

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE: 10 AÑOS DE EXPERIENCIAS EN LA CUENCA NEUQUINA

Autores: Weber Gabriel; Montiel Carlos; Hernandez Jonathan; Guevara Ruben, Pluspetrol S.A. - Ricardo Carrizo, Backer Hughes.

Sinopsis

Se ha realizado un estudio de campo sobre 155 pozos con sistema de bombeo Electro-sumergible (BES) que operan en la cuenca neuquina. Los análisis se basan en los datos de pozos de los últimos 10 años de operación. El propósito de este estudio fue describir todas las lecciones aprendidas, para comparar la eficacia de la explotación, y establecer oportunidades de optimizaciones.

El sistema BES merece esta discusión ya que consume el 80% de la energía generada y representa una parte importante del costo Operativo de extracción.

Este artículo presenta el camino tomado por Pluspetrol en los últimos diez años para acompañar a los avances en el desarrollo de campos maduros en etapa de recuperación secundaria, en parte, por el BES. Por otra parte, es importante mencionar que en Argentina el 80% de los pozos productores de petróleo tienen caudales inferiores a 75 m³ / d (~ 470 bpd) del total de líquidos. Debido a esto, el predominante ALS es Bombeo Mecánico (SRP). Debido al constante crecimiento de proyectos de Recuperación Secundaria, el parque de BES instalado en Argentina está creciendo, es causa de debate el futuro de los Campos desde el punto de vista de Costo Operativo y Tiempo de Vida esperado para el sistema BES.

Los aspectos desarrollados son la selección de equipos de fondo y superficie, volumen de gas, producción de arena / sólido, corrosión y tratamiento de Incrustaciones, monitoreo y seguimiento, lecciones aprendidas, la adquisición de equipos y algunos casos especiales. El documento describe las áreas en las que la compañía ha puesto esfuerzo por mejorar el Tiempo Medio antes de fallos (MTBF). Por otra parte, se discute los aspectos que deben mejorar se con el fin de optimizar el sistema general técnico-económica BES.

Introducción

Argentina cuenta con cinco cuencas productivas distribuidas a lo largo de todo el país (ver figura 1). En ellas se encuentran más de 290 áreas concesionadas con más de 1000 Yacimientos y más de 60 Compañías Operadores. Del total de Yacimientos petrolíferos, un elevado porcentaje se encuentra bajo desarrollo de recuperación secundaria. Todos estos campos requieren de un progresivo aumento de la producción de fluidos conforme disminuye el petróleo móvil y residual en la roca reservorio. Este comportamiento requiere de sistemas de extracción de mayor capacidad de volumen de extracción manteniendo acotado los costos operativos.

Específicamente dentro de la Cuenca del Neuquén se tienen yacimientos petrolíferos cuyas formaciones productivas se encuentran entre 600 y 3000 mbbp. Fluidos con variada concentración de iones y cationes con tendencias incrustantes y corrosivas; porcentajes de agua en constante crecimiento. Estas variables generan diferentes escenarios de optimización pero con el mismo objetivo de aumentar la eficiencia energética basada en Hidrocarburos.

Este trabajo presenta el camino recorrido por Pluspetrol en los últimos diez años, dentro de la cuenca neuquina, para hacer frente al avance en el desarrollo de campos maduros bajo recuperación secundaria, en parte, mediante el Sistema de Extracción Artificial (ALS) por Bombeo Electrosomergible (BES). Asimismo contiene aspectos técnicos que podrían resultar básicos para Especialistas del Sistema y poco reveladores, solo se pretende compartir los antecedentes de evolución para que sean discutidos con miembros de campos de similares características.

En argentina¹ el 80% de los pozos productores de petróleo tienen un caudal inferior a 75 m³/d (~470 bpd) de fluido total. Debido a esto el sistema de extracción predominante es el Bombeo Mecánico (BM) (ver gráficos 1 y 2)

¹ Fuente: Secretaría de Energía <https://www.se.gob.ar/datosupstream>

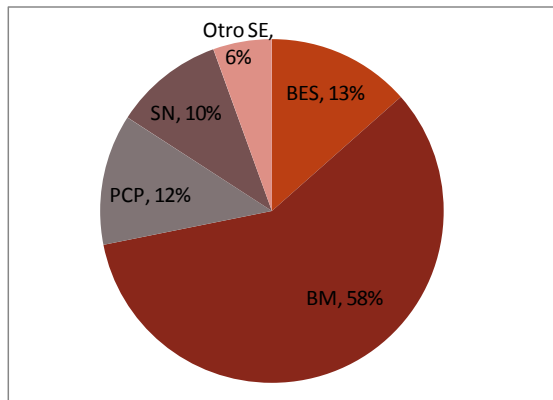


Gráfico 1 Argentina – ALS instalados

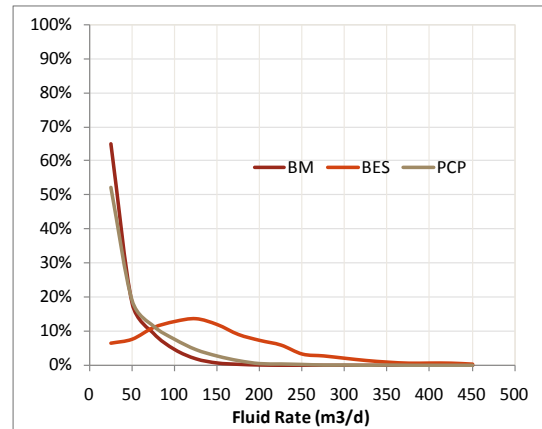


Gráfico 2 Argentina. Rango de caudal x ALS

Para Pluspetrol-Argentina el 80% de los pozos productores de petróleo también tienen un caudal inferior a 75 m3/d (~470 bpd) de fluido total. Sin embargo, el sistema de extracción predominante es el Bombeo de Cavidad progresiva (PCP) (ver gráficos 3 y 4).

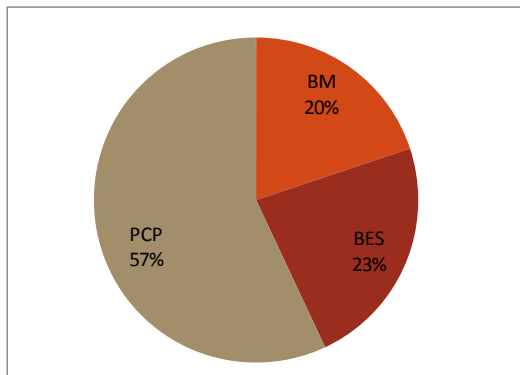


Gráfico 3 ALS instalados

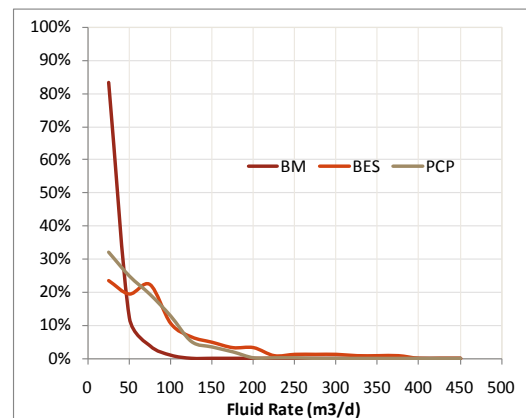


Gráfico 4 Rango de caudal x ALS

Las áreas de la cuenca neuquina en explotación incluidas en el presente trabajo, se basan en reservorios clásicos constituidos principalmente por areniscas, areniscas conglomerádicas y conglomerados de origen eólicos y fluvial a deltaico, caracterizados por su porosidad de origen primario con diferentes grados de influencia diagenética. La mayoría de los campos se desarrollaron inicialmente por expansión monofásica y actualmente se encuentran bajo recuperación secundaria; Por otro lado, se tiene un yacimiento que todo su desarrollo fue por empuje hidráulico de acuífero.

En esta área se tiene pozos verticales, horizontales y direccionales. Debido a condicionamientos en el desarrollo de los últimos años, los planes de perforación contienen mayormente pozos desviados del tipo S. Este diseño de pozo restringe el uso de Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) con partes móviles y expuestas a esfuerzos de fricción. Los pozos se construyen con casing de producción de 5 ½ o 7 pulgadas y zapatos en profundidades de 1000 a 3500 md (no tvd). En la mayoría de los casos los reservorios son estimulados con varias etapas de fracturas hidráulicas (entre 200 y 1000 sks por etapa y 8 ppg de concentración máxima) con operaciones de Plug and Perf.

El rango de caudal bruto producido con BES está en el rango de 30-400 m3/d con porcentajes de agua superiores a 90%. Se produce gas asociado en caudales inferiores a 7000 sm3/d.
Sistema BES como conjunto – El sistema BES fue creciendo (ver gráfico 5) y se fue desarrollando a medida que iban apareciendo diferentes desafíos tanto tecnológicos como económicos, es al día de hoy que el sistema BES es

parte importante dentro de los diferentes sistemas de levantamiento artificial para producir los campos de Pluspetrol.

