

Análisis de operación de bombas eléctricas sumergibles (BES) para determinar su relación con fallas mecánicas por sobreproducción

Operation analysis of submersible electric pumps (BES) to determine its relationship with mechanical failures due to overproduction

AYALA, Silvia A. ¹
JIJÓN, Pedro F. ²
AYALA, Diego R. ³

Resumen

El presente estudio se realizó con el fin de determinar la relación que existe entre las curvas de operación de bombas eléctricas sumergibles (BES) con posibles fallas mecánicas cuando se bombea más fluido para el que fue diseñado, el estudio se enfoca en encontrar información relevante que permita identificar una tendencia en la ocurrencia de este fenómeno que provoca un desgaste prematuro en los equipos.

Palabras clave: BES, curva de operación, eficiencia, fallas mecánicas.

Abstract

This research was conducted in order to determine the relationship between the operation curves of submersible electric pumps (BES) with possible mechanical failures when more fluid is pumped for which it was designed, the study focuses on finding relevant information to identify a trend in the occurrence of this phenomenon that causes premature wear on the equipment.

Key words: ESP, pump performance curves, efficiency, mechanical faults.

1. Introducción

Las innovaciones introducidas en la tecnología de sistemas de bombeo eléctrico sumergible (bomba centrífuga) están brindando sus beneficios a las compañías petroleras, proporcionando más confiabilidad, mejor desempeño y mejor resistencia en ambientes rigurosos. La historia de los sistemas de levantamiento artificial está marcada por la innovación; a menudo resultante de la evolución gradual de una línea de productos, pero a veces fruto de esfuerzos de rediseños drásticos que condujeron a mejoras en el sistema de BES (Bremner y otros, 2007). La

¹ Ingeniera en Mecatrónica. Docente en el Instituto Superior Tecnológico Cotopaxi. Email: saayalat@yahoo.com

² Magíster en Gestión de la Producción. Ingeniero Industrial. Docente en el Instituto Superior Tecnológico Cotopaxi. Email: pedrofernandojijon@gmail.com

³ Magíster en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética. Ingeniero en Petróleos. Operador de producción en Petroamazonas EP. Email: diego.ayala.t@gmail.com

curva de operación de una BES juega un papel primordial para el diseño y selección del equipo que se desea instalar en un pozo, ya que al presentar la relación entre la altura manométrica (caída de presión) y el caudal, permite valorar la energía suministrada al fluido, es decir, se trata de la caída de presión que debe vencer la bomba para que el fluido circule según condiciones de diseño (Barinaga y otros, 2010).

La bomba centrífuga está formada por unidades denominadas etapas, cada etapa consiste en un impulsor y un difusor. El impulsor está adherido al eje y gira con él, el difusor es estacionario dentro del housing de la bomba (Bidone, 2018). El impulsor o rodete de una bomba centrífuga es el componente que, a través de su rotación a altas velocidades, incrementa la velocidad del fluido generando a la vez el incremento de la energía cinética en el fluido bombeado, produciendo el incremento de presión (Fernández, 2006).

El rango de operación recomendado (ROR) es casi siempre erróneo, considerando que el impulsor adiciona presión a el fluido de tal modo que la presión en la parte superior es mayor que la presión en la parte inferior (Mott, 2006).

Pero qué sucede cuando se tiene más fluido para el que fue diseñado, es decir, está sobre el rango de operación recomendado con una sobre producción de fluido debido a diferentes naturalezas (pozo, equipo, factor humano), por lo que el presente estudio tiene por objetivo determinar la relación que existe entre las curvas de operación de bombas eléctricas sumergibles con posibles fallas mecánicas ocasionadas por el empuje generado por sobreproducción.

La confiabilidad en los sistemas BES viene influenciado por el reservorio, el control de arena y si el sistema seleccionado fue el primero en ser instalado o si es un reemplazo (Sawaryn, Grames, & Whelehan, 2002). Hace un par de años una métrica común en la ingeniería petrolera fue el "Tiempo medio entre fallas" o "Tiempo de vida promedio" la misma que es usada para caracterizar los pozos y también define el método de levantamiento artificial, este es un parámetro que se usa para dimensionar el desempeño (Pflueger, 2011). Las herramientas desarrolladas para mantener un monitoreo de las fallas ahora se enfocan en dos variables (1) conjunto de datos comunes, y (2) una nomenclatura estándar para codificar las fallas en las BES que se basa en la ISO 14224 y en la norma API (RP) 11S1 (Alhanati, Solanki, & Zahacy, 2001).

