

Mejora del Runlife de los equipos electrosumergibles en el Yacimiento Aguada Toledo

Marcelo Montero, Juan Vergara; Cristian Fidani (YPF)

Adrián Alborelli (Schlumberger)

Sinopsis

El yacimiento Aguada Toledo (YPF) se encuentra al noroeste de la provincia de Neuquén, en el año 2003 se comienza a utilizar el sistema de extracción BES (Bombeo Electrosumergible) pero es durante el año 2014 cuando se desarrolla un plan de recuperación secundaria extensivo a todo el campo que se produce un incremento del parque de equipos BES instalados de 35 a 52 equipos.

Al avanzar el frente de agua y presurizar las zonas productivas, los pozos comenzaron a recibir la influencia de esta, lo que derivó en instalar equipos BES a partir de 2014, estos pozos con equipos BES nuevos tuvieron incertidumbre en su producción, problemas de formación de incrustaciones y producción de sólidos, adicionalmente estos pozos fueron perforados desviados en “S” lo que complicó a la hora de profundizar los equipos. Estas características de los pozos sumadas a la problemática asociada a fallas tempranas en BES resultaron en tiempos de operación de entre 80 a 90 días a la falla.

El presente trabajo explica las acciones tomadas para mejorar los tiempos de operación en pozos con equipos BES mediante la introducción de mejoras en la instalación de producción, cambios en el diseño de los componentes de las BES y las condiciones operación y muestra los resultados obtenidos una vez implementado el plan de acción en términos de RunLife y MTTF (tiempo medio entre fallas), producción diferida por paros y pérdidas por intervención con pulling y las conclusiones de cómo estas acciones impactaron en el resultado.

Introducción

El área Aguada Toledo – Sierra Barrosa operada por YPF S.A. se encuentra en el centro de la cuenca Neuquina, a unos 100km de la ciudad de Neuquén. La formación productiva es Lotena la cual esta subdividida en ocho niveles con diferentes características petrofísicas.

En el año 2002 el área tuvo un desarrollo inicial de recuperación secundaria sectorizado en la zona central del yacimiento con unos 20 pozos inyectores con instalación selectiva.

En el año 2014 se masifica la inyección de agua mediante la implementación de un proyecto de recuperación secundaria que llega a todos los pozos productores del área Aguada Toledo.

Perforando y terminando 30 pozos inyectores selectivos en 2014 y otros 16 inyectores en 2015 (figura 1). Incrementando la inyección de agua de 7500m³/d en 2013 a 11500m³/d para finales de 2014 y 15500m³/d para finales de 2015 (figura 2)

En simultáneo con el proyecto de secundaria se perforan y terminan 27 pozos productores de petróleo completados con instalaciones de producción de bombeo mecánico, los que quedan en producción en simultáneo con los pozos inyectores.

Estos pozos nuevos, inyectores y productores fueron entubados en casing de 5.5” 15.5lb/pie y están situados en locaciones múltiples, los mismos tienen una profundidad medida media de 2150m hasta

llegar a la formación productiva y son perforados direccionales en forma de “S” con DLS (dogleg severity) de hasta 4°/30m.

