se establecen de manera estrecha, es decir, muy cerca de la media de funcionamiento con el fin de asegurar que las alarmas proporcionan un sistema fiable de alerta temprana.

Las ALSC revisadas en este documento pertenecen a la segunda categoría de organización. Es importante señalar que las organizaciones no son mutuamente excluyentes con respecto a la gestión de las operaciones de los equipos BES. En realidad, ellos son un grupo complementario con la ALSC encargados de apoyar a los equipos en sitio de operaciones y salas de control. La primera organización se centra en el panorama general, es decir, la planta de producción completa, mientras que la segunda se centra en la maximización de la vida de los equipos BES carrera y tiempo de actividad.

Sin entrar en detalles sobre cómo se configuran las alarmas individuales para cada parámetro analógico, las lecciones claves aprendidas fueron las siguientes:

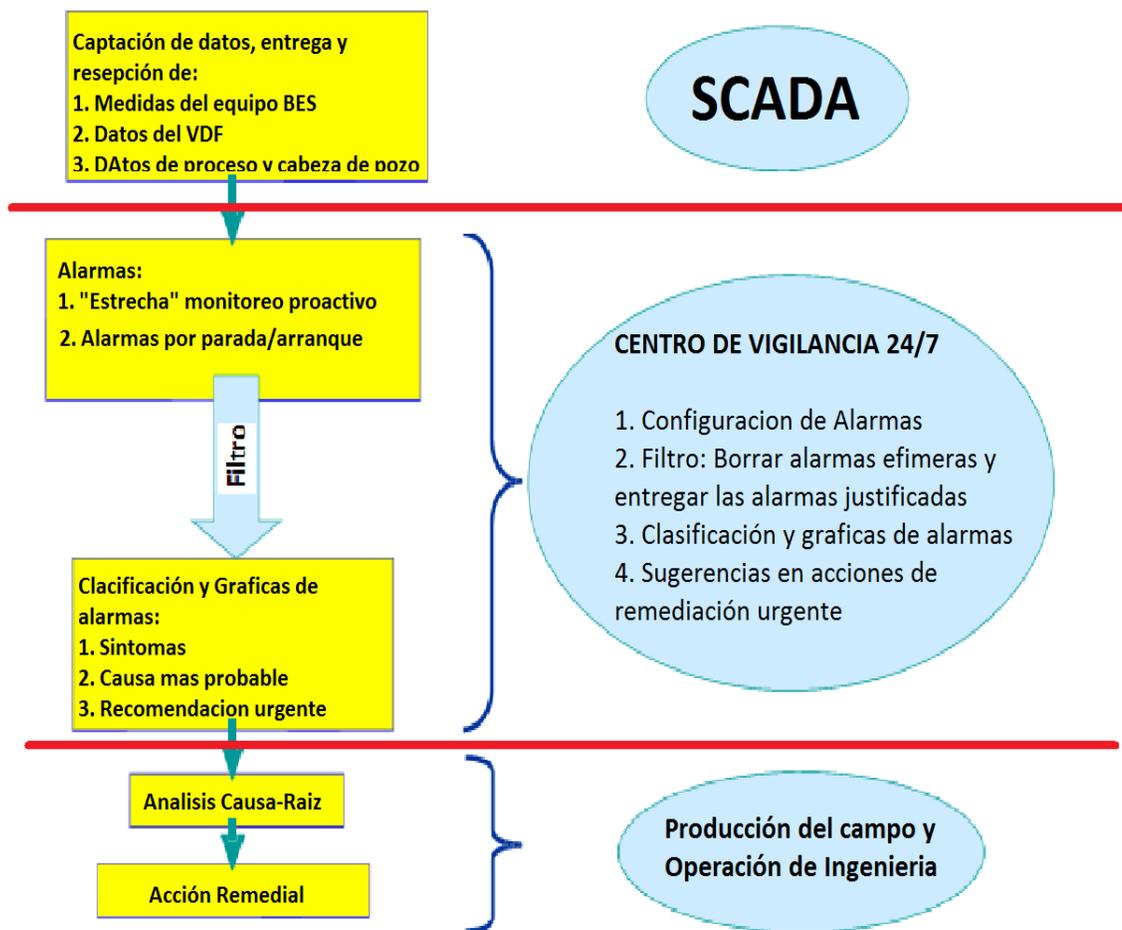
- ✓ Cuatro alarmas se requieren para cada señal analógica según la figura 27
- ✓ Las alarmas HI-LO y LO-HI se establecen estrechamente para capturar todas las desviaciones de la norma con el fin de proporcionar un sistema de alerta temprana. Esta filosofía genera muchas alarmas que podrían ser consideradas falsas alarmas, pero en realidad son necesarias. Esto es similar al principio QHSE que con el fin de capturar y adelantarse a los incidentes de severidad alta, es necesario crear una base de datos de bajos posibles incidentes. La ALSC actúa como filtro de falsas alarmas y sólo eleva los problemas reales a los operadores de campo después de la realización de diagnósticos "en marcha". Tras el análisis de una alarma, si no hay ningún evento que la justifique, el operador puede optar por cambiar el ajuste del umbral de alarma. En efecto, las alarmas de HI-LO y LO-HI son dinámicas y actualizadas sobre una base regular para realizar un seguimiento de los cambios en los parámetros de funcionamiento, por ejemplo cambios en la presión y la temperatura después de un cambio de velocidad o de estrangulamiento.