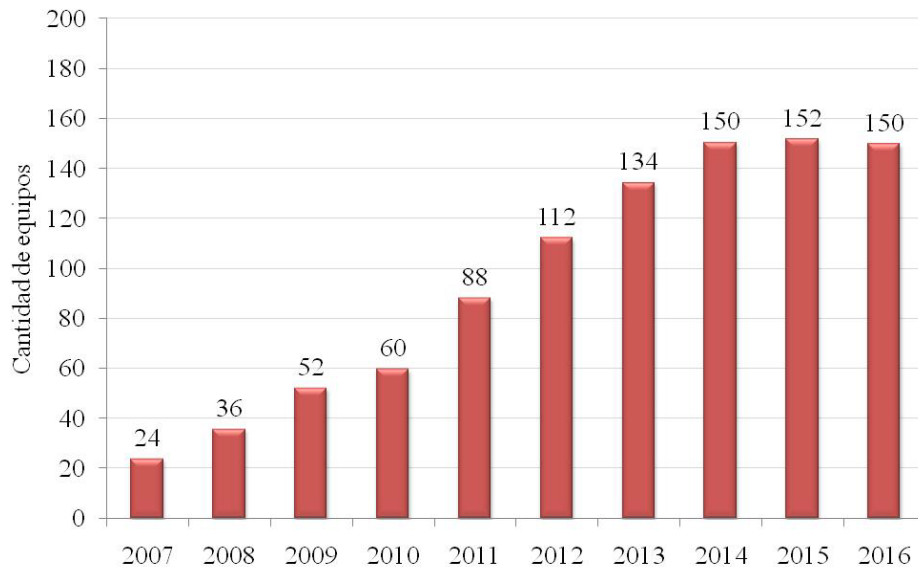


Gráfico 5 Evolución del Parque BES

Diferentes modelos o combinaciones de componentes del sistema BES se fueron utilizando para lograr la mejor alternativa tanto tecnológica como económica, es así que se fueron definiendo equipos tipos que permitieron barrer la producción en diferentes rangos de caudales y en diferentes diámetros de casing.

La primer gran división se produce en la selección del equipo en función del diámetro del casing, los disponibles a continuación:

Diametro	Cantidad	
7"	91	61%
5 1/2"	59	39%

Los indicadores más representativos (ver grafico 6) de la performance del sistema son, por un lado el índice de Falla Operativa o Índice de Pulling y, complementariamente, el tiempo medio entre fallas o MTBF por sus siglas en ingles. El conjunto BES de fondo ha encontrado, durante los últimos años, un techo en el IF de 0,22 ppa (línea bordo) mientras que inicialmente se tenía un valores superiores a 0,6 ppa. Reducir la brecha entre el índice de falla del conjunto de fondo y el índice de intervención total (línea negra) implica mitigar las fallas en tubing y las intervenciones para adecuar el sistema por operar fuera del rango optimo.

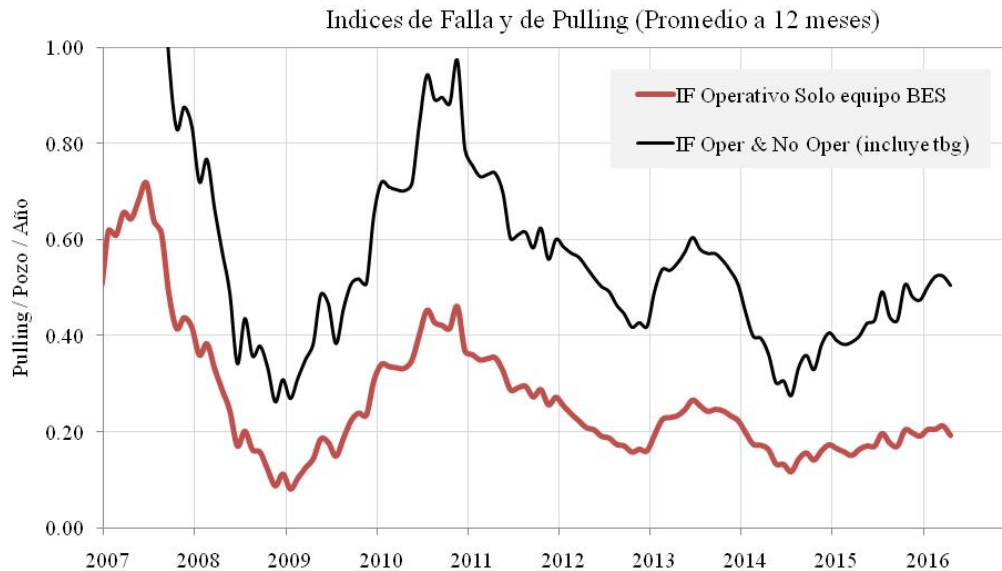


Gráfico 6 – historia de Índice de Fallas

Una forma alternativa e interesante para graficar la evolución temporal en el tiempo medio entre fallas se basa en análisis estadísticos (Bailey W. 2006) que permiten conocer las expectativas de vidas de los equipos tanto para fallas operativas como debido a intervenciones No Operativas.

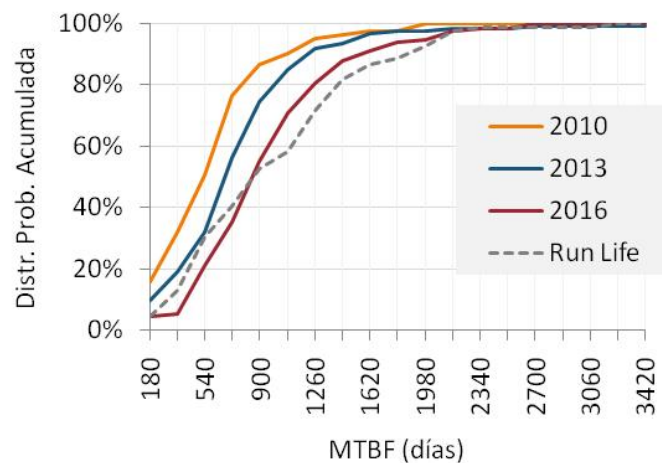


Gráfico 7 – Evolución estadística del MTBF

MOTOR. Como se observó anteriormente existen diferentes modelo de pozos, profundos y poco profundos, con elevada/media y baja temperatura, gas, incrustaciones, diferentes cortes de agua, etc. todas estas variables hacen que se deba seleccionar un equipo que permita su versatilidad de instalación y cumpla con la función dentro del sistema sin problemas, asegurando la mayor vida útil. Parte importante de esta selección es la estandarización, de esta manera se asegura una rápida respuesta ante grandes demandas.

CSG 5 1/2"	CSG 7"
38HP	
60HP	140HP
113HP	210HP
180HP	280HP

Todos los motores utilizados son de inducción trifásicos de dos polos que giran a 3600 rpm a 60Hz.

Los motores se seleccionan en función de su diámetro, su potencia en relación a la temperatura de operación y la metalurgia. Los estándares que se seleccionaron para la operación de estos campos son:

Se comenzó utilizando equipos con housing de acero al carbono, luego hubo una transición para comenzar a utilizar pintura epoxica en su exterior y prevenir los ataques por corrosión. Principalmente se trata de utilizar motores de baja corriente y alta tensión para reducir las caídas de tensión en el cable de potencia que alimenta al motor, es por ello que hay disponibles motores con tensiones de operación que van desde los 688 VAC hasta 2288 VAC, y corriente nominales desde 25A a 81A.

Asimismo se introdujo nuevas tecnologías en motores, esta nueva tecnología mejoro la potencia disponible y extendió la vida útil del sistema, el desarrollo tecnológico hizo hincapié en una mejora en la disipación de calor para alcanzar mayores potencias y regímenes de trabajo. La temperatura máxima que soportan estos motores es de 356°F (180 °C).

Las profundidades de asentamiento se pueden separar en dos grupos: 1000 mts, y 2500 mts dónde están ubicados la mayoría de los motores, a continuación el detalle en función de los motores utilizados.

Profundidad	Cantidad			Serie 450		Serie 562	
1000 m	66	44%	>>>>>>	63	85%	3	4%
2500 m	84	56%		11	15%	73	96%
Total	150			74		76	

NOTA: Por la baja temperatura de los pozos de 1000m, aproximadamente 50°C, es posible utilizar los motores de 4,50” en casing de 7” sin la necesidad de camisa de refrigeración.

El promedio de vida de los motores que fallaron es de 1344 días y representan el 10% del total de las fallas Operativas del Sistema.

Solo el 20% de los motores corriendo fueron reinstalados. El objetivo es crecer en este porcentaje aplicando un proceso de inspección previo a la reutilización de los mismos.

SELLO – Partiendo del concepto de este componente en donde su función es:

- Proveer volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor.
- Igualar la presión en la cavidad del pozo con el fluido dieléctrico del motor.
- Proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo.
- Absorber el empuje axial descendente de la bomba.

Como estará sometido a diferentes entornos de operación, se ha seleccionado a lo largo de estos años los mejores diseños para asegurar una larga vida útil. La selección se divide en función de la profundidad de instalación y su exigencia.

Para pozos de hasta 1000m de profundidad se utilizan sellos singles de 3 cámaras conformado por dos laberintos y una bolsa desde el motor hacia arriba. Para los pozos más profundos de 2500m en donde las exigencias son mayores se utilizan sellos tándem en configuración dos laberintos, una bolsa y tres laberintos.

No se han detectado fallas debido a la mala operación de este componente. Si bien en algún momento de la historia se hizo uso de la reutilización de este componente actualmente en todas las intervenciones se cambia por uno nuevo.