Datos de la formación y PVT

Formación productiva: Lotena

Profundidad media de punzados: 2150m

Pres: 180kg/cm²

Pb: 169kg/cm²

Tres: 97°C

Viscosidad: 1.4 a 2.6cp

RGP: 60m³/m³

Densidad: 0.86g/cm³ (33°API) @15°C

Corte de agua: 92%

Salinidad: 22000gr/l



Figura 1

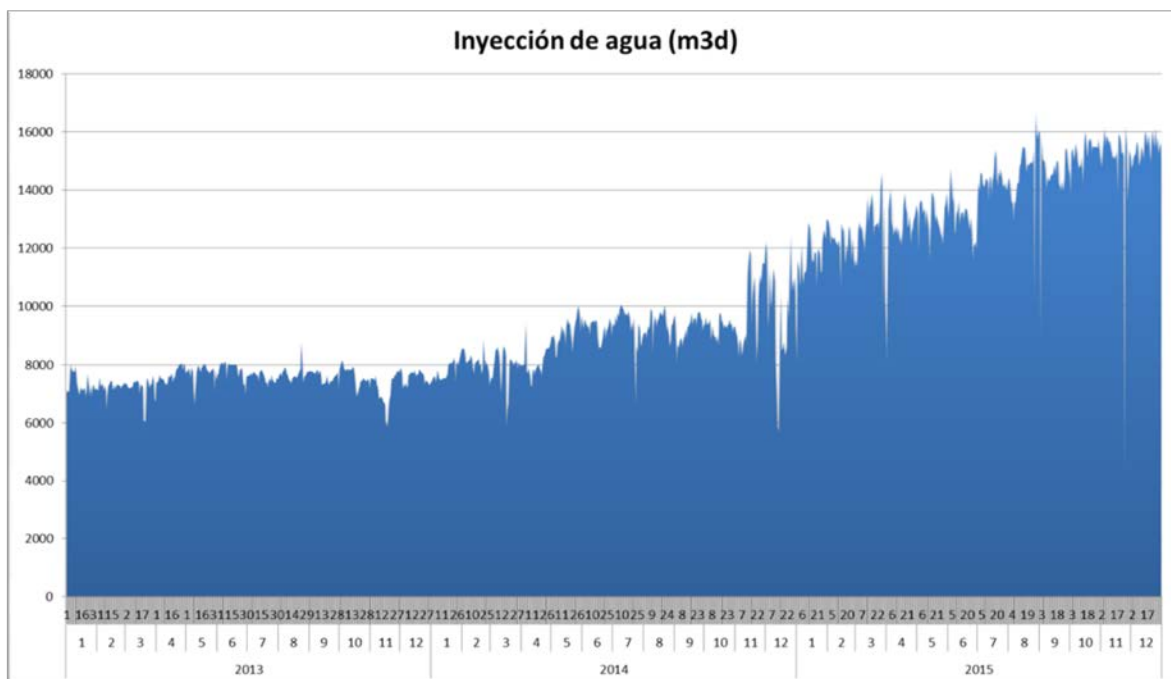


Figura 2

Es a partir de la llegada de la respuesta de presión y caudal en los pozos productores que se comienza a ejecutar un plan de cambio de sistema de extracción de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible para adecuar las instalaciones de fondo a los nuevos niveles extractivos.

Es entonces cuando se comienza a evidenciar un incremento de pérdidas de producción de petróleo por fallas tempranas en los equipos BES de reciente instalación. Los cuales experimentan dificultades para su puesta en marcha y operación, paros reiterados por sobrecarga que derivan en fallas eléctricas en cable y motor, atascamiento de las bombas y corte de ejes, debiendo intervenir el pozo con equipo de pulling para el reemplazo del mismo.

Desarrollo

El presente trabajo toma como punto de partida el crecimiento del parque BES en el yacimiento Aguada Toledo a partir del año 2014, donde a comienzos de ese año se cuenta con 36 equipos BES en operación, ese número crece lentamente hasta mediados de año donde se suman 6 nuevos pozos con equipos BES, estos son conversiones de bombeo mecánico y a octubre de ese año se suman 11 nuevos equipos BES, 2 correspondientes a pozos nuevos que inician su extracción con este sistema extractivo y los restantes nueve son conversiones de BM a BES. Este incremento representa un 48% de nuevos pozos con equipo electrosumergible (figura 3)

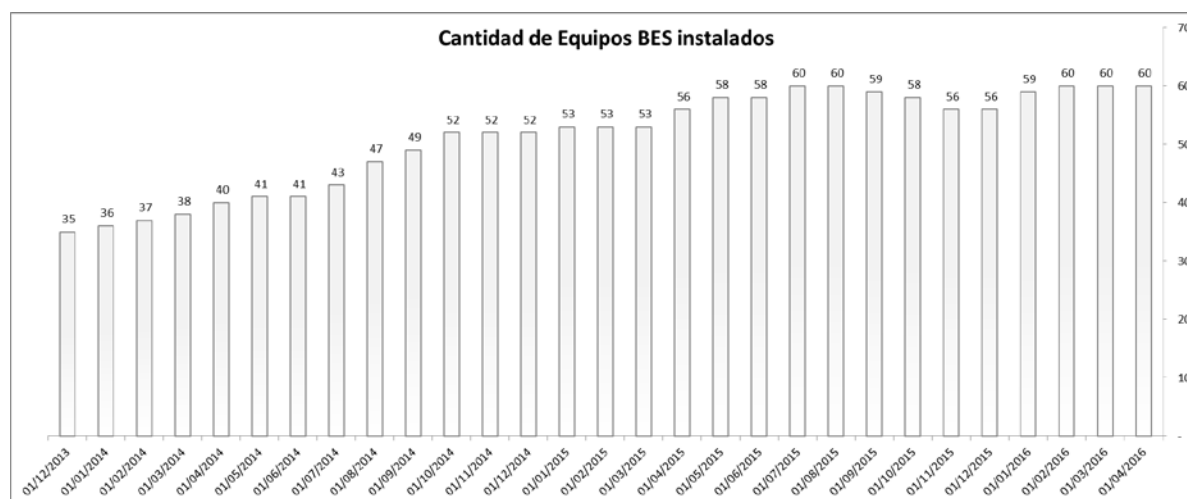


Figura 3

En el primer cuatrimestre de 2014 se acumulan 6 fallas en bes, esta cantidad de fallas se incrementa en el segundo cuatrimestre de 2014 donde se acumulan 12 intervenciones más, esta fallas tienen origen en paros por sobrecarga y atascos de bombas que imposibilita su puesta en marcha después de cortes de energía sufridos por contingencias climáticas, este tipo de fallas duplican la cantidad promedio de intervenciones en equipos BES llevando de 1.5int/mes a 3int/mes. Sobre finales del segundo cuatrimestre de 2014 la frecuencia de intervenciones por fallas de fondo comienza a descender y es en el tercer cuatrimestre, es en octubre donde se dispara a 6 fallas en ese mes, 1 en noviembre y 7 fallas en diciembre, llevando el promedio de fallas mes a 3.75int/mes. Para llegar a 5int/mes en el primer cuatrimestre de 2015.