- ✓ Las alarmas LO-LO y HI-HI sólo se actualizan en el momento de cada servicio a pozo BES y se clasifican como semi-permanentes no como dinámicas. Se utilizan para detectar cuando la mala operación del equipo BES es crítico y requiere de diagnóstico urgente por el ingeniero de vigilancia y de intervención en campo.

8.3.6 La trayectoria de los datos para la toma de rescisiones y las necesidades de personal.

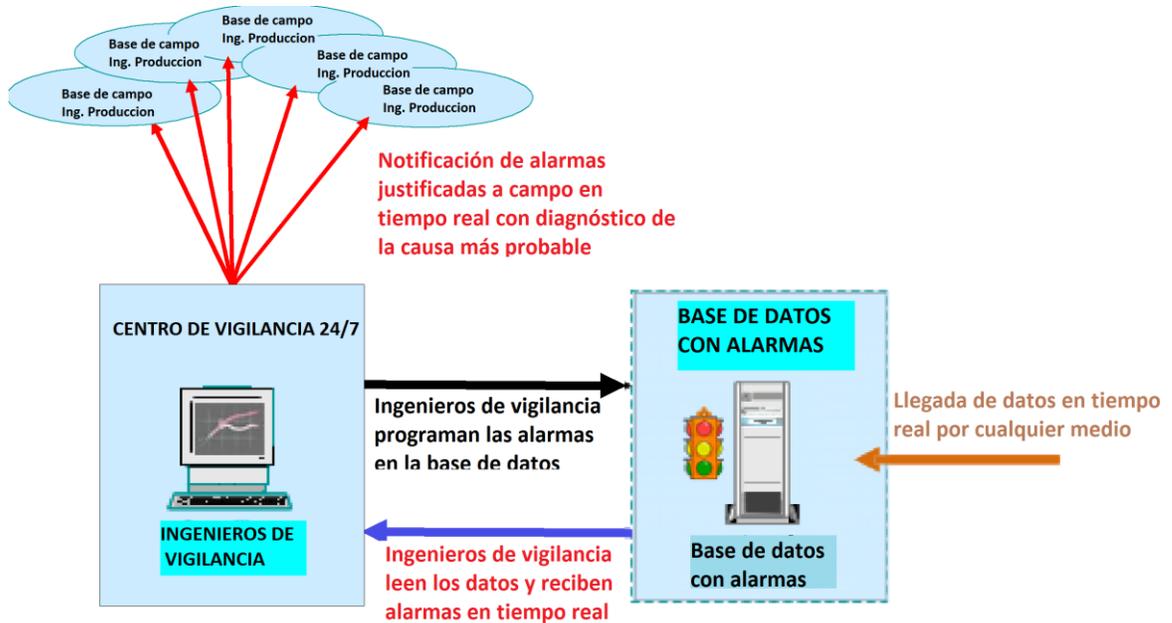
Mientras que los ciclos de retroalimentación representan los flujos de trabajo de vigilancia, es importante investigar cómo los datos se transforman en una decisión de gestión. El papel de la ALSC dentro de este proceso es ilustrado por los diagramas de bloques en la figura 28 y figura 29 donde la ALSC tiene dos interfaces claves para la gestión.

Figura 28: Papel de división entre el centro del sistema de vigilancia, SCADA y las operaciones de campo.



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

Figura 29: Flujo de Comunicaciones del grupo de Vigilancia 24/7



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

“Upstream” (aguas arriba) es una interfaz informática que consiste en la recepción de datos y gestión de alarmas. “Downstream” (aguas abajo) es una interfaz de personas que como la ALSC proporciona apoyo a los equipos de operaciones de campo. La interfaz “IT” generalmente comprende el pozo y una variedad de arquitecturas de IT y paquetes de software disponibles dentro de la industria para este propósito. La interfaz más delicada es la del operador con el campo, ya que requiere un cambio cultural. La clave para el desarrollo de este proceso fue la delimitación de las funciones entre la ALSC y el campo. Esto se sitúa aguas arriba del análisis de causa raíz (Figura 28) por las siguientes tres razones:

- ✓ Los actos ALSC como un elevado filtro en donde sólo los eventos fundamentados son alarmados al equipo de operaciones. La ALSC se centra en el procesamiento de un gran volumen de alarmas. Al enfocar recursos, hay una ganancia de ahorro de tiempo.
- ✓ Con la asignación de análisis de causa raíz para el equipo de operaciones de campo, toman posesión en identificar la causa y están más dispuestos a poner en práctica cualquier medida correctiva.
- ✓ A menudo es presuntuoso e imposible para la ALSC llevar a cabo análisis de la causa debido a los datos contextuales faltantes. Incluso cuando el pozo tiene una alta instrumentación, se puede perder información que solo está disponible para el equipo de operaciones.