SEPARADOR. A través del tiempo se puede mostrar y confirmar que se ha evolucionado con éxito disímil en las acciones tomadas para optimizar y manejar pozos que producen fluidos con alto contenido de gas. Se ha logrado buena operación y manejo en pozos con altas relaciones gas líquido. En un mismo pozo se pueden observar comportamientos y reacciones diferentes a las acciones tomadas en la búsqueda de optimizar la operación del sistema en pozos con alto contenido de gas.

La presencia de gas libre en los fluidos producidos es problemática y tiene un efecto perjudicial en el comportamiento de las bombas electrosumergibles. El problema observado es un deterioro progresivo de la altura de elevación y flujo con el incremento del caudal de gas. El fluido gaseoso también afecta al motor y la sección sellante. La mezcla de petróleo, agua y gas tiene un menor coeficiente de transferencia, por lo tanto motor y sello

operaran más calientes.

El gas incrementa el volumen de fluido que la bomba debe manejar; causa anomalías de flujo en el impulsor; baja la densidad media del fluido, entre otras. Por lo tanto el objetivo debe ser: **evitarlo - separarlo - manejarlo**.

Estas tres técnicas fueron empleadas en los diferentes pozos, encontrando los mayores desafíos en aquellos profundos de 2500m en donde entra en juego principalmente la refrigeración de los motores al producir estos fluidos.

EVITARLO: aunque fue probado con poco éxito debido a los aumentos de temperaturas, se puede optar por ubicar la entrada de la bomba debajo de los punzados, para aprovechar la separación natural de gas y líquido; En este caso se necesita una camisa de refrigeración para el motor.

SEPARARLO: en un principio se utilizaron las tecnologías disponibles, los separadores de gas rotativos con rotor de paletas, luego fueron reemplazados con mucho éxito los separadores de gas con vórtice.

MANEJARLO: se fueron aplicando diferentes técnicas y empleado las tecnologías disponibles, en algunos casos fue necesario trabajar aumentando la presión de entrada a la bomba para reducir el volumen absoluto del gas, también se utilizaron diseños con bombas tapered, utilizando una bomba de mayor caudal debajo de la productora principal para generar una compresión del gas y licuarlo. En condiciones más severas se buscaron otras soluciones colocando una bomba con un diseño especial para comprimir y manejar el gas. También se hizo uso del empleo de los variadores de frecuencia o controladores de velocidad para mejorar la circulación del fluido con el gas asociado aumentando la frecuencia.

En un principio se utilizaron separadores de gas con rotor y bombas tapered inclusive con manejadoras de gas MVP, posteriormente se evoluciono a los separadores de gas con vórtice, mejorando notablemente la eficiencia de separación lo que permitió dejar de lado la utilización de las MVP y reducir los diseños a bomba tapered comunes y en algunos casos hasta no utilizar este arreglo.

Actualmente el 84% de los diseños se encuentran con separadores de gas con vórtice y el resto con admisión.

El 56% de los diseños se conforma en configuración con bomba tapered.

La utilización de la correlación de Turpin nos permitió determinar el comportamiento de la bomba en pozos con alto volumen de gas libre.

En la simulación, considerando el gas libre en la entrada de la bomba, luego de haber pasado el fluido por el separador de gas, se puede obtener la zona de operación, estable o con interferencia potencial. Esto permite analizar la utilización de una bomba de flujo radial que maneja hasta el 10% de gas libre, bomba de flujo mixta que maneja hasta el 15% de gas libre, en configuración tapered con bomba común o con bomba manejadora de gas MVP para mayores porcentajes de gas libre.

Una curva de decisión se muestra a continuación, por debajo de la línea azul, el arreglo con bombas estándar no tendrá problemas con el gas, por arriba, pero por debajo de la verde la manejadora de gas MVP, podrá lograr un funcionamiento estable, por arriba de la verde es necesario hacer uso del resto de la técnicas para manejar el gas presente en el sistema.

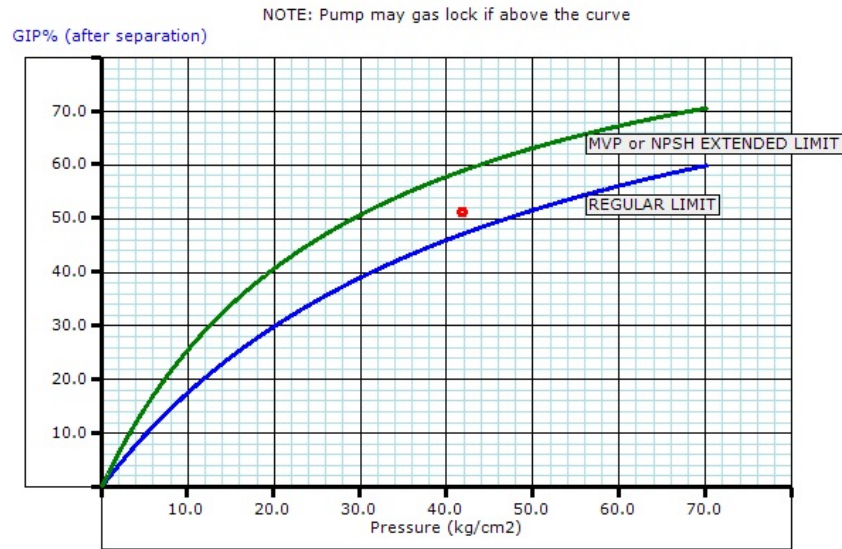


Gráfico 8 Correlación de Turpin

BOMBAS – es uno de los componentes principales del sistema y existen diferentes modelos y configuraciones que se adaptan al medio en donde van a operar. En este apartado no se explicara el principio de funcionamiento de la misma sino su aplicación y los modelos que se seleccionaron para estos yacimientos.

Si bien se ofrecen en diferentes medidas ya sea para casing de 5 1/2” o de 7”, a lo largo de los años se estandarizo en el modelo de 4”, serie 400, con toda la variedad para cubrir los caudales presentes entre 30m³/d - 400m³/d y una configuración que permite una operación con la estabilización que se requieren en los pozos actuales.

Los modelos que actualmente se encuentran operando son:

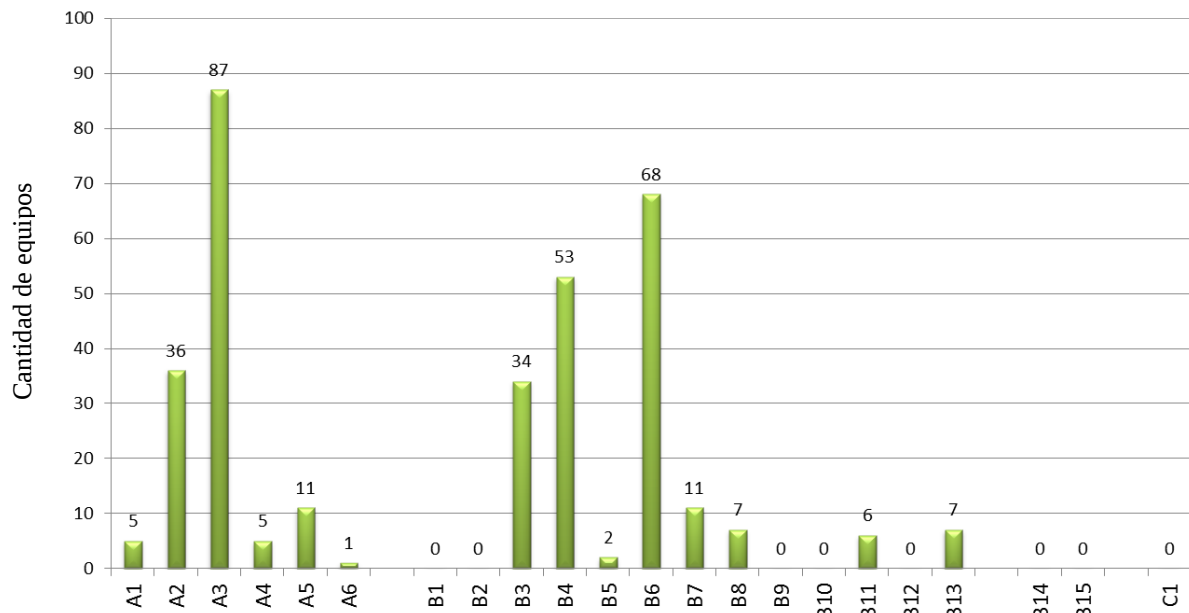


Gráfico 9 Distribución de los modelos de Bombas

En la gráfica se representa 3 generaciones de modelos de bomba que fueron utilizadas en los diferentes yacimientos a lo largo de la historia.

Las obsoletas “C”, que hace referencia a las primeras bombas utilizadas.

La segunda generación “B”formaron parte importante del desarrollo en la producción de los pozos. Las bombas manejadoras de gas, si bien se probaron con muy buenos resultados no fueron imprescindibles con la llegada del

separador de gas con vórtice, ya que una bomba tapered estándar cumplía con el objetivo a un menor costo.

La última generación “A”, en donde el objetivo fue reemplazar las bombas de la segunda generación con las nuevas. Su característica principal es que trabaja de forma más estable con un mayor rango de producción, Esto permite, además de todos los beneficios que se lograron en la reducción del consumo de energía por cambiar la geometría, reducir los modelos empleados achicando el Stand by requerido y mejorar los tiempos de respuesta en la entrega.