2. Metodología

Se inicia con la observación, el análisis empírico entre los sistemas que funcionan dentro de los parámetros de diseño y aquellos que están trabajando en un rango que de ahora en más lo denominaremos sobreproducción, esto es que las bombas trabajan fuera de los límites, específicamente por encima de los valores de su capacidad y generan fallas en la BES, de esta forma también descartamos los equipos que trabajan en rango y aquellos que están subutilizados. La observación permite registrar los datos de los pozos que reúnen las condiciones desfavorables para establecer una relación que permita explicar de manera detallada el conjunto de variables que explique la aparición de fallos prematuros. El trabajo describe las características en el sistema de producción que se deben cumplir para desencadenar un fallo esto se direccionará mejor mediante un diagrama causa efecto, una vez caracterizado el problema se podrá establecer las conclusiones.

3. Desarrollo

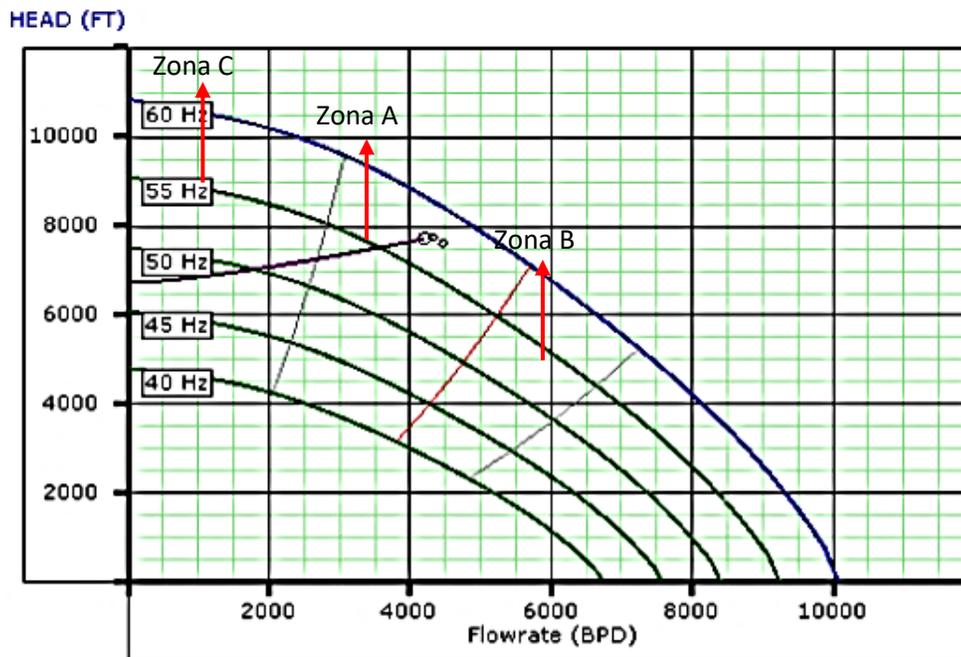
3.1. Zona de operación de la BES

La curva de la BES se caracteriza por la gráfica: desarrollo de la cabeza – caudal. Para un tipo y diseño dado de bomba, el desempeño depende del diámetro del impulsor, la velocidad de la bomba y el número de etapas (Sigcho, 2017). Se puede visualizar mejor la descripción en la Fig. 1 donde el eje vertical indica la carga dinámica

total expresada en pies (Head) y, el eje horizontal los barriles por día BPD a condiciones del reservorio (Flowrate), además se puede apreciar las zonas de operación.

Fig. 1

Head vs. Flowrate, y zonas de operación de una BES



Fuente: Martínez, Galindo, Archila, & Guzmán (2009)

- Zona A.- Rango óptimo de operación de la bomba, de acuerdo con el fabricante la bomba puede operar sin ningún problema y sin ningún empuje axial que afecte su comportamiento.
- Zona B.- Zona de empuje ascendente (upthrust operation), es la zona donde la bomba está levantando mayor fluido de la que fue diseñada y construida. Por ejemplo, si fue diseñada para trabajar entre 2000 y 3500 barriles, pero la bomba trabaja levantando 42000 barriles de fluido por día.
- Zona C.- Zona de empuje descendente (downthrust operation), es la zona donde la bomba está levantando menos fluido del que fue diseñada y construida. Por ejemplo, si la bomba fue diseñada para levantar entre 1500 y 3000 barriles, pero la bomba trabaja levantando 800 barriles de fluido por día.

En las zonas B y C la explicación técnica y mecánica es que comienza el desgaste debido a la fricción de metal con metal y, las mismas partículas que se precipitan producto del desgaste ocasionan mayor destrucción a las etapas de la bomba (Ramírez, 2004).

En la figura 1 se visualiza que los valores de la curva de eficiencia varían de acuerdo con el diseño y con el tamaño de las bombas, generalmente se puede decir que la eficiencia aumenta con el tamaño de la bomba debido a que existen menores pérdidas por fricción del fluido (Ruiz & Roman, 2009).