Una característica importante de este proceso es que es activo en el apoyo prestado por la ALSC al equipo de operaciones de campo y ahí radica como una importante fuente. Muchos de los centros de vigilancia establecidos hasta la fecha sólo reaccionan a las solicitudes de apoyo del campo, mientras que la ALSC ha dado un paso más coherente en todos los pozos. Lejon et al (2010) también identificó proactividad como clave para mejorar el valor de la vigilancia. Para ofrecer un servicio proactivo, el centro de vigilancia deberá estar ocupado en una base 24/7 con el fin de procesar las alarmas críticas en cuestión de minutos y horas.

Con el fin de mantener la cobertura 24/7, un mínimo de cinco personas a tiempo completo están obligados a mantener un ingeniero de servicio en todo momento mediante turnos de 12 horas en rotación de 7 días. En la práctica, Schlumberger ha encontrado que se requieren seis ingenieros, uno de estos ingenieros no funciona en turno pero es el líder del equipo y proporciona la continuidad entre los turnos, facilitando diarios y semanales de traspaso de reuniones. Los candidatos ideales para estas posiciones son ex-ingenieros de campo con experiencia en el terreno las operaciones basadas en BES y son entrenados en los aspectos específicos de vigilancia. Este perfil proporciona la ALSC no sólo con el conocimiento técnico, sino sobre todo la capacidad cultural para comunicarse con el campo base personalmente.

8.3.7 Transmisión de datos

Existe la tentación de centrarse en la arquitectura de un software cuando se establece una vigilancia en tiempo real. Si bien tiene un papel importante, pierde significado en relación con los flujos de trabajo y la dimensión de las personas, lo que supone la definición de funciones y de cambio cultural. Por ejemplo, la ALSC utiliza dos sistemas muy diferentes para los pozos en Europa y África. Si bien hay algunas preferencias del operador, no hay ninguna diferencia en términos de funcionalidad con respecto a maximizar la duración del equipo BES, la carrera y el tiempo de actividad. Lo que se encontró es que el método de transmisión de datos no tiene relación con el protocolo de alarma mientras el sistema SCADA no ofrezca las siguientes funcionalidades:

- ✓ Ofrece datos en tiempo real a la ALSC.
- ✓ Proporciona todas las señales analógicas requeridas, como se muestra en la figura 26.
- ✓ Proporciona una lectura de los ajustes de disparo programados por el operador y el lugar en el controlador del motor. Esto es esencial para asegurar que la ALSC respete la jerarquía entre las alarmas y los disparos, como se ilustra en la figura 27.
- ✓ Proporciona un espacio de trabajo colaborativo mediante el cual los datos pueden ser consultados simultáneamente por varios sitios. Esto se consigue normalmente con un lector basado en Web y es esencial para permitir evaluaciones por varios expertos en casos complejos.
- ✓ Proporciona la capacidad a la ALSC para configurar alarmas a distancia.
- ✓ Ofrece la posibilidad de establecer cuatro alarmas por señal con la rápida detección de alarma.

- ✓ Ofrece la posibilidad de llevar a cabo "muestreo rápido", ya sea de forma continua o bajo demanda. Por muestreo rápido, se entiende que una medición se puede transmitir cada minuto o menos. Teniendo en cuenta que es raro que el muestreo rápido se requiera continuamente, y, en la mayoría de los casos, es suficiente reportar datos cada 6 ó 12 horas para el histórico de datos. Sin embargo, es esencial que el muestreo rápido este disponible a solicitud del ingeniero de vigilancia. Ejemplos de esto cuando se requiere son los siguientes:
 - A la hora de solucionar problemas en un pozo.
 - Con el fin de detectar el comportamiento de "sluggin".
 - Proporcionar una estrecha vigilancia cuando se inicia el equipo BES.
 - Cuando los datos están siendo recogidos de manera transitoria para medir las propiedades de flujo de entrada durante un retiro o la acumulación.

8.3.8 Grabación de alarmas y seguimiento de eventos a través de acciones correctivas

Para gestionar la comunicación entre el ALSC y las locaciones en campo, se requiere un sistema que proporciona la siguiente funcionalidad:

- ✓ Comunicar todos los eventos, es decir, alarmas justificadas de manera consistente con la ubicación del campo.
- ✓ Proporcionar una solución de seguimiento de todos los eventos de alarma a través de plan de trabajo correctivo.
- ✓ Crear una base de datos de todos los eventos con clasificación de modo que se pueden extraer lecciones.