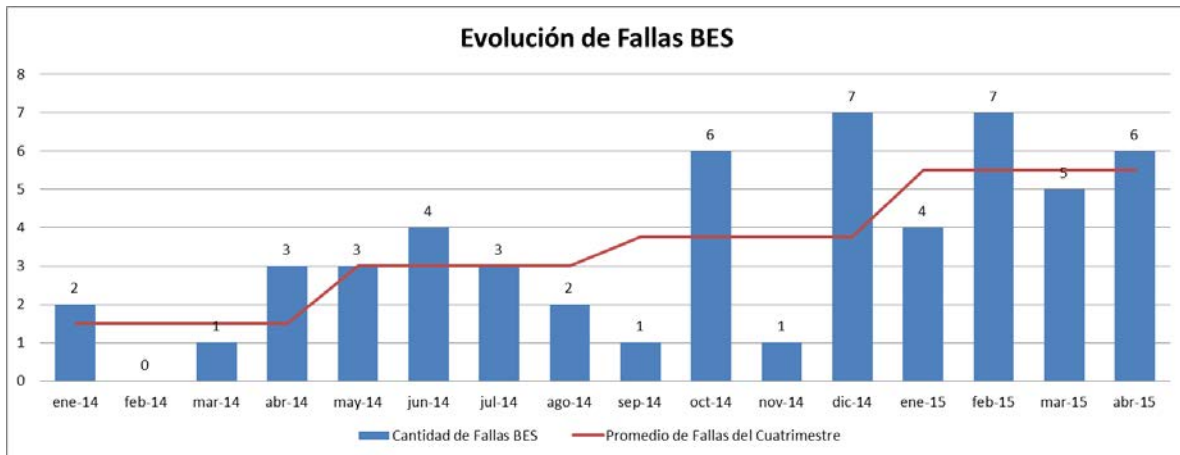


Figura 4

Debido al incremento en la cantidad de fallas sufridas a partir de octubre de 2014 es que se comienza a realizar un estudio detallado de los mecanismos de fallas ocurridos. El mismo consiste en verificar durante la extracción con equipo de pulling el estado de los componentes de la BES, Identificar in situ cual causó la falla, tomar muestras para caracterizar los sólidos o incrustaciones que se puedan obtener en el desarme de la BES en boca de pozo y asistir a los desarmes de los equipos BES en el taller con un grupo multidisciplinario conformado por los ingenieros de producción del yacimiento, de aplicación del proveedor de BES, de Integridad de Instalaciones y de la cía. proveedora de tratamientos químicos.

Para minimizar la cantidad de paros y mejorar el diagnóstico de operación de los equipos BES se focaliza en la importancia del seguimiento por telemetría. Realizando seguimiento en forma on-line de las variables

- Consumo de corriente de motor
- Presión de entrada de bomba
- Temperatura de fondo
- Temperatura de motor
- Vibraciones
- Causa de paro

Se comienza un programa de muestreo de sólidos producidos en boca de pozo para determinar:

- Porcentaje de muestra no soluble en ácido.
- Contenido de cuarzo (%) de la muestra que es cuarzo.
- Tamaño y distribución de las partículas.
- Geometría del grano de arena.

De las fallas ocurridas se consolidan los siguientes resúmenes de fallas

Resumen de fallas Q3-2014 – Q1-2015

Presencia de Sólidos? ▼	Bombas Trabadas	Eje Cortado	Falla Eléctrica	S/D	Sin Producción	Total general
⊕ No	1	4	11		1	17
⊖ Si	4	5	3			12
Arena de Formación	1					1
Arena de Fractura	2	1				3
Incrustaciones	1	4	3			8
⊕ S/D		1		4	2	7
Total general	5	10	14	4	3	36

En una primera clasificación se cuantificaron los pozos donde se observó presencia de sólidos y la caracterización del mismo (figura 5)