3.2. Condiciones de diseño y condiciones reales de funcionamiento.

Las condiciones de reservorio y las exigencias de la operadora determinan las condiciones de diseño de la BES, sin embargo, las condiciones dinámicas de producción hacen que estos parámetros cambien y al cabo de un tiempo de operación las condiciones del yacimiento no serán lo mismo lo que afecta directamente el diseño

original, por esta razón se realiza una comparación entre las condiciones de diseño y las actuales lo que nos permite clasificarlas como:

- Ideal, aquellos pozos que trabajan dentro de su rango de diseño.
- Sobreproducción, aquellos pozos que trabajan a una tasa de producción superior a las condiciones de diseño.

Para el estudio se seleccionaron 10 pozos, de los cuales 5 están operando en su diseño ideal y 5 de los cuales están en sobreproducción (Upthrust), aplicando la metodología descrita en el punto anterior se realizó el dimensionamiento de los equipos, los cuales se aprecian en la tabla 1 y la tabla 2, donde se puede visualizar algunos datos técnicos operativos de producción.

Tabla 1
Datos de producción reales con
parámetros de operación ideales

Datos de producción reales							
Pozo N°	Frecuencia	Condición de diseño BFPD	BFPD ⁴	BSW ⁵	BAPD ⁶	BPPD ⁷	Rango de Operación
1	53	2300	1244	92 %	1144	100	Rango de operación óptimo
2	41.5	10000	5346	96 %	5132	214	Rango de operación óptimo
3	35.2	10000	5598	92 %	5150	448	Rango de operación óptimo
4	50	10000	6988	95 %	6639	349	Rango de operación óptimo
5	35	10000	4245	85 %	3608	637	Rango de operación óptimo

Fuente: Elaboración propia (2019)

Tabla 2
Datos de producción reales con parámetros
de operación en sobreproducción

Datos de producción reales							
Pozo N°	Frecuencia	Condición de diseño BFPD	BFPD	BSW	BAPD	BPPD	Rango de Operación
1	40	3000	2859	94%	2687	172	Upthrust
2	40	10000	8575	95%	8146	429	Upthrust
3	36	4700	4768	99%	4720	48	Upthrust
4	45	2300	2201	92%	2025	176	Upthrust
5	45	800	979	95%	930	49	Upthrust

Fuente: Elaboración propia (2019)

⁴ BFPD. - Barriles de Fluido Por Día (agua y petróleo)

⁵ BSW. - Basic Sediment and Water (porcentaje de agua y sedimentos que contiene el crudo)