Si tuviéramos que trazar en el tiempo el estadio de cada generación sería 5% la primera generación “C”, 85% la segunda generación “B” y 10% la tercera generación “A”.

Actualmente se utiliza una configuración que se adapta correctamente a la severidad de los pozos, son bombas de etapas flotantes, con desplazamiento longitudinal sobre el eje limitado entre los difusores, no requieren ajustes en la instalación y esto permite que los esfuerzos se descarguen sobre el housing y no perjudiquen la zapata tanto del Sello como la del motor a diferencia de otras configuraciones que si lo hacen. Si bien hay varios tipos de estabilización, se utiliza un término medio con soporte radial cada tres etapas (1:3) y buje o manguito bridado cada nueve etapas (1:9) en el modelo Generación A y en el resto de los modelos (1:5).

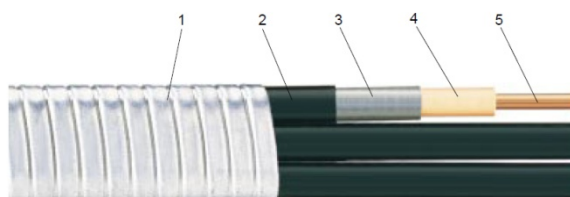
En cuanto a la metalurgia, al igual que los motores se comenzó utilizando acero al carbono y luego con recubrimiento epoxi para minimizar los ataques por corrosión.

El promedio de vida de las bombas que fallaron es de 833 días y representan el 43% del total de las fallas, principalmente por incrustación ya sea por obstrucción, corte de eje o atascamiento.

Por ser el componente con mayor afectación, solo el 10% del parque fueron reinstaladas.

CABLE DE POTENCIA – A lo largo de la historia se utilizó cable plano, se destacan principalmente 2 modelos claramente definidos, por un lado los cables sección #4 AWG sin capilar y recubrimiento de plomo para los pozos con 2500m. Las características del cable empleado permiten una reducción en la caída de tensión, operan con las temperaturas presentes y se utiliza plomo por la importante presencia de gas libre. Y los cables de sección #6 AWG para los pozos de 1000m, en donde las potencias son menores al igual que la exigencia en temperatura, se mantiene el plomo como parte vital de su estructura debido a la presencia de gas. Se realizaron pruebas de cables sin plomo los cuales salieron perjudicados por la presencia del gas.

- 1- Armadura de acero galvanizado
- 2- Chaqueta de tela
- 3- Chaqueta de plomo
- 4- Aislación de EPDM
- 5- Conductor de cobre



Aun no se termina de definir la vida útil de los cables, luego de 10 años la estadística muestra que solamente el 8% de la longitud total del cable debe ser reemplazada, prácticamente coincide con la porción de cable que se encuentra en sumergencia. El resto del cable se reinstala luego de una inspección.

Para minimizar los efectos por desbalances de corrientes en las tres fases debido a la inducción mutua en los pozos de 2500mts, se realizan dos empalmes de transposición cada 1/3 de la longitud.

VÁLVULA DE RETENCIÓN La tubería de producción utilizada en pozos con BES es 2 7/8” J55 6,4 lb/ft 8RD EUE Normalizado. Se complementa la instalación con un niple asiento perfil interior es de 2,25 pulgadas cuyo material es AISI 4140. Originalmente, este niple se ubicaba 4 tubings por encima de la descarga, luego se minimizo esta longitud y cantidad de tubing a tan solo un Trozo de Maniobra (Pup joint) de 8 pies con el objetivo de reducir la cantidad de uniones que no podían ser chequeadas en un prueba de hermeticidad contra este Niple. Estas pruebas se realizan alojando una check valve (standing valve 2 ½”). No suele utilizar válvulas de drenaje. Hubieron números casos donde la pérdida de hermeticidad se encontró entre la descarga del equipo y el niple asiento, no pudiendo verificar la rotura con el uso de un tapón de Flowcontrol, para tal fin se planteó la necesidad de diseñar la descarga del equipo BES con perfil para Flowcontrol.

Solo en zonas particulares se viene utilizando con buenos resultados revestimiento interior de tubing con pintura EPOXI reduciendo el índice de falla por corrosión en Tubing. Actualmente la temperatura admisible de este recubrimiento de aplicación líquida es de 90°C. Si bien aún no se tiene un estudio de sustento, las primeras conexiones son armadas con Grasa Sellante debido a que encontraron Roscas barridas por efecto corrosión-erosión.

SENSOR DE FONDO – Se lo utiliza principalmente para optimizar la explotación del pozo a través de la presión de admisión a la vez que se cuida la operación del equipo BES mediante el monitoreo de la temperatura del motor. Las variables de fondo que se monitorean mediante el empleo de sensores, son principalmente tres, presión de succión, temperatura de succión y temperatura de aceite de motor. Hay opcionales como la presión de descarga y en algunos casos están disponibles las vibraciones en los ejes X e Y. El rango admisible de temperatura es de 0-150°C y el de presión es de 0-5000 psi.

No se han implementados sensores que miden presión de descarga por su alto costo, si bien estos ayudarían a detectar anomalías en la cañería de producción, las prácticas de campo permiten una rápida detección y definición.

Actualmente el 95% de los pozos se encuentra operando con sensor de fondo y se está trabajando en un sistema Scada para lograr una eficiente optimización y detección de problemas en los pozos en tiempo real.

La reutilización de este componente es alta y es una práctica común. La reinstalación y la posible falla no impide que el equipo BES siga operando sin problemas, son pozos conocidos por lo que no se encuentran mayores problemas.

CENTRALIZADORES – Por ser instalaciones en pozos desviados y con transiciones en su trayectoria en algunos casos muy severas, se han desarrollado varios tipos de centralizadores para casing de 5 ½" y 7". En los pozos desviados los que mejor resultado dieron son largos de hasta 50-60cm en punta, esto permite orientar y centralizar el pasaje de la BES en las transiciones. Para pozos menos severos se utilizan centralizadores cortos y rectos.

ÁNODO DE SACRIFICIO Los ánodos básicamente protegen una determinada longitud del equipo; la longitud de protección es una función de la intensidad o fuerza del electrolito (fluido del pozo) y el régimen de flujo del fluido, por lo cual el tiempo es variable.

El proveedor dispone de dos tipos de ánodos: de Aluminio y de Zinc (zinc ribbon wrapped steel). Normalmente se utiliza de ALUMINIO de diámetro 3" y longitud 36" (Aproximadamente 6 kg de aluminio).

Geometría: Diámetro 3" (7.6 cm), Longitud 36" (91.4 cm), Volumen 2187.9 cm³

Peso específico 2.7 gr/cm³, Peso 5907.2 gr

Capacidad de corriente 0.34 A*año/kg

Rendimiento 0.9 (90%)

Factor utilización 0.85 (85%)

Intensidad corriente 0.1 Amp

EQUIPO DE SUPERFICIE – Básicamente se han utilizado dos tipos de configuraciones bien definidas, tableros de frecuencia fija y variadores de frecuencia. Se logró un rápido avance en la utilización de estos últimos permitiendo una mejor operación del equipo, además de lograr la máxima explotación del pozo, monitorear mayor cantidad de parámetros y de administrar alamas y protecciones, también contribuyó con la operación de equipos que operan con presencia de gas libre.

Actualmente el 92% de los pozos tienen variador de frecuencia.

En la primera etapa los datos eran registrados mediante una carta amperométrica en papel. Posteriormente se migro de tecnología, lo cual permitió una mejor control digital de los parámetros, y permitía guardar el historial de varios de los parámetros en digital.

Las configuraciones estándar de superficie que se encuentran en campo son:

- Línea de alimentación aérea en 13,2Kv, transformador reductor a la tensión del motor, tablero de frecuencia fija y caja de venteo.
- Línea de alimentación aérea en 13,2Kv, transformador reductor a 480V, variador de frecuencia o variador de velocidad, transformador de salida o elevador que entrega la tensión que requiere el motor y caja de venteo.

La mayoría de los transformadores de entrada son hexafasicos, con arrollamiento de entrada conmutable y dos arrollamientos de salida desfasados 30 grados eléctricos para reducir las armónicas, uno estrella y otro triángulo.

Existen algunas aplicaciones de menor potencia en donde el transformador de entrada es trifásico con un solo arrollamiento de salida, el cual si bien alimenta correctamente al VSD genera mayor cantidad de armónicas, pero como las potencias son bajas se logra una buena relación de costo/beneficio.

La generación de armónicas en la línea principal por trabajar sobre la forma de onda al utilizar variadores de frecuencia es fundamental, ya que esto provoca problemas y sobre costos en el sistema eléctrico.

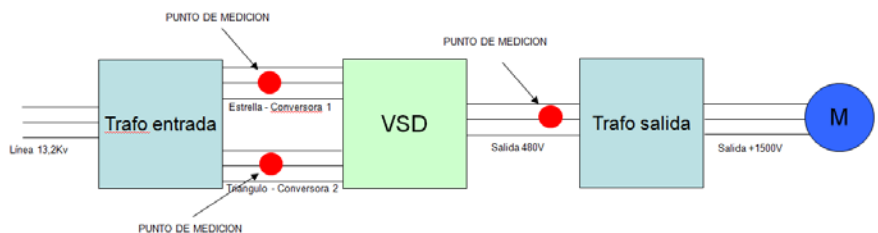
Para ello se realizó un estudio para determinar si las armónicas generadas estaban causando un problema a la línea y si estaban dentro de la tolerancia que establece la norma, menos del 10%.