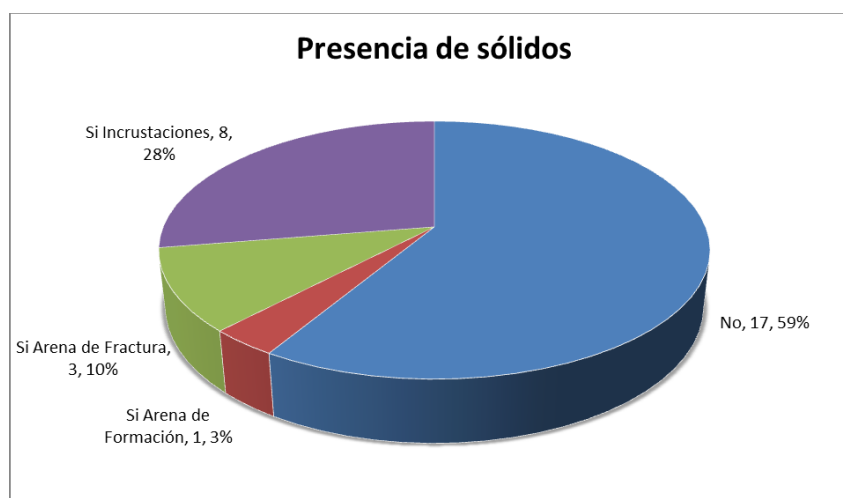


Figura 5

Los pozos donde se observa arena de fractura son aquellos donde se realiza el cambio de BM a BES y generando cambios en las condiciones de extracción que provoca un arrastre de arena de la fractura que produce el atascamiento y posterior rotura de las bombas, también se observa un caso donde la arena producida corresponde a arena de formación, el resto de los pozos donde se observa sólidos este tiene su origen en la formación de incrustaciones, en su mayoría carbonato de Calcio (CaCO₃) producida por la mezcla de aguas y las condiciones generadas por la BES (incremento de temperatura y disminución de presión)

De los resultados de las muestras de sólidos en boca de pozo el análisis granulométrico establece la concentración (% de sólidos) retenido con Tamiz ASTM 100; 140; 200 y 325 que corresponde a tamaños de partículas de 149μm, 105μm, 74μm y 44μm respectivamente.

Tabla de muestras de sólidos

POZO	Fecha de muestreo	Tamaño de malla tamiz (micrones)			44	Total (PPM)
		149	105	74		
AT-118	13/03/2015	422.61	6.59	3.97	11.32	444.49
AT-184	11/03/2015	83.80	2.04	3.16	2.08	91.08
AT-197	18/03/2015	28.30	2.53	4.36	3.09	38.28
AT-51	20/03/2015	24.98	0.24	1.86	0.31	27.39
AT-117	18/02/2015	18.96	0.38	0.08	5.12	24.54
AT-216	18/03/2015	10.07	4.61	2.98	5.91	23.57
AT-76	20/02/2015	13.70	1.82	1.40	0.90	17.82
AT-164	24/02/2015	4.08	5.00	3.80	3.90	16.78
AT-54	13/02/2015	15.74	0.68	0.08	0.24	16.74
AT-173	05/02/2015	9.46	2.34	2.18	1.12	15.10
AT-53	02/03/2015	6.98	2.70	0.25	2.97	12.90
AT-71	13/04/2015	9.50	0.23	0.75	2.15	12.63
AT-75	25/02/2015	6.06	0.44	1.64	3.07	11.21
AT-156	19/02/2015	5.22	1.36	2.44	1.90	10.92
AT-124	25/02/2015	7.75	0.11	0.49	0.09	8.44
AT-52	27/02/2015	7.19	0.11	0.16	0.76	8.22
AT-66	26/02/2015	6.65	0.61	0.24	0.05	7.55
AT-226	26/02/2015	5.71	0.03	0.03	0.14	5.91
AT-110	03/03/2015	4.18	0.14	0.48	0.70	5.50
AT-151	02/02/2015	0.52	1.68	1.70	1.52	5.42
AT-72	11/02/2015	1.36	2.28	0.50	1.22	5.36
AT-212	17/03/2015	3.70	1.21	0.04	0.03	4.98
AT-246	13/04/2015	0.79	1.98	1.74	0.45	4.96
AT-21	04/02/2015	0.86	0.12	1.22	2.08	4.28
AT-153	09/03/2015	2.41	0.36	0.27	1.14	4.18
AT-73	11/03/2015	2.94	0.19	0.46	0.42	4.01
AT-186	19/03/2015	1.83	1.06	0.73	0.37	3.99
AT-138	13/03/2015	1.69	0.81	0.40	0.85	3.75
AT-39	12/03/2015	2.52	0.04	0.56	0.58	3.70
AT-199	17/03/2015	3.24	0.02	0.10	0.30	3.66
AT-235	30/01/2015	1.93	0.24	1.10	0.20	3.47
AT-31	02/03/2015	2.26	0.07	0.15	0.83	3.31
AT-183		2.89	0.09	-	-	2.98
AT-174	12/03/2015	1.30	0.17	0.91	-	2.38
AT-34	12/02/2015	0.50	0.21	0.66	0.86	2.23
AT-195	09/02/2015	0.82	0.78	0.18	0.28	2.06
AT-181	06/02/2015	0.18	0.22	0.98	0.20	1.58
AT.a-6	17/03/2015	1.24	0.14	0.17	0.00	1.55
AT-78	16/03/2015	0.35	0.33	0.27	0.32	1.27
NG.xp-38		0.48	0.45	0.21	0.13	1.27
AT-246	20/03/2015	0.36	0.03	0.28	0.18	0.85
AT-172	03/02/2015	-	0.08	0.26	0.46	0.80
AT-91	10/02/2015	0.18	0.20	0.26	0.12	0.76
AT-175	30/01/2015	0.06	-	-	0.08	0.14