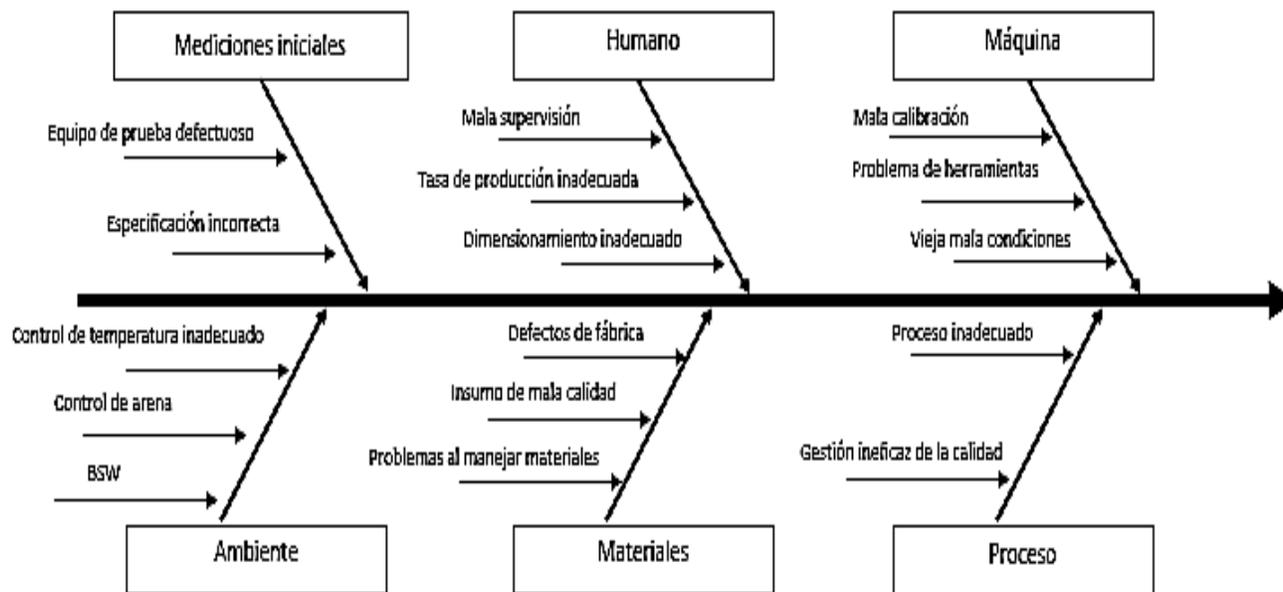
⁶ BAPD. - Barriles de Agua Por Día

⁷ BPPD. – Barriles de Petróleo Por Día

3.3. Diagrama causa – efecto

Al aplicar el diagrama de Ishikawa se puede identificar las causas principales y secundarias de los problemas que pueden propiciar un paro del equipo facilitando el diagnóstico del evento y sobre todo brinda elementos que mejoran el entendimiento de las causas que originan el problema y de esta forma se expondrá una posible solución, la descripción se encuentra en la figura 2.

Fig. 2
Diagrama causa efecto de paros de una BES



Fuente: Elaboración propia (2019)

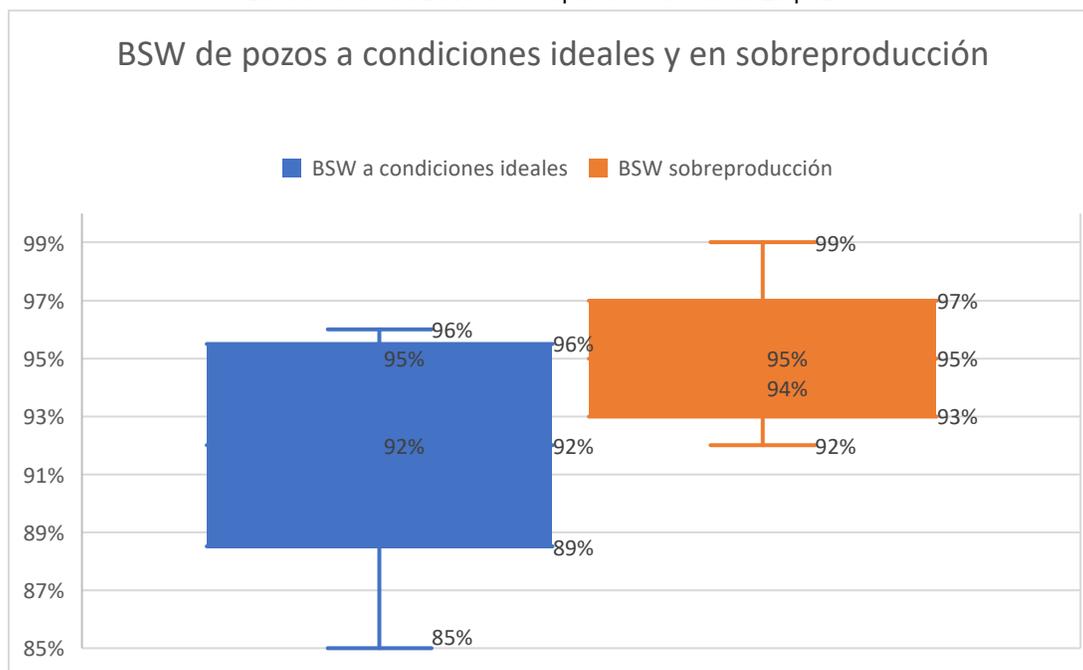
4. Resultados

Se ha tomado información de cinco pozos, y se ha analizado los puntos de operación actual de las bombas, para realizar una comparación con los valores de diseño, y determinar en qué estado se encuentra cada pozo dentro del campo.

Se plantearon dos hipótesis, la primera hace referencia a la ocurrencia de fallas en función del BSW y la segunda hipótesis se basa en la ocurrencia de fallas a causa de los BFPD, de esta forma se pretende determinar en qué escenario se propicia una ocurrencia de falla en los equipos BES.

La figura 3, da un primer plano del estado actual de los diez pozos, a primera vista encontramos que los pozos con sobreproducción tienen un BSW más alto que aquellos pozos que están operando a condiciones ideales.