Se necesitaba una base de datos con un espacio de trabajo colaborativo, que empujara a las notificaciones basadas en el campo personal para desencadenar análisis de causa raíz del evento. Además de la grabación nombre y ubicación y la hora de la alarma, el ingeniero de vigilancia está capacitado para entrar en la base de datos una descripción detallada de la alarma con tres secciones tituladas: Síntoma, causa más probable y la acción recomendada. Este procedimiento asegura que las alarmas fundamentadas sean registradas de forma coherente.

- ✓ **Síntomas:** Detalles de los eventos observados que provocó la alarma. Esto incluye generalmente los datos pertinentes antes y después de la alarma. Esto sólo debe incluir los datos/información que sea objetiva y no genere ninguna otra interpretación es decir debe ser información irrefutable.
- ✓ **La causa más probable(s):** Usando todos los datos disponibles, el grupo de ingenieros de vigilancia proporcionan la causa más probable con la selección de un código de la tabla 12 y se explica de manera racional la interpretación de los datos. La tabla 12 proporciona tanto el tipo y la gravedad de cada alarma posible. Se entiende que este es un diagnostico "en marcha" y que el análisis de la causa-raíz final ha de ser realizado en el campo. La tabla 12 asigna automáticamente la

severidad del evento, que define se requiere realizar recomendaciones con urgencia. Cuando es crítico, el ingeniero de vigilancia entra en contacto con el ingeniero de operaciones de campo por teléfono y/o correo electrónico.

- ✓ **Recomendación:** Esto es especialmente importante cuando es una alarma "crítica" y normalmente envuelve tanto paradas de la bomba y cambios de frecuencia como posición del estrangulamiento. En todos los casos, el ingeniero de la planta de producción esta disponible para investigar la causa se llevó a investigar la causa y tomar acciones correctivas. En casos críticos, como cabezas muertas, estas recomendaciones ya se han dado por teléfono y/o correo electrónico, sin embargo, la base de datos debe registrar la recomendación.

Tabla 12: Clasificación de las causas más probables

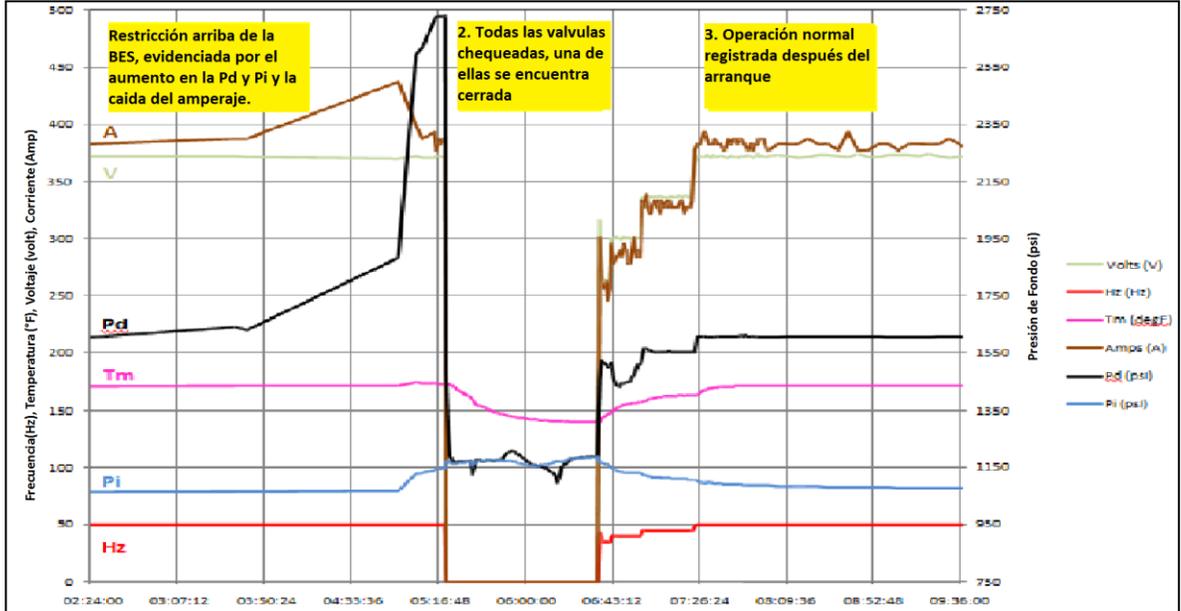
SEVERIDAD	CLASIFICACIÓN DE LA CAUSA MAS PROBABLE
CRITICA Requiere acción Inmediata, Amenaza de BES/pozo.	Cabeza muerta Bajo Flujo Bomba apagada Daño mecánico en fondo
URGENTE Amenaza no inmediata para la BES pero requiere una acción para estabilizar la BES/pozo o mejorar la producción.	Electricidad en superficie Equipos en superficie Evaluación Falla Transmisión de datos
PRECAUCION No amenaza la BES pero podrá ser alarmada y monitoreada.	Información Notificación de cierre Procedimiento de arranque/parada Error de procedimiento

Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

La clave para la aplicación de este proceso de clasificación fue la capacitación de los ingenieros de vigilancia para reconocer las huellas de datos e identificar la causa y clasificación correcta del evento. Por supuesto, el valor real en el lazo rápido, es identificar la causa más probable rápidamente con diagnósticos "en marcha", aunque esto no siempre puede ser la respuesta indicada. Una forma de evitar este obstáculo psicológico es fomentar en el operador de vigilancia para indicar varias causas posibles en caso de duda. Las Gráficas 81, 82, 83, 84 y 85 proporcionan una imagen de algunos de los materiales de entrenamiento o capacitación sobre el diagnóstico y la clasificación de las alarmas. Aunque esto parece complicado al principio, la experiencia ha demostrado que el

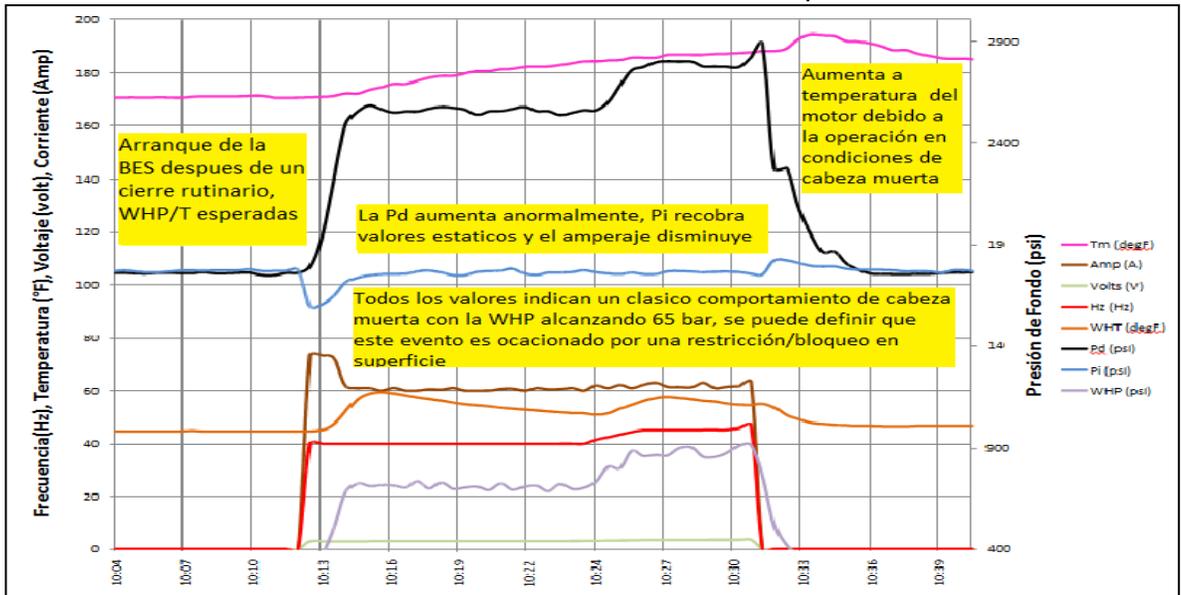
proceso se vuelve intuitivo después de unas semanas de entrenamiento en el trabajo, siempre y cuando los ingenieros tengan experiencia en el campo de vigilancia de un equipo BES y se dediquen a la vigilancia se sistemas de levantamiento artificial.

Gráfica 81: Restricción general arriba de BES



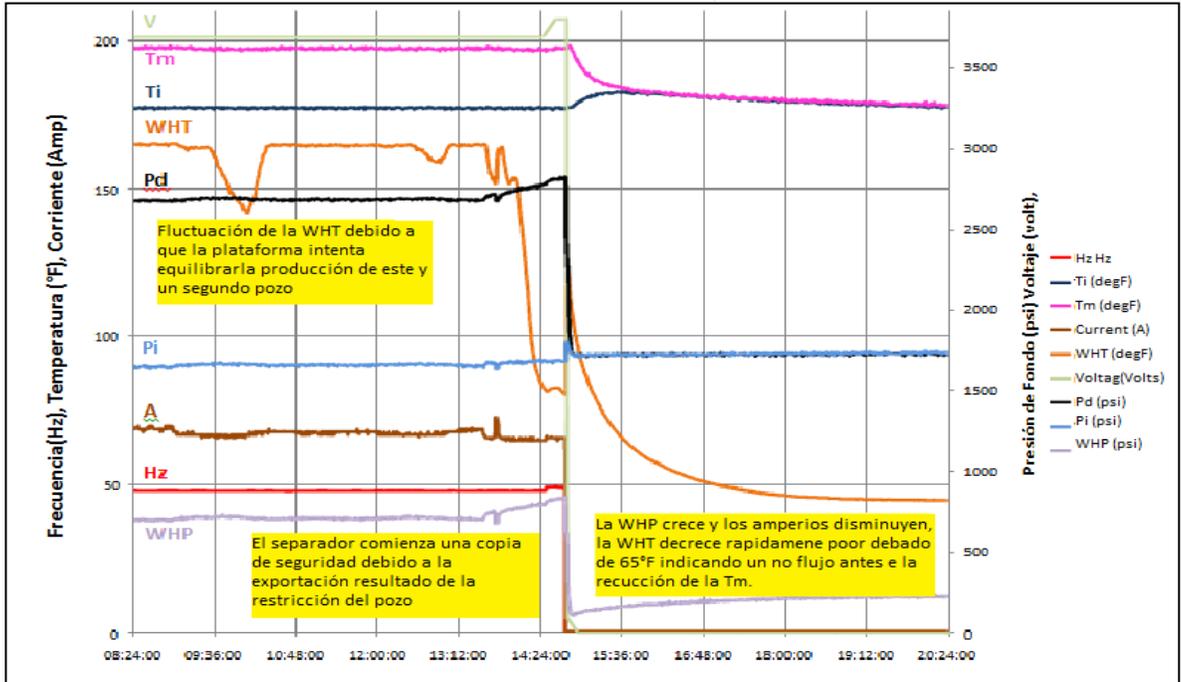
Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