En relación a las fallas donde no se observa sólidos en el desarme en boca de pozo ni en el taller

Sin Presencia de Sólidos	Bombas Trabadas	Eje Cortado	Falla Eléctrica	Sin Producción	Total general
	1	4	11	1	17
Cable			8		8
Protector		2	1		3
No se Observó	1		1		2
Coupling		2			2
Tubing Negativo				1	1
Motor			1		1
Total general	1	4	11	1	17

En relación al estado de los bujes/porta bujes de las bombas y separador de gas

Las BES que se instalan son del tipo compresoras, estabilizadas en los extremos de cada bomba donde cuentan con un buje y porta buje de zirconio, el mismo se observa roto en 10 de los 17 casos donde no se observa producción de sólidos en las bombas.

Estado de los bujes	?	Dañado	Ok	Total general
	1	10	6	17
Cable	1	2	5	8
Protector		2	1	3
No se Observó		2		2
Coupling		2		2
Tubing Negativo		1		1
Motor		1		1
Total general	1	10	6	17

Resumen de Fallas Eléctricas

Estado de los bujes	?	Dañado	Ok	Total general
Falla Eléctrica	1	4	6	11
Cable	1	2	5	8
Golpe en el cable durante la bajada		1	2	3
Falla de Procedimiento		1	1	2
Cable dañado por jetting			1	1
Obtener reporte de inspección de cable	1			1
Cable sin trazabilidad			1	1
Motor		1		1
No se Observó		1		1
Protector			1	1
Total general	1	4	6	11

Del análisis de fallas eléctricas en cable se obtiene que por 6 fallas son de origen humano, una falla por cable dañado por jetting de los punzados y un reporte queda pendiente, a las fallas de origen humano se suma la falla de protector en la que no se ensambló correctamente el mismo.

Del análisis de los desarmes e inspecciones y del tratamiento de los datos recopilados de las fallas de BES surgen las siguientes conclusiones

- 59% de las fallas no presentaron sólidos
- 28% presentaron incrustaciones (CaCO₃)
- 13% Arena de fractura/formación

Fallas con presencia de sólidos

En las 4 fallas por producción de arena no se observó rotura de bujes, si se presentaron las bombas trabadas o ejes cortados por excesivos esfuerzos en la puesta en marcha del equipo.

En las 8 fallas con presencia de incrustaciones, en 6 casos los bujes de zirconio están partidos o inexistentes y en 2 casos se encontraron en buenas condiciones

Del análisis de sólidos producidos (muestras en boca de pozo)

- 2 pozos tienen concentraciones mayores a 50PPM
- 4 pozos tienen concentraciones > 20PPM y < 50PPM
- 8 pozos tienen concentraciones > 10PPM y < 20PPM
- 30 pozos tienen concentraciones menores a 10PPM

En relación al tamaño de partícula el valor que mayormente se encuentra en las muestras tiene un tamaño superior a 149µm

Fallas eléctricas en Cable

De las fallas eléctricas se desprende que estas tienen un origen humano donde hay golpes en el cable durante la profundización del equipo, falla del procedimiento de empalme de cable en pozo y utilización de cable sin trazabilidad (6 fallas) y una por utilizarse un protector sin aceite en su interior.

De las 11 fallas eléctricas en 4 casos los bujes salen dañados, 6 casos en buen estado y 1 caso no se dispone de la información

Fallas sin presencia de sólidos

En la clasificación de fallas donde no se encontraron sólidos hay 6 casos, todos ellos presenta un estado de destrucción de las etapas de las BES junto a los bujes que estabilizan los extremos de las bombas.

En un caso se presume que la falla fue generada por el posicionamiento del equipo en un punto incorrecto de profundidad que indujo la rotura por flexión del equipo.

Hipótesis de fallas

En función del relevamiento de las fallas y de la inspección de equipos BES durante los desarmes en boca de pozo y en el taller se generaron tres hipótesis de fallas

Error de Proceso

Este tipo de falla está ligada a fallas en cable por golpes durante la bajada principalmente por no respetar la velocidad de profundización de la instalación, falla de aislación en el empalme intermedio, uso de cable sin su debida inspección y trazabilidad y equipos que no contaban con su debida inspección al momento de bajarse al pozo.