Fig. 3
Distribución del BSW en el espacio muestral de 10 pozos



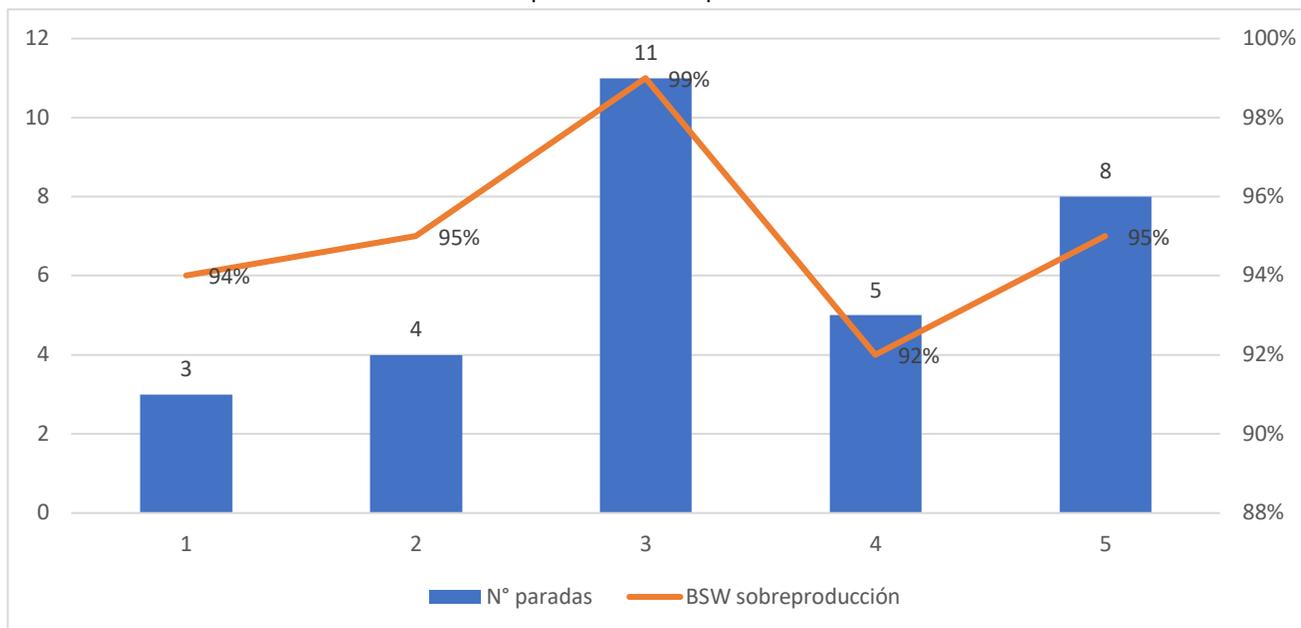
Fuente: Elaboración propia (2019)

4.1. Análisis de fallos relacionados al BSW

Los datos demostraron que en los 5 pozos ideales el BSW promedio se ubica en el 92% y en los pozos con sobreproducción el BSW promedio está en torno al 95%, esto quiere decir que estos últimos tienen un mayor corte de agua, al contrastar estos valores con la presencia de fallos se determina que el BSW alto genera un mayor número de fallos, en realidad este sutil paso de un BSW de 92 % a 95 % crea una marcada diferencia, lo que indica que este es un punto crítico, es decir que al sobrepasar este límite de BSW se encontrará un 40% más de paros de los equipos BES, esto se puede verificar en la figura 4 en los que al 95 % de BSW se registran 11 paradas, siendo el valor más relevante por el número de paros del equipo. Hay que denotar que este comportamiento se evidencia únicamente cuando existe sobreproducción, en otras palabras, el BSW se vuelve crítico cuando la bomba está trabajando con un caudal mayor para el que fue diseñado.