Las mediciones que se realizaron en campo fueron todas en baja tensión (480V) ya que el instrumento con el cual se realizó el trabajo tiene un rango de operación máximo de 600Vrms.

Habiendo aclarado lo anterior, se comenta que las mediciones se realizaron sobre cada uno de los dos arrollamientos de salida del transformador de entrada, los cuales se conectan directamente a cada una de las etapas convertoras en la entrada del variador y también se realizaron mediciones sobre la salida. El trabajo apuntó a verificar que el VSD no inyecta sobre la línea distorsiones armónicas superiores a lo que establece la norma. Lo ideal sería realizar mediciones de armónicos sobre la línea de alta tensión (13,2Kv) pero para llevar a cabo esta práctica se necesita de instrumentos especiales.

Del estudio realizado se puede concluir que mientras mayor es el porcentaje de carga en el VSD y menor la diferencia de tensión entre la salida y la entrada, **MAYOR** será el factor de potencia y **MENORES** las distorsiones armónicas de tensión y de corriente.

Las tablas a continuación muestran que en promedio, el grupo de pozos analizados se encuentra con una distorsión armónica en corriente del 9,5% y está por debajo de lo que indica la norma.



CONVERSORA 1				CONVERSORA 2				SALIDA				GENERAL	
	PF	TDHu	TDHi		PF	TDHu	TDHi		PF	TDHu	TDHi	% CARGA	Vin - Vout
CE 1011	0.81	14%	35%	CE 1011	0.80	15%	34%	CE 1011	0.74	30%	30%	46%	24 V
CE 1012	0.39	7%		CE 1012	0.92	7%	47%	CE 1012	0.90	31%	16%		-38 V
CE 1015	0.33	3%	33%	CE 1015	0.90	8%	32%	CE 1015	0.78	31%	31%	48%	-22 V
CE 1101	0.86	24%	26%	CE 1101	0.89	24%	27%	CE 1101	0.85	30%	25%	85%	21 V
CE 1167	0.53	15%	24%	CE 1167	0.89	13%	29%	CE 1167	0.93	26%	11%	57%	-10 V
CE 1175	0.98	13%	35%	CE 1175	0.85	12%	35%	CE 1175	0.75	31%	30%	39%	24 V
CE 1227	0.39	23%	23%	CE 1227	0.39	22%	21%	CE 1227	0.81	30%	26%	74%	V
CE 1231	0.92	17%	26%	CE 1231	0.90	18%	27%	CE 1231	0.81	30%	29%	36%	12 V
CE 1247	0.77	23%	29%	CE 1247	0.76	22%	32%	CE 1247	0.71	30%	29%	54%	64 V
CE 1256	0.96	20%	26%	CE 1256	0.74	25%	24%	CE 1256	0.75	31%	30%	57%	61 V
CE 1257	0.96	28%	30%	CE 1257	0.96	25%	29%	CE 1257	0.77	30%	27%	77%	74 V
CE 1259	0.97	21%	28%	CE 1259	0.97	22%	29%	CE 1259	0.80	30%	26%	80%	37 V
CE 1274	0.77	11%	35%	CE 1274	0.76	1%	36%	CE 1274	0.78	30%	28%	53%	55 V
CE 1276	0.86	12%	52%	CE 1276	0.93	15%	52%	CE 1276	0.77	31%	29%	57%	35 V
CE 1283	0.97	24%	32%	CE 1283	0.73	23%	31%	CE 1283	0.76	30%	30%	55%	68 V
CE 1284	0.39	15%	27%	CE 1284	0.39	16%	21%	CE 1284	0.81	31%	26%	81%	-17 V
CE 1285	0.38	19%	29%	CE 1285	0.70	21%	31%	CE 1285	0.70	30%	26%	73%	55 V
CE 1286	0.71	28%	37%	CE 1286	0.70	24%	30%	CE 1286	0.73	30%	33%	60%	30 V
CE 1307	0.97	20%	29%	CE 1307	0.80	22%	30%	CE 1307	0.81	30%	24%	84%	47 V
CE 1312	0.70	20%	37%	CE 1312	0.65	20%	35%	CE 1312	0.50	30%	35%	45%	39 V
CE 1315	0.77	17%	38%	CE 1315	0.70	15%	40%	CE 1315	0.60	30%	36%	29%	47 V
CE 1319	0.80	22%	31%	CE 1319	0.82	19%	30%	CE 1319	0.73	31%	30%	37%	6 V
CE 1321	0.84	21%	32%	CE 1321	0.86	20%	33%	CE 1321	0.78	30%	29%	54%	35 V

0.84	18.4%	31.6%	0.84	17.8%	32.0%	0.76	30%	28%	58%	36 V
-------------	--------------	--------------	-------------	--------------	--------------	-------------	------------	------------	------------	-------------

DATOS EN LA ENTRADA

Factor de Potencia General mayor a 0.84

TDHu - Se estima menor a la norma 5%

TDHi - Se estima menor al 9.5% según especific. VSD.

* Estos valores no se ven reflejados en la entrada.

Tabla 1 Mediciones de campo - Distorsión de Armónicos

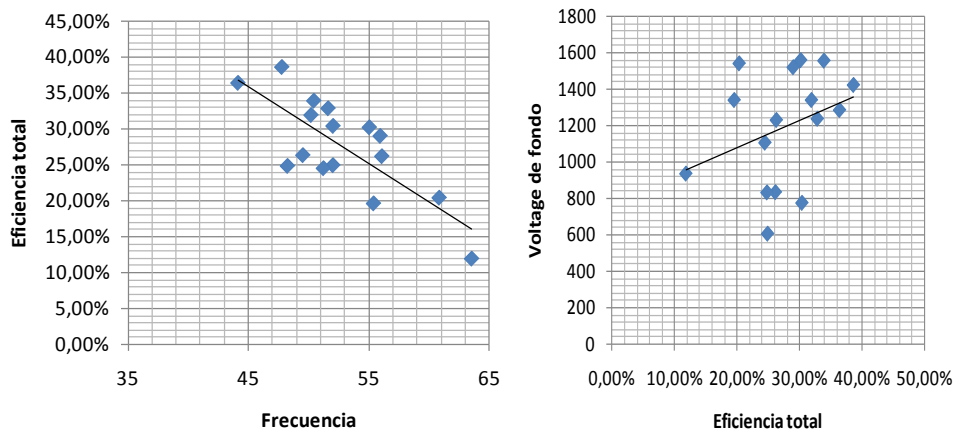
De las lecciones aprendidas, las buenas prácticas de campo a emplear son:

- Principalmente ajustar la tensión de salida próxima a la de entrada.
- Seleccionar el VSD acorde a la potencia de la aplicación.

Según la API RP 11U (1986) la eficiencia del sistema de extracción se define como:

$$Eff_{OV} = \text{Pot Hyd (HP) de salida BES} / \text{Pot entrada (kW) de VSD}$$

Utilizando este parámetro de cálculo se evaluó la eficiencia del sistema como función de la frecuencia de operación y, alternativamente, como función de la tensión del VSD.

**Condiciones del Pozo**

Dentro del amplio rango de variables que condicionan el run life el sistema electrosumergible, corrosión por bacterias e incrustaciones son las principales causas de falla. No existen limitantes por temperatura (60-110°C), CO₂ (0-0.1 %), H₂S (0-1%), grado API (35-41°), no se presenta movimientos de finos y el gas es de niveles medios a bajos (Gipbs<30% & GOR <500 m³/m³)

El porcentaje de agua de producción es superior al 95% en todos los pozos, no existen problemas de emulsión ni parafinas.

Relación Gas-Líquido

Cabe mencionar en esta sección la importancia de estudiar el comportamiento del gas libre en la entrada de la bomba, el cual tiene relación con los pronósticos de la Relación Gas / Líquido. Para pozos en desarrollo bajo Recuperación Secundaria se tiene un constante decrecimiento de la variable GLR, consecuencia directa del aumento de Corte de Agua.

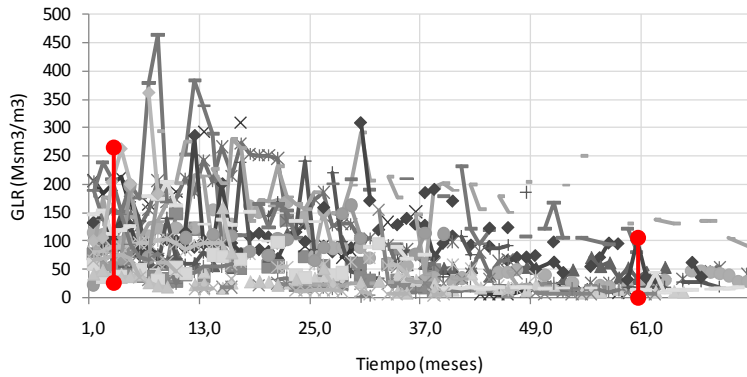


Gráfico 10 GLR vs Tiempo (meses) para el conjunto de pozos con BES

A medida que aumenta la relación volumétrica de la fase gaseosa contra la fase líquida se va reduciendo la eficiencia del sistema de bombeo. Como máximo, este sistema, puede manejar hasta un 20% de fracción volumétrica de gas libre. A continuación se muestra los valores históricos de GIP (%) a una presión de entrada de bomba de 20 kg/cm². Como instalación inicial, el equipo requerirá separador de gas y posiblemente bombas compresoras dependiendo de la eficiencia del separador. Luego de algunos años de producción el porcentaje de gas libre disminuye y se deberá reevaluar los componentes necesarios para manejar el gas. En resumen, en un campo con RS los problemas de gas tienen a disminuir y los equipos BES irán migrando hacia arquitecturas simples de BES.