Gráfica 82: Restricción en cabeza de pozo



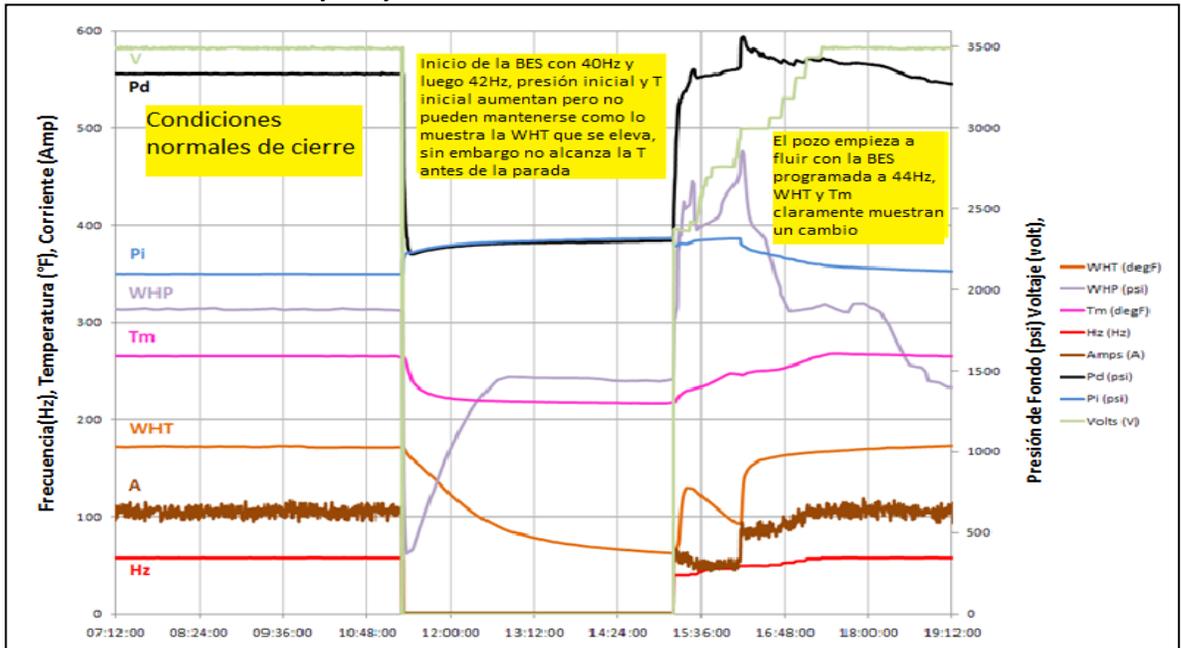
Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

Gráfica 83: Restricción parcial por encima de la BES: en este caso, la válvula se cerró aguas abajo de una larga línea de flujo submarino y el tiempo de retardo se debe a los efectos de almacenamiento en la completación y la línea de flujo submarino.