Dentro de esta clasificación también ingresa una falla que tuvo origen en el punto de fijación del equipo BES. Al no respetarse la profundidad de fijación establecida por programa quedo posicionado en un punto de alto DLS para operación, esta deflexión produjo la desestabilización radial del equipo y posterior corte de eje.

Por producción de sólidos

La falla por producción de sólidos tiene dos componentes, aquellos pozos cuyos equipos BES sufrieron daños por producción de arena de fractura o de formación, principalmente al cambiar el sistema de extracción de BM a BES, este cambio en las condiciones de operación, disminuir la contrapresión sobre la formación e incrementó del caudal bruto, genera el aporte de arena del pozo, el cual va generando desgaste y atascamiento de las etapas (este se puede presentar de forma gradual al producirse arena de formación o en forma súbita en caso de arena de fractura) , produciendo paros por sobre carga, desgastado las etapas y generando sobre esfuerzo en los arranques que provocan el corte de eje de las bombas o de los coupling entre estas.

La formación de incrustaciones por Carbonato de Calcio (CaCO_3) es un problemática habitual en los equipos BES ya que generan las condiciones propicias para la precipitación de estas sales (incremento de temperatura y disminución de presión) promovidas por el caudal bruto de los pozos. En sí mismo las incrustaciones no producen una falla en el equipo BES pero contribuyen a disminuir la eficiencia del equipo al depositarse sobre las etapas de los impulsores, a obstruir el intake y a precipitar sobre la descarga cuando hay decantación por reflujo en un paro produciendo el atascamiento e imposibilidad de puesta en marcha

Falla por desestabilización radial del equipo BES

Este tipo de falla se produce cuando sin observarse presencia de arena en el equipo este presenta un nivel de destrucción o desgaste severo de las etapas, sin signos de erosión en las mismas, la presencia de los bujes es inexistente o los mismos se encuentran partidos. Los pedazos de bujes que se desprenden son producidos por la bomba y contribuyen a la rotura de esta debido a su alta dureza (Dureza Mohs 7.5) mayor a la de las etapas. Este hecho produce la pérdida de estabilización radial del conjunto de etapas intensificando el desgaste del cubo de los impulsores por efecto del giro excéntrico en el orificio estacionario de los difusores. Otra circunstancia que se observa, es que las bombas aparecen en general, con gran empuje descendente que desgasta el cojinete de empuje del impulsor (Washer) hasta hacerlo desaparecer produciendo luego desgaste por contacto metal-metal entre el pad de apoyo del difusor y la superficie de apoyo descendente del impulsor.

Estas fallas concluyen con atascamientos severos del equipo BES, cortando eje estando el equipo en producción y sin observarse un comportamiento inestable previo a la falla.

En función de las hipótesis de falla es que se trazó un plan de acción ejecutado por un grupo multidisciplinario conformado por ingeniería de producción, ingeniería de aplicación del servicio BES, el área de ingeniería de integridad y Transporte y Energía

Errores de Proceso

Con el fin de mitigar este tipo de falla se llevaron adelante las siguientes acciones:

Estandarizaron las planillas de datos para el diseño de los equipos BES, esquema y datos del direccional del pozo

El servicio BES implemento un proceso de aseguramiento de calidad de cable reparado en el cual se siguió un tracking de vida útil con un sistema de códigos de barra y ejecuto una auditoria de sus procedimientos en campo como así también la re-certificación para el personal que realizaba las operaciones de campo.

Adecuación de los procedimientos actuales de operación de equipos para pozos con producción de arena (Procedimiento de Arranque, Circulación de pozos, re arranques después de cortes de energía y/o paros).

Monitoreo completo real time de pozos con BES en los cuales las puestas en marcha se realizaban acorde al tipo de intervención, ya sea pulling o cambio de sistema de BM a BES en donde se tenía en cuenta lo siguiente

- Configuración inicial de la Frecuencia Mínima a la frecuencia de diseño (-) 5 Hz
- Configuración inicial de la Frecuencia Máxima a la frecuencia de diseño (+) 3 Hz
- Usar en el control presión entre la mínima y la máxima una rampa lenta de 0.5 Hz
- Una vez que el pozo se ha estabilizado ajustar la frecuencia mínima y máxima (-/+) 3Hz alrededor de la frecuencia promedio a la que estabilizo el pozo

Para pozos nuevos o cambios de sistema se mantiene el seguimiento personalizado del Ingeniero de aplicaciones hasta la estabilización del pozo. Esto por el mayor grado de incertidumbre y la necesidad de una evaluación antes de tomar decisiones y realizar cambios.