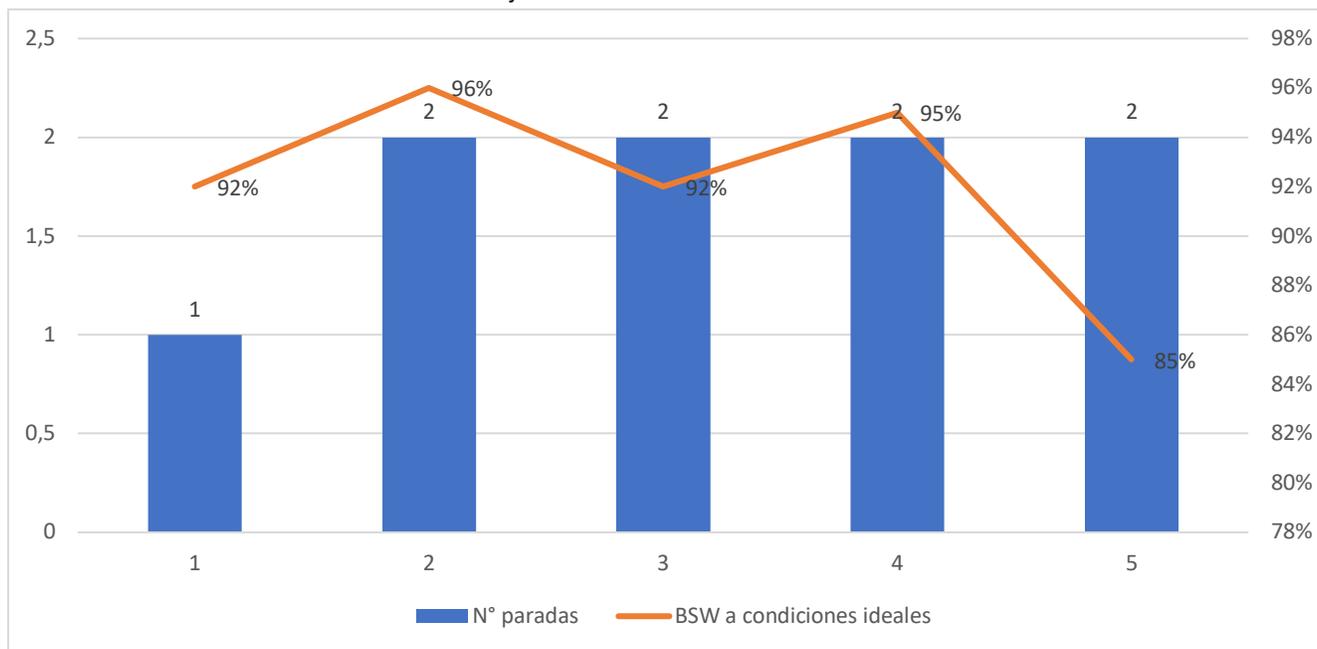
Pero la afirmación anterior no se puede aseverar cuando se analizan los datos de producción de los equipos a los que llamamos ideales en donde el valor de BSW supera el 92 % sin embargo este no influye en la aparición de fallas, por el contrario, los niveles más bajos de paros de las BES se sitúan en este escenario, mirar la figura 5, lo que permite confirmar que el BSW cumple un papel fundamental en función del caudal final de producción.

Fig. 4
Paradas de equipo BES vs. BSW
en pozos con sobreproducción



Fuente: Elaboración propia (2019)

Fig. 5
Paradas de equipo BES vs. BSW en pozos que
trabajan a condiciones ideales de diseño

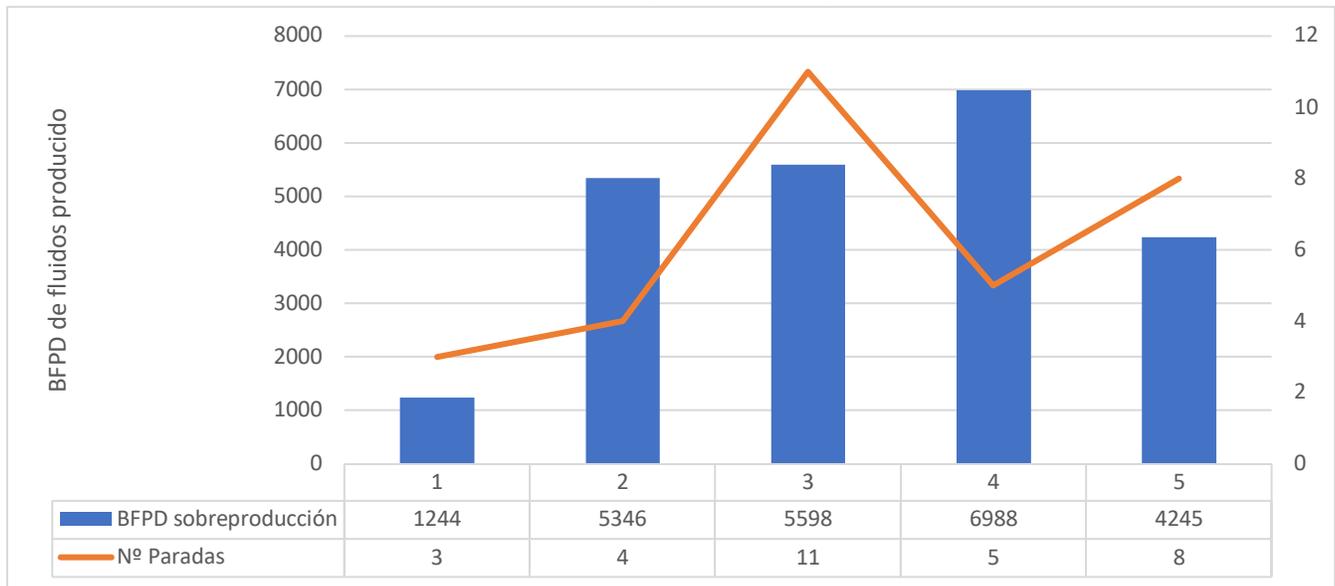


Fuente: Elaboración propia (2019)