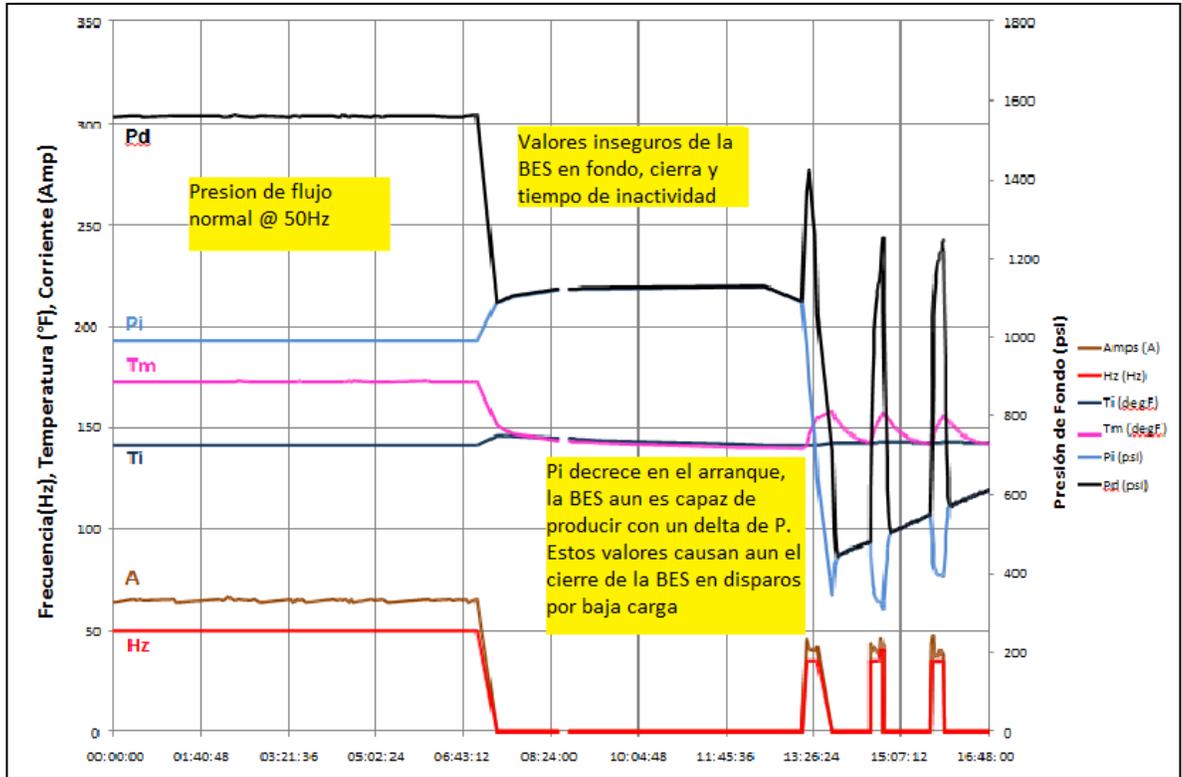
Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

Gráfica 84: Flujo bajo debido a la velocidad insuficiente durante el inicio



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

Gráfica 85: Bomba cerrada debido a que la válvula de subsuelo por debajo de la BES está cerrada



Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

8.3.9 Resultados obtenidos

Uno de los resultados más importantes logrados por la ALSC es documentar y cuantificar el trabajo de vigilancia BES. Los autores creen que esta es la primera vez que las estadísticas relacionadas con la vigilancia del sistema BES se han presentado y compartido de manera pública hasta la fecha. Esto en sí mismo es un paso importante para la industria. El comportamiento de los indicadores se muestra a continuación:

8.3.9.1 Número de pozos bajo vigilancia

El número de pozos vigilados por la ALSC ha crecido desde 30 en diciembre de 2008 a poco menos de 100 a finales de marzo de 2010. Esto muestra una caída en el número de pozos en octubre y noviembre de 2009, sin embargo estos pozos fueron eliminados de la población ya que había una gran plataforma de parada en uno de los campos por mantenimiento y por lo tanto era necesario eliminar del grupo de pozos, el número de paradas y tiempos muertos.

8.3.9.2 Número de paradas / arranques y tiempo de inactividad. (Gráfica 76)

Estas dos estadísticas son representadas en el mismo gráfico 76 en el que se muestra una correlación entre los dos, se da a conocer como estos aumentan o disminuir juntos. En este gráfico, no se hace ninguna distinción entre las paradas causadas por un disparo en la BES o por un proceso de parada de emergencia es decir, una cuestión de facilidades. La idea de este gráfico es proporcionar un medio de referencia con el fin de comparar el rendimiento de pozos individuales y comprender la base de los datos de vida de ejecución. En cualquier caso, el arranque contribuye al estrés en el equipo BES independientemente de la causa de apagado. La correlación entre la cantidad de paradas y tiempo de inactividad es válida tanto en el nivel de pozo como para un grupo de pozos.

8.3.9.3 Tabla de clasificación de eventos (tabla 13)

Tabla 13: Resumen de la clasificación de eventos capturados durante un periodo de 30 meses en una población de entre 60 y 80 pozos con equipos BES

CRITICA Requiere acción inmediata, Amenaza de BES/pozo.	Cabeza muerta	100	15%
	Bajo Flujo	35	5%
	Bomba apagada	20	3%
	Daño mecanico en fondo	11	2%
		166	25%
PRECAUCION No amenaza la BES pero podra ser alarmada y monitoreada	Electricidad en superficie	33	5%
	Equipos en superficie	49	7%
	Evaluación de falla	93	14%
	Transmisión de datos	111	17%
		286	43%
URGENTE Amenaza no inmediata para la BES pero requiere una acción para estabilizar la BES/pozo o mejorar la producción.	Información	130	19%
	Notificación de cierre	8	1%
	Procedimiento de i/p	5	1%
	Error de procedimiento	75	11%
		218	33%
	TOTAL	670	100%

Fuente: Artículo SPE 134702, L. Camilleri, SCHLUMBERGER

Esta tabla ha demostrado ser de gran valor por las siguientes razones:

- ✓ Habían 166 alarmas críticas registradas durante un período de 22 meses, lo que representa 1,4 alarmas críticas por pozo por año. Cuando se tiene en cuenta que la alarma está clasificada como crítica cuando tiene el potencial de causar una falla al equipo BES, sugiere que 166 oportunidades se evitaron fallas potenciales. La palabra potencial es usada como, en teoría, el controlador del motor debe disparar el equipo BES antes de que se produzca la falla, si los umbrales de acción se han establecido correctamente.