Por fallas por producción de sólidos

Para este caso tenemos dos tipos de sólidos, los producidos (arena de formación/fractura) y los precipitados por las condiciones de presión, temperatura y arribo del frente de agua (incrustaciones)

Para mitigar la formación de incrustaciones en los equipos BES se desplego un plan para equipar a los equipos de fondo con la posibilidad de inyectar el tratamiento inhibidor a través del capilar de cable de la BES, los kits de dosificación no se podían instalar en los pozos con BES por no contarse con la tensión de alimentación adecuada (380V) ya que el yacimiento se encuentra electrificado en media tensión (13.2KV), para tal fin el sector de Transporte y Energía proveyó una solución con la instalación de un tablero/transformador de 480V (tensión de alimentación de entrada al Variador de la BES) a 380V, esto permitió de una manera económica disponer de la alimentación de los kits de

dosificación que hasta el momento solo se instalaban en aquellos pozos con BES que estaban próximos a líneas de baja tensión (380V)

En el caso de producción de arena por incremento del caudal bruto y disminución de la presión dinámica de fondo se tomó como una medida de prevención la instalación de filtros de maya continua o desarenadores según sea el caso en cada pozo que se detecta la mínima presencia de sólidos. Teniendo en cuenta que los filtros de malla continua utilizados tienen un slot de 150µm (0,150 mm) y que el material de sostén utilizado en las fracturas (Arena de fractura Malla 20-40) corresponde a tamaño 0,4 a 0,6 mm), el filtro debería retener este tipo de sólido y evitar que ingrese en las bombas.

Para evitar el ingreso a la bomba de arena o sólidos adheridos a las pared del tubing por contraflujo debido a la descarga del mismo durante un paro, se instala una válvula de retención en el tubing por encima de la bomba. La recomendación práctica del API, aconseja ubicar la válvula de retención por lo menos 5 o 6 caños por encima de la bomba. Esto permite que si durante la bajada algo de gas ingresa a la bomba el mismo se aloje en estos caños permitiendo a la bomba estar sumergida en líquido en el momento del arranque para poder comprimir el gas y levantar la válvula.

Desarenador

El desarenador es descendido junto con el tubing debajo de la bomba fijado mediante un packer. El fluido de producción entra a través de las aberturas laterales, y es forzado a descender por el espiral antes de entrar y subir hacia la bomba por el orificio central. La acción centrífuga creada por el espiral separa los sólidos (arenas, sulfatos de hierro, etc.) del fluido. Los sólidos caen por gravedad dentro del Mud Anchor o al fondo del pozo, mientras que el fluido “limpio” es succionado hacia arriba por la bomba a través del orificio del espiral.

Filtro

El funcionamiento consiste en que las partículas de formación de varios tamaños, movilizadas inicialmente con el fluido de producción, se incorporan y se estabilizan en los espacios del material filtrante permitiendo así que el fluido sin sólidos o con cantidades mínimas llegue a la admisión de la bomba. Este componente se instala por debajo de la fijación del equipo BES mediante la fijación de un packer

Falla por desestabilización radial del equipo BES

Este tipo de falla está fuertemente dirigida por la rotura de los bujes de zirconio que estabilizan los extremos de las bombas compresoras y del desgaste excesivo y rotura de las etapas. Para mitigar este punto se cambió el diseño de estabilización de las bombas pasando de estabilización en los extremos a estabilización en 5 a 7 puntos intermedios más los extremos por cuerpo de bomba, con este tipo de bomba se observó un funcionamiento más estable, eliminando los paros por sobrecarga y reduciendo la problemática de atasques y puestas en marcha dificultosas, se eliminó la necesidad de inyección de líquido por entre-columna para ayudar a destrabar las bombas y la asistencia de la cuadrilla operativa de servicio BES para esta maniobra.

El conjunto de estas acciones redundó en una notable disminución de la tasa de intervenciones con equipo de pulling por fallas en los equipos BES, reduciendo este número de 5.5int/mes en el primer cuatrimestre de 2015 a 1.5int/mes en el primer cuatrimestre de 2016 (Figura 6), tomando en los últimos seis meses de historia este valor cae a 1.3int/mes siendo la cantidad actual de BES de 60 equipos.

Se redujeron sustancialmente los equipos con bombas atascadas (1 en el último semestre), las puestas en marcha debido a contingencias climáticas se suavizaron notablemente y estas se ponen en marcha de forma automática tras un tiempo de seguridad de backspin, liberando el recurso de asistencia de la cuadrilla operativa de BES.