4.2. Análisis de fallos relacionados a la sobreproducción

Un complemento del análisis anterior es contrastar los barriles de fluido producido por día con la ocurrencia de fallos, en este punto se debe tener una consideración, los equipos se los ha separado en 2 grupos, los 5 primeros pozos están operando en sobreproducción, en este grupo es evidente como la ocurrencia de fallos incrementa notablemente, lo que permite afirmar que cuando forzamos los equipos a trabajar con una tasa de producción superior a la de su diseño óptimo es inevitable el incremento de un paro no programado (ver figura 6). Los siguientes 5 pozos manejan una tasa de producción dentro del rango de operaciones para el que fue diseñado lo que induce un menor número de paros de los equipos BES (ver figura 7).

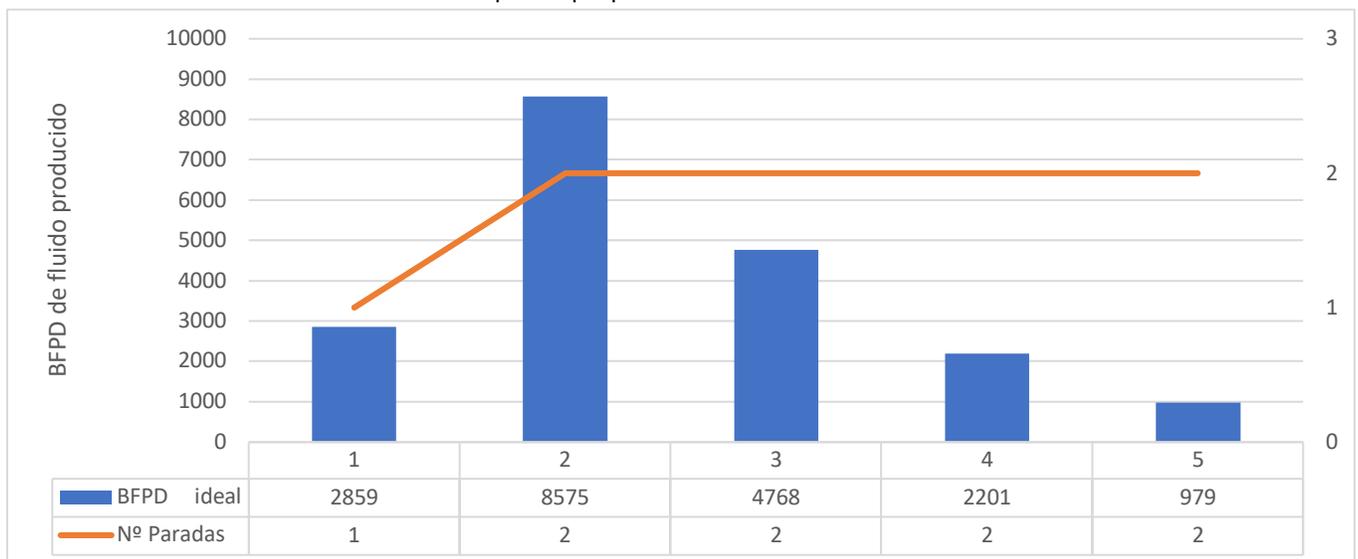
Fig. 6
Paro de BES vs BFPD en pozos con sobreproducción



Fuente: Elaboración propia (2019)

Fig. 7

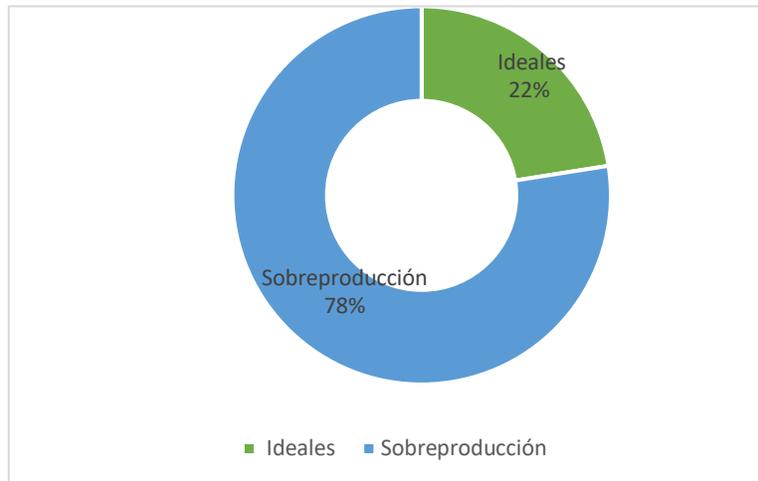
Paros BES vs BFPD en pozos que producen en condiciones ideales de diseño



Fuente: Elaboración propia (2019)

La figura 8, en términos generales nos permite constatar que cuando los equipos están trabajando con caudales superiores a su capacidad de diseño generan un 78 % más de fallos que cuando se encuentran en un funcionamiento ideal.