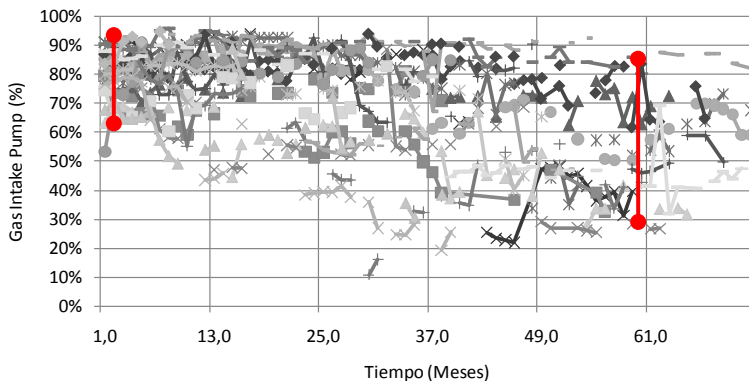


Gráfico 11 GIP vs Tiempo (meses) para el conjunto de pozos con BES

Producción de sólidos

Durante el primer periodo (2004-2008) de utilización de este sistema de extracción se tuvieron frecuentes problemas por devolución de sólidos. El diagnóstico inicial del problema contemplaba, quebrantamiento del agente de sostén, generación de otros finos, Inestabilidad de la fractura y/o régimen de producción. Mediciones de laboratorio permitieron conocer que la granulometría de los sólidos devueltos era más pequeña que la del agente de sostén bombeado (malla 16/30, entre 1,18 y 0,58 mm) durante las etapas de fractura.

Este caudal de sólidos generaba desgastes prematuros, erosión de los componentes, baja eficiencia y atascamiento de los equipos. En esta etapa se tuvieron Índices de Fallas entre 2 y 0.5 ppa; Finalmente esta causa raíz se eliminó por el cambio de tecnología en el agente de sostén de las fracturas hidráulicas.

Se realizaron ensayos para verificar la cantidad de sólidos devueltos en 11 pozos, de forma genérica, en todos se utilizó una agente sostén de cerámica (sin tratamiento de resina). Los gráficos de granulometría que se muestran a continuación muestran que los sólidos devueltos presentaban menor tamaño que el agente sostén bombeado. Complementariamente, y basados en la resistencia mecánica de la arena cerámica, se concluye que se trataba de finos de formación y no de agente de sostén molido por exceso de esfuerzos.

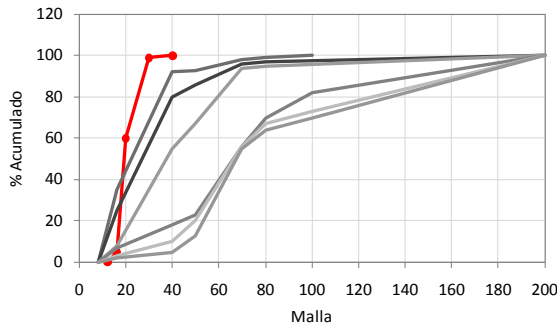


Gráfico 12 Distribución de granulometría de sólidos

Efectos Corrosivos

Estos yacimientos se encuentran en un estado de explotación de recuperación secundaria madura, lo cual trae aparejado problemas de contaminación bacteriana (BRS) y como resultado la generación de H₂S. En ninguno de los yacimientos el H₂S producido es de origen geológico.

En uno de los campos productivos se evidencia criticidad corrosiva asociada a H₂S y a CO₂ en paralelo.

En los diferentes campos, entre el 20% y el 30% de los pozos productores tiene tratamiento integral de corrosión (Biocida + inhibidor de corrosión). Respecto a los inhibidores filmicos, se aplica con dosificación continua (profundidad de 10 mbbp) y recirculado; las BRS se tratan con tecnología de THPS, Glutradheidos y Amonios Cuaternarios con aplicación por batcheo.

Para seguimiento se realiza monitoreo mensual de hierro en solución y pérdida de peso por cupones de corrosión en puente de producción. El rendimiento de los tratamientos químicos se evalúa mediante la medición del residual de inhibidor de Corrosión.

Respecto a la protección el 30% de los pozos tienen protección completa mediante revestimiento interno en tubing y revestimiento externo en el equipo de fondo. Si no consideramos la tubería de producción, el 72% de los equipos de fondo tiene protección anticorrosiva; 16% tiene revestimiento parcial (en uno o varios componentes, pero no en todos) debido a la reutilización de componentes; y solo el 12% no cuentan con revestimiento externo.

Como se muestra en la siguiente grafica histórica, el promedio de vida de los pozos que tuvieron intervenciones por Corrosión ha aumentado considerablemente desde el 2008, llegando a un valor de 950 días. La cantidad de fallas del año 2015 se debió principalmente a falta de hermeticidad en tubing.

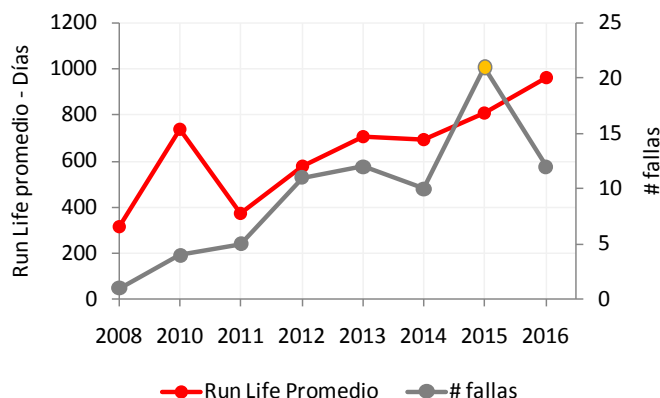


Gráfico 13 Historia de Run Life a la falla por Corrosión

Incrustaciones Inorgánicas

La deposición de incrustaciones inorgánicas en el reservorio, punzados e instalaciones de producción constituyen uno de los principales problemas. En los años '80 y como parte sistema de Recuperación Secundaria, se inyectó agua de un acuífero activo incompatible con el agua de producción, propiciando la formación de incrustaciones mayormente de sulfato de bario (BaSO_4) en formación como así también en las instalaciones y componentes de los sistemas de extracción, fundamentalmente en los equipos BES de alta extracción, que se incrustaban a 60 días de su puesta en marcha. La causa raíz de las incrustaciones se validada con el análisis de malla entre productores e inyectoros.

Por otro lado, existen incrustaciones inorgánicas como Sulfato de calcio (CaSO_4) y carbonato de calcio (CaCO_3) cuya causas típica son los cambios en la presión y temperatura dentro del camino de fluido entre reservorio e instalaciones. Estas tipos de incrustaciones son menos frecuentes y aleatorios desde el punto de vista geográfico.

La evidencia común y clara de este fenómeno se ve en el taponamiento de los difusores de las bombas centrífugas. No han sido recurrentes los problemas de taponamiento de tubing ni reducción de permeabilidad del reservorio productivo.

El siguiente grafico muestra la evolución positiva para el tiempo medio entre fallas (MTBF) cuya causa raíz se relaciona con Incrustaciones inorgánicas. Estos resultados se obtienen como beneficio de las mejoras en los tratamientos químicos inhibidores como en la reducción de él agua incompatible dentro de los reservorios. Este último se obtiene cuantificando el agua producida versus el agua inyectada.

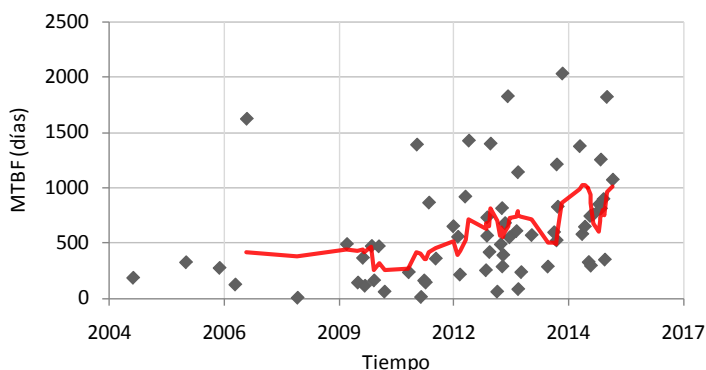


Gráfico 14 MTBF de los equipos que fallaron por incrustaciones.

Históricamente se han realizado 228 tratamientos líquidos desde 2005 a la fecha y 83 tratamientos sólidos (bombeo en conjunto con agente sostén) desde 2009 a la fecha.