- ✓ El porcentaje de alarmas críticas también es interesante. Los autores calcularon este porcentaje para cada cliente y se encontró que es consistente entre 25% y 40% para todos los campos con equipos BES en Europa y África cubiertos por la ALSC, independientemente de la experiencia del operador en equipos BES y la sofisticación de los operadores de sitio, por ejemplo, la instrumentación y las salas de control de alarmas. Esto sugiere que el mal funcionamiento de los equipos BES es común e independiente del operador y/o ubicación.
- ✓ Los dos puntos anteriores y las estadísticas confirman la necesidad y el valor de vigilancia 24/7, que apunta esencialmente a evitar alarmas críticas según se definen en la tabla 12.
- ✓ La base de datos proporciona la facilidad para preparar tablas idénticas a la tabla 13, pero una por pozo, plataforma, o campo base. Estas se utilizan en las reuniones regulares de calidad del servicio con el campo, para discutir las maneras de mejorar las operaciones de la BES. A modo de ejemplo, el equipo de vigilancia identificó en un campo una recurrente alarma de “bajo flujo” y se resumieron todos los eventos con las fechas y números de referencia. La gran cantidad de datos reveló que los operadores de campo estaban arrancando el sistema BES por debajo de la velocidad mínima requerida. Este tipo de archivos son la clave para continuar mejorando en proceso del lazo “lento” de retroalimentación.

8.3.10 Conclusiones

Es económicamente posible diseñar y ejecutar un flujo de trabajo que capture todas las alarmas fundamentadas en una base de datos habilitada para la Web, que proporciona un método de gestión al análisis de la causa-raíz y la clasificación de las alarmas. Esto es esencial para proporcionar un marco de mejora continua, que es la base de cualquier iniciativa para el mejoramiento del tiempo de vida útil.

En los pozos analizados, 166 de las alarmas registradas debidamente fundamentadas tenían una clasificación de severidad crítica, es decir, si no se adoptaban medidas para eliminar la presión sobre el equipo BES, podría sobrevenir una falla en el sistema. Esto en sí mismo demuestra la importancia y el valor de alarmas en tiempo real y como estos eventos permiten una oportuna intervención que eliminan un estrés innecesario en el equipo.

Las alarmas deben establecerse de manera estrecha, es decir, muy cerca del valor promedio de funcionamiento, esto para garantizar un seguimiento proactivo, que tanto minimiza el estrés sufrido por la BES como también se adelanta a los disparos que eventualmente se puedan desencadenar por el controlador de motor en campo. Sólo un centro de vigilancia dedicado 24/7 en BES, tal como la ALSC, puede proporcionar la experiencia para manejar el gran número de alarmas generadas por los puntos de ajuste estrechos. Algunos llaman a estas falsas alarmas, sin embargo, éstas son necesarias para capturar finalmente las alarmas de interés.

El mayor desafío en la implementación de la vigilancia en sistemas BES es el aspecto humano, presentes en dos niveles. Las necesidades de personal son costosas para ofrecer vigilancia 24/7 y la colaboración entre la ALSC y el campo es esencial para el cierre de los ciclos de retroalimentación. La lección aprendida en los últimos tres años por la ALSC es que hay que resistir la tentación de centrarse en un software, ya que la inversión más grande es el compromiso de un equipo dedicado de expertos que siempre pongan en práctica el conjunto de flujos de trabajo.

Mientras la se tenga confianza al tener un equipo 24/7 para mantener y analizar las alarmas, los operadores podrán cada vez más estar a gusto con los ajustes de disparo en los controladores de motor. Este enfoque en las alarmas se espera produzca dos beneficios: primero, los ajustes de disparo del controlador del motor no deben ser actualizados con el cambio de las condiciones de pozo. En segundo lugar, los disparos se reducen, aumentando así la vida de funcionamiento del equipo. Esta confianza sólo se puede ganar si se lleva a cabo un proceso sistemático en el mantenimiento de alarmas y registro de todas las alarmas justificadas. Más importante aún, la vigilancia 24/7 es indispensable porque un equipo BES no debe experimentar un estrés excesivo durante una noche o durante un fin de semana sin que una acción correctiva sea tomada después de una alarma. Algunos operadores ya han ganado esta confianza y están a la vanguardia en el uso de alarmas en tiempo real.