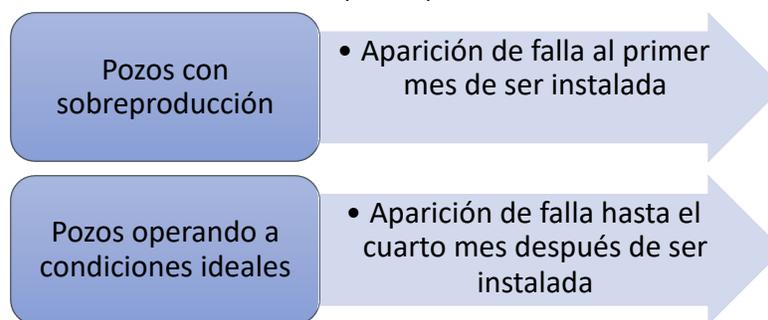
Fig. 8
Comparativa de paradas entre pozos que producen en condiciones ideales y en sobreproducción



Fuente: Elaboración propia (2019)

Existen conclusiones que también se evidencia en el registro temporal de las fallas, es aquí donde la tendencia hasta ahora marcada por la sobreproducción se mantiene, y es que se estableció que las paradas más próximas en pozos ideales son en los 4 meses próximos a su instalación, mientras que para un pozo con sobreproducción la parada se da al mes de su instalación, debido a que en las locaciones no se posee las condiciones para abastecer y tratar el agua total extraída.

Fig. 9
Paros de equipos BES vs tiempo de operación



Fuente: Elaboración propia (2019)

5. Conclusiones

El efecto del BSW solo cobra notoriedad cuando la bomba está trabajando en sobreproducción, en este escenario el incremento del agua puede significar hasta un 40 % aumento de paros en los equipos.

La principal causa de generar los paros en los equipos es la sobreproducción, esto queda demostrado al contrastar los datos operativos de producción BFPD con los paros de las BES.

En sobreproducción al pasar el BSW de 92% a 95% se incrementan las posibilidades de provocar un paro del equipo BES.

En equipos con sobreproducción los paros prematuros aparecen al mes de ser instados los equipos, pero en las BES en operaciones a condiciones ideales este tiempo se ve aplazado y los paros aparecen recién hasta el cuarto mes.

De acuerdo a lo enunciado anteriormente, el criterio de diseño en muchas operaciones se basa en que el punto inicial de operación debe de ubicarse en el medio de la curva de comportamiento que presentamos como ejemplo, pero del análisis teórico y las simulaciones que se hacen con los softwares comerciales a los resultados prácticos y reales en la operación, difiere mucho y esto hace que el punto inicial de comportamiento de la bomba se desplace hacia la derecha o a la izquierda, dependiendo de los factores y condiciones del pozo que generan una variación.

Referencias bibliográficas

- Alhanati, F., Solanki, S., & Zahacy, T. (2001). *ESP Failures: Can We Talk the Same Language*. Houston: SPE.
- Bremner, C., Harris, G., Kosmala, A., Nicholson, B., Ollre, A., Pearcy, M., Solanki, S. (2007). *Tecnologías en evolución de Bombas Eléctricas Sumergibles*. Alberta: REDA.
- Barinaga, A., Ibarra, G., Peñalva, I., Olondo, K., Alegría, N., Larreategui, A., Garay., (2010). *Máquinas Hidráulicas Colección de Problemas*. Bilbao: Universidad de del País Vasco.
- Fernández, P. (2006). *Bombas centrífugas y volumétricas*. España: Universidad de Cantabria.
- Martínez, A., Galindo, J., Archila, A., & Guzmán, A. (2009). *Nueva Tecnología de Bombas Electrosumergibles para Aumento de Extracción en Pozos por Alta Carga en Ejes Convencionales en Campo Tello*. Bogotá: ACIPET.
- Pflueger, M. (2011). *Electrical Submersible Pump Survival Analysis*. Houston: Texas A&M.
- Ramírez, M. (2004). *Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting*. Caracas: ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING.
- Ruiz, C., & Roman, H. (2009). *Estudio de la Eficiencia Operativa de las Bombas Eléctricas Sumergibles (BES) en el campo V.H.R. en Base a las Curvas de Operación*. Guayaquil: ESPOL.
- Sawaryn, J., Grames, K., & Whelehan, O. (2002). *The Analysis and Prediction of Electric Submersible Pump Failures in the Milne Point Field, Alaska*. Alaska: SPE International.