Gestión del Sistema

Selección del sistema de extracción

En la definición del sistema de extracción para pozos nuevos, con incorporación de capas productoras (WO) y/o pulling pesados se ha tenido mejor resultado en la estimación de caudal mediante el análisis previo de malla que teniendo en cuenta los ensayos por Pistoneo realizado durante la intervención de reparación. La presión inicial de producción y el fluido inyectado durante las Estimulaciones hidráulicas tienden a sobreestimar los pronósticos de producción de fluidos.

Diseño BES

Para diseñar un equipo BES correctamente es necesario tener al menos los siguientes parámetros:

- Geometría del pozo, vertical, desviado, dogleg, anormalidades, transiciones, etc.
- Diámetro del casing
- Índice de productividad.

- Profundidad, nivel y caudal de ensayo
- Corte de Agua
- Relación Gas/Líquido
- Presión de boca de pozo
- Características del fluido, corrosivo, incrustante, maneja sólidos, etc.
- Punto de Burbuja
- Tipo y Valor de Tensión de alimentación

Modo de Adquisición

Históricamente se trabajó con una única modalidad de adquisición de equipos, la misma se conoce como Compra directa con opción de intercambio que básicamente se resume a la adquisición de un equipo nuevo según precio de lista y como alternativa, el proveedor toma a como parte de pago un equipo usado independientemente de su desgaste/condición.

Anualmente se genera un Presupuesto de Intervenciones y cantidad de equipos con el principal objetivo de mantener en stock disponible (en los almacenes del proveedor) para la demanda de los próximos 12 meses.

Monitoreo de Pozos

El monitoreo de pozos es una herramienta muy importante que forma parte de la correcta administración masiva del campo. Los elementos necesarios para su correcta implementación son la utilización de sensor de fondo (Maracy S. 2003), variador de frecuencia, telemetría para envío de datos y una plataforma que administre todos esos datos generando alarmas, advertencias, comando a distancia, etc.

El monitoreo permite la administración masiva de pozos, tener toda la información prácticamente en tiempo real le permite al Ingeniero de Producción tomar decisiones y detectar anomalías que se anticipan a una falla.

Si nos remontamos tiempo atrás, el método más básico de seguimiento es la recorrida con gente de campo, pozo por pozo, levantando datos manuales o digitales donde estén disponibles, luego el procesamiento de los datos, el ajuste del diseño con esos datos, las conclusiones y la toma de acción.

Incorporar tecnología de Instrumentación & Control & Comunicaciones permite obtener calidad y frecuencia de datos para alimentar los procesos automáticos de detección temprana de anomalías. Esto permite pasar del trabajo metodológico y repetitivo de revisión de pozos a diagnósticos por excepción (Advertencias por mail o MSN) las anomalías (bloques de gas, recirculación del fluido por falla en tubería, cortes de eje, baja eficiencia del sistema u oportunidades de optimización (incrementos de presión) de los sistemas de levantamiento artificial.

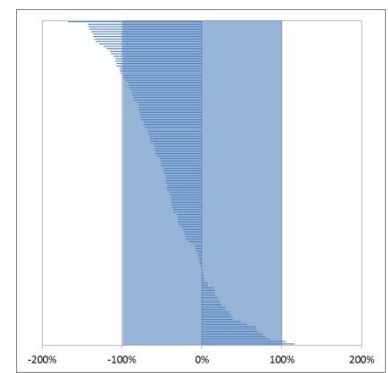
Seguimiento

Los indicadores de performance que se llevan se listan a continuación:

- Promedio de vida de los equipos que fallaron. Periodo: Contrato. Unidad: Días
- Promedio de vida de los equipos corriendo. Periodo: Contrato. Unidad: Días
- MTBF por el método lastra rueda. Periodo: Completo. Unidad: Días
- Índice de falla. Periodo: Completo. Unidad: Fallas/Pozos/año
- Índice de pulling. Periodo: Promedio flotante 12 meses. Unidad: Pulling/Pozos/año
- Análisis de falla con causa raíz.
- Fallas de cañería. Periodo: Promedio flotante 12 meses. Unidad: % del total
- Crecimiento del parque. Periodo: Anual. Unidad: Pozos
- Actividad de instalación y pulling. Promedio flotante 12 meses. Unidad: #

Otros indicadores,

- Seguimiento de presión dinámica, alta frecuencia, porcentajes de carga de motor y VSD.
- Punto de operación de las bombas. Fue uno de los primeros gráficos



que se armó para analizar el parque corriendo. Se normalizo la producción de los pozos a 60Hz y se comparó con la curva de catálogo de las bombas para ver en qué punto del rango se encontraba operando. Más adelante y más preciso fue el que se realizó en función de la energía normalizada.

Gráfico 15 Tornado de Bombas en Rango

- Tablero de control de variables de pozos confeccionado manualmente, paso previo a la telemetría. Permite identificar pozo críticos con variables de adquisición rápida y sencilla, sin demasiados arreglos complejos.

PARAMETROS EDITABLES										
PRESION DE FONDO:		> 40 Bar								
FRECUENCIA DE OPERACIÓN:		> 70 Hz								
%CARGA EJE BOMBA:		> 100 %								
%CARGA MOTOR:		> 100 %								

POZOS CRITICOS	28% - 21 pozos	* Pozos con: BAJO RL - ALTO OIL - BAJA PIP - ALTO % de carga de MTR - VARIABLES inestables.								
REVISAR	5% - 4 pozos	* Pozos con: ALTA temp. mtr - ALTA frec. Op. - ALTA % de carga en eje - ALTO % carga VSD.								
SIN PROBLEMAS	67% - 50 pozos	* Pozos operando sin problema considerando los parámetros seleccionados.								
TOTAL POZOS	75									

POZOS CRITICOS	2 pozos	1% - 1 pozos	13% - 10 pozos	0% - 0 pozos	1% - 3 pozos	1% - 1 pozos	0% - 0 pozos	1% - 3 pozos	13% - 10 pozos	
ALARMA	< 30 días	> 7 m3/d	< 10 bar	> 140 gC	> 65 Hz	> 90 %	> 100 %	> 100 %	URGENTE	
PONDERACION	15%	15%	25%	5%	10%	5%	20%	5%	-	100%

POZO	YACIMIENTO	RUN LIFE días	PETROLEO m3/d	PRESION FONDO bar	TEMP. MOTOR gC	FREC. (SCADA) Hz	% CARGA	% CARGA	% CARGA	ESTADO DE CARTA	COMENTARIOS	CANDIDATO OPTIMIZAR
A	I	119	2	150	131	57	39%	54%	54%	URGENTE	Alta PIP, bajo caudal	POTENCIAL
B	I	14	2	112	107	50	30%	59%	66%	OK	el 17-03. Bajo run life.	POTENCIAL
C	I	701	0	121	100	48	20%	45%	41%	URGENTE	su limpieza anteriormente.	POTENCIAL
B	I	29	3	42	116	55	58%	49%	62%	OK	incrementar régimen +2Hz y	POTENCIAL
C	I	588	8	11	93	57	35%	50%	126%	URGENTE	Tensión de salida del VSD	DESCARTAR
B	I	292	4	0	0	63	43%	82%	135%	OK	de fondo. Estable.	DESCARTAR

- Indicador de eficiencia energética (Watts/(bbl/d)/1000ft) definido como la potencia que se necesita para levantar 1000ft, 1 barril de fluido, esto permite normalizar todos los pozos y analizar desvíos. Aquellos que tienen un consumo elevado son candidatos para su revisión puntual y tomar acciones.

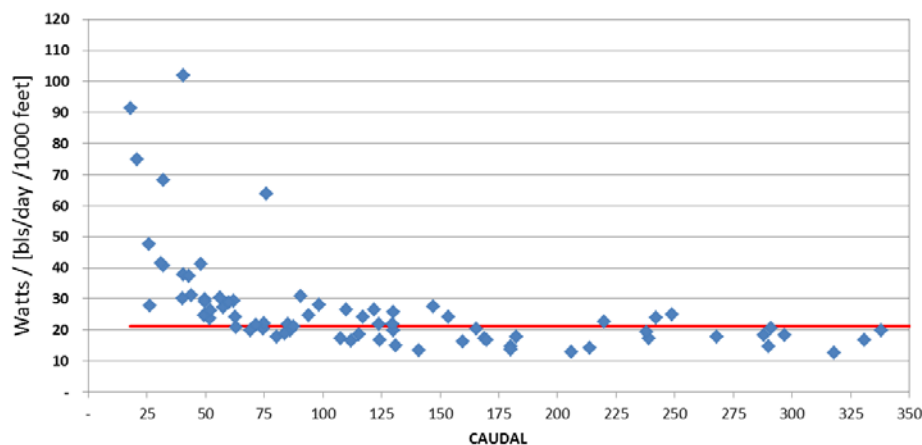


Gráfico 16 Eficiencia Energética versus Producción Bruta (m3/d)

Camino recorrido

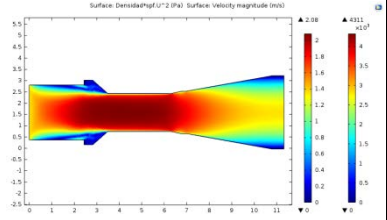
A modo de resumen se presenta una tabla con las principales Causa de Falla/Mermas y las mejoras implementadas para mitigarlas. Otras oportunidades de mejoras se detallan en el trabajo IPTC 12601(Al-Bimani

A. 2008)

Problema	Mejora
Perdida de hermeticidad en tubing.	Se aumentó la frecuencia de Auditorias de calidad en las empresas contratistas responsables de las Inspecciones No destructivas de Tubing. En una primer auditoria se listaron más de 50 Hallazgos que generaban desvíos a los procesos normales de IND.
Índice de productividad Bajo. Sobrecalentamiento de motor y desgaste de bombas	La implementación del sensor de fondo permitió un monitoreo continuo de la temperatura del motor para protegerlo, parando el mismo, ante incrementos en esta variable.
Bloqueo de BES por alto GLR	Dependiendo de la aplicación se emplearon varios arreglos, en orden de prioridad, separador de gas vórtice, bombas de flujo mixto, diseños tapered con bombas estándar de flujo mixto (manejadoras de gas) y soporte en el funcionamiento del equipo mediante el arreglo sensor-variador de frecuencia. Cuando toda la tecnología disponible para el manejo de gas estaba empleada en el pozo y aun continuaban los bloqueos por gas, mediante los datos suministrados por el sensor y la operación del variador, esto permitió salir de estos estados trabajando mediante la función de limitación por corriente, la cual al ver un bloqueo aumenta la frecuencia para intentar el desbloqueo por gas en la bomba, y en el peor de los casos parar por sobre temperatura de motor para evitar una falla.
Corrosión en tubing o BES causando Workover de riesgo y recirculación de fluidos.	Se realizan Pulling preventivos inmediatamente se interpreta un perdida de hermeticidad evitando que parte del equipo se descuelgue. Se elimino uno de los puntos reiterados de falla por mal torque entre la descarga y el primer niple de vinculación a la cañería. Se comenzaron a entregar las descargas torquedadas al primer niple de vinculación en un taller certificado con grasa sellante. Esto promete evitar estas fallas tempranas de 710 días en promedio durante el 2015 y 2016, y representaron el 27% de las fallas.
Producción de arena de fractura causando sobredesgaste de bomba.	Incorporar aditivos en fracturas para prevenir devolución de agente de sostén, ejemplo, arena resinada. Ensayo con Jet Pump para cuantificar arena producida Arrancar con BM para estabilizar y verificar aporte de arena (ciclónico en boca de pozo) Instalar Válvula de Retención por encima de descarga de bomba. Cambio de tecnología en Impulsores para manejo de abrasivos. Desde Impulsor de Flujo radial a flujo mixto.
Fallas prematuras por corte de eje.	En los últimos 3 anos, el 50% de las fallas en bombas se produjo por corte de eje debido principalmente a la incrustación. Si bien existen modelos de bomba con ejes de alta resistencia, no es un estándar, tiene un sobre costo al equipo estándar, se arma a pedido y sería muy difícil identificar donde se necesita y qué modelo.
Resbalamiento de fluido causando baja eficiencia e inestabilidad de producción.	Un cambio abrupto en el IP del pozo causa que el sistema BES quede trabajando fuera del rango óptimo a muy baja frecuencia. Se ha evidenciado resbalamiento e inestabilidad del fluido en el tubing de producción. La

	instalación de una válvula de retención permitió mantener un comportamiento estable del sistema de extracción.
--	--

Optimizaciones potenciales

Oportunidad	Que se espera?
Ensayar y reutilizar bombas.	Oportunidad de mejora: Toman las siguientes reglas para aceptar o rechazar el ensayo de una bomba: $\pm 5\%$ de desviación de la curva de caudal y de Lift respecto del ensayo de la bomba nueva (no de la curva de catalogo) $\pm 8\%$ de desviación de la curva potencia BHP respecto del ensayo de la bomba nueva (no de la curva de catalogo) $\pm 10\%$ de desviación de la curva eficiencia respecto del ensayo de la bomba nueva (no de la curva de catalogo) Para mayor detalle se recomienda lectura de trabajo “Determining Pump Wear and Remaining Life From Electric Submersible Pump Test Curves.” (Divine D.L. 1992)
Reducción de Fallas en Descarga.	Habiendo encontrado reiteradas fallas por pérdida de hermeticidad en la conexión (2 7/8” API 8rd) de la descarga se plantearon las siguientes hipótesis: Erosión-Corrosión, Elevado DeltaP, elevado Q, Fallas de Armado, Corrosión galvánica. Paralelamente se comenzaron a estudiar simulaciones de fluidodinamica que permita obtener aspectos teóricos del comportamiento en dicha zona.  Gráfico 17 Mapa de velocidad de Fluido
Sensores de Vibración	Desde el año 2015 se están instalando sensores de vibraciones con principal objetivo de establecer y sustentar programas de mantenimientos <i>preventivos</i> y reducir el costo de reparación. Complementariamente se intentará comprender con mayor profundidad las causas de fallas y detectar condiciones de operación desfavorables. Se disponen de antecedentes del año 1988 (Durham M. 1988) del uso de esta tecnología.
Inhibidores Encapsulados	Con el uso de esta tecnología se persiguen los siguientes objetivos específicos: - Disminución en el índice de intervenciones. - Alto nivel de trazabilidad. - Mejor control de eficiencia de tratamiento. - Aumento de vida promedio en los tratamientos con inhibidor de incrustación encapsulado. - Disminución del tiempo de exposición del personal a químicos que son corrosivos y menor impacto al ambiente. - Disminución en el costo de equipos dosificadores y todos los costos asociados al índice de falla del equipo BES.

Seguimiento de performance bajo el Método “Bajo Excepción”	Se pretende hacer uso de la información en tiempo real para crear Advertencia confiables que permitan diagnosticar anomalías o eventos en el correcto funcionamiento del sistema de extracción. Aquí se pretende avanzar sobre e implementar un diagnostico online de la eficiencia del equipo, similar a lo que un ingeniero de producción realiza con los software de diseño del sistema de extracción. Se pretende así predecir anomalías del sistema y no simples desfasajes de variables independientes por seteos de alarmas Hi-Low convencionales. Existe variada información sobre Yacimientos Digitales, se citan dos trabajos genéricos (Agudelo O. 2013) y (Wan Mamat D. 2014)
--	---

Conclusiones

- La frecuencia y calidad de los datos operativos del sistema son vitales para la detección temprana y diagnósticos de anomalías.
- Conforme avanza la tecnología se debe mejorar con la misma dinámica el trabajo en equipo, focalizando los esfuerzos en objetivos comunes a todos los actores de los sistemas de producción.
- La reutilización de componentes abre una oportunidad para la reducción de costos operativos, siempre y cuando, se realice con una base de conocimientos que sustente las decisiones.
- La construcción de pozos desviados en su trayectoria fuerza la selección del sistema BES. La reducida eficiencia energética debe tenerse en cuenta dentro del grupo de variables a considerar.
- Es de suma importancia que todos los sectores de la gestión de un yacimiento comprendan la importancia de implementar un piloto de un nuevo sistema de extracción y el impacto que tienen las decisiones que se toman, por más lejanas del pozo que se encuentren esos sectores y sus decisiones.
- En campos con problemáticas severas de incrustación/corrosión/manejo de sólidos es muy importante que las primeras instalaciones cuenten con la mayor disponibilidad de tecnología. Luego en función del comportamiento se podrá optimizar reduciendo en función de la necesidad y constituyendo la propia Curva de Aprendizaje.
- En función de la complejidad del campo es muy importante contar con ingeniero de Aplicación de la Compañía de servicio con vasta experiencia, acompañamiento desde el inicio del proyecto y asegurando su continuidad.

Referencias

1. Stinco L.P. 2007. Wireline Logs and Core Data Integration in Los Molles Formation, Neuquen Basin Argentina. SPE Paper 107774 presented at teh 2007 SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 15-18 April 2007.
2. Bruijnen P. 2015. Nodal Analysis by use of ESP Intake and Discharge Pressure Gauge, SPE 178433-PA.
3. Durham M. 1988. Effect of Vibration on Electric-Submersible Pump Failures SPE-16924. Annual Technical Conference and Exhibition in Dallas, 27-30 September 2015
4. Bailey W. 2006. Survival Analysis: The Statistically Rigorous Method for Analyzing Electrical Submersible Pump System Performance. SPE-96722. SPE November. 2007
5. Maracy S. 2003. Downhole Permanent Monitoring Tackles Problematic Electrical Submersible Pumping Wells. SPE-84138. Annual Technical Conference and Exhibition in Denver, 5-8 October 2003
6. Al-Bimani A. 2008. Electrical Submergible Pumping System: Striving for Sustainable Run-Life Improvement in Oman Oil Fields. IPTC 12601. International Petroleum Technology Conference in Kuala Lumpur. 3-5 December 2008.
7. Divine D.L. 1992. Determining Pump Wear and Remaining Life From Electric Submersible Pump Test Curves. SPE-22399. SPE intl. Meeting on Petroleum Engineering in Beijing, 24-27 March 1992.

8. Agudelo O. 2013. Production and injection Monitoring and Surveillance. SPE 164519. Production and Operations Symposium in Oklahoma. 23-26 March 2013.
9. Wan Mamat D. 2014. Samarang Integrated Operations (IO) – Begin to Deliver Value. INtelligent Energy Conference and Exhibition in Ultrecht. 1-3 April 2014.
10. API RP 11U 1986. API Recommended Practice for Sizing and Selection of Electrical Submersible Pump Installations. May 1986