Estas mejoras operativas permiten operar los equipos en modo control de presión de fondo mejorando la extracción al mantener el valor de presión de entrada ante variaciones del inflow del pozo este valor se ajusta de 14 a 17.5Kg/cm2 (200 a 250PSI) en función de la presión de entre-columna del pozo y el equipo trabaja en lazo de control midiendo la presión vía el sensor de fondo y ajustando la frecuencia de operación con el VSD (Variable Speed Drive)

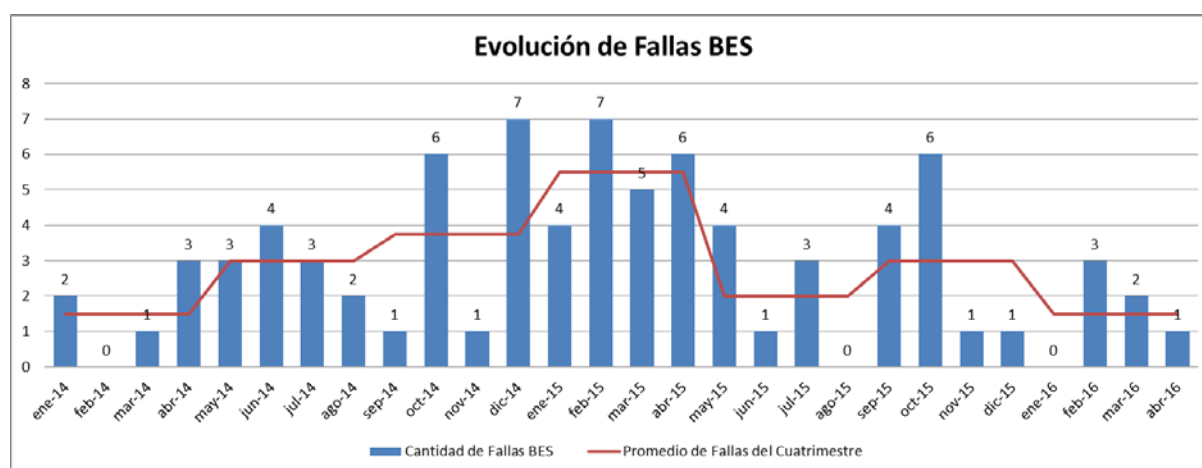


Figura 6

El runlife actual de todos los equipos instalados es de 376 días a mayo 2016 y tomando el runlife (excluyendo los equipos nuevos recientemente instalados) aumenta a 408 días (Figura 7) superando en 64 días al MTTF actual (345 días)

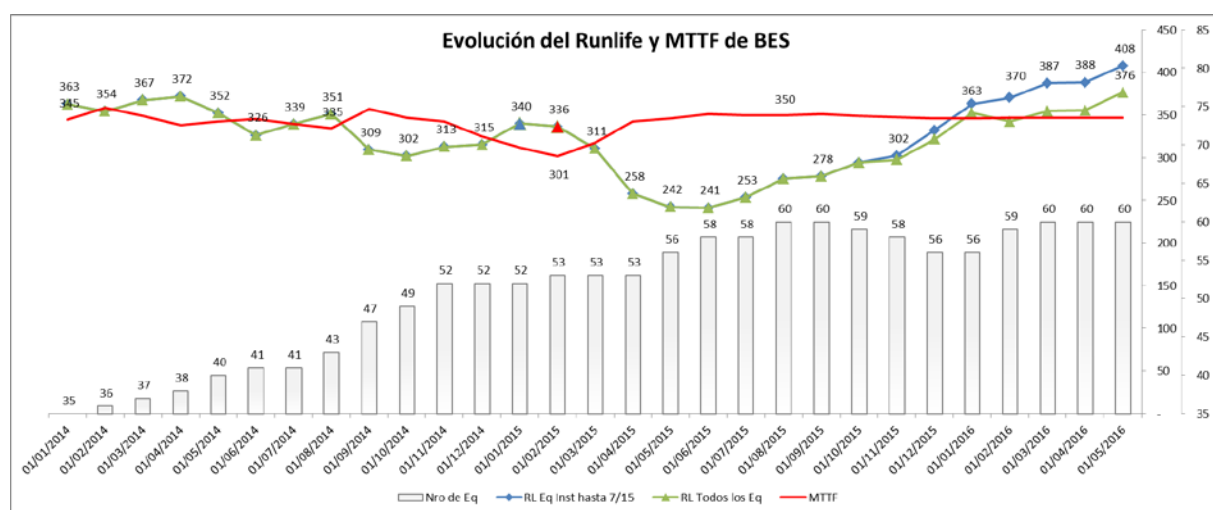


Figura 7

El runlife de 372 días considera 11 pozos nuevos con equipos BES que se instalaron hace menos de 360 días y 6 pozos nuevos que tienen equipos bes corriendo con menos de 180 días y que no han fallado desde su puesta en producción.

En la distribución de equipos por rango de tiempo en producción se puede observar que hay un porcentaje mayor que superan el año estando actualmente en producción que lo que históricamente señala el MTTF, por lo que se considera una mejora real en el funcionamiento de todo el parque BES a partir de implementar el plan de acción de reducción de fallas en equipos BES (figura 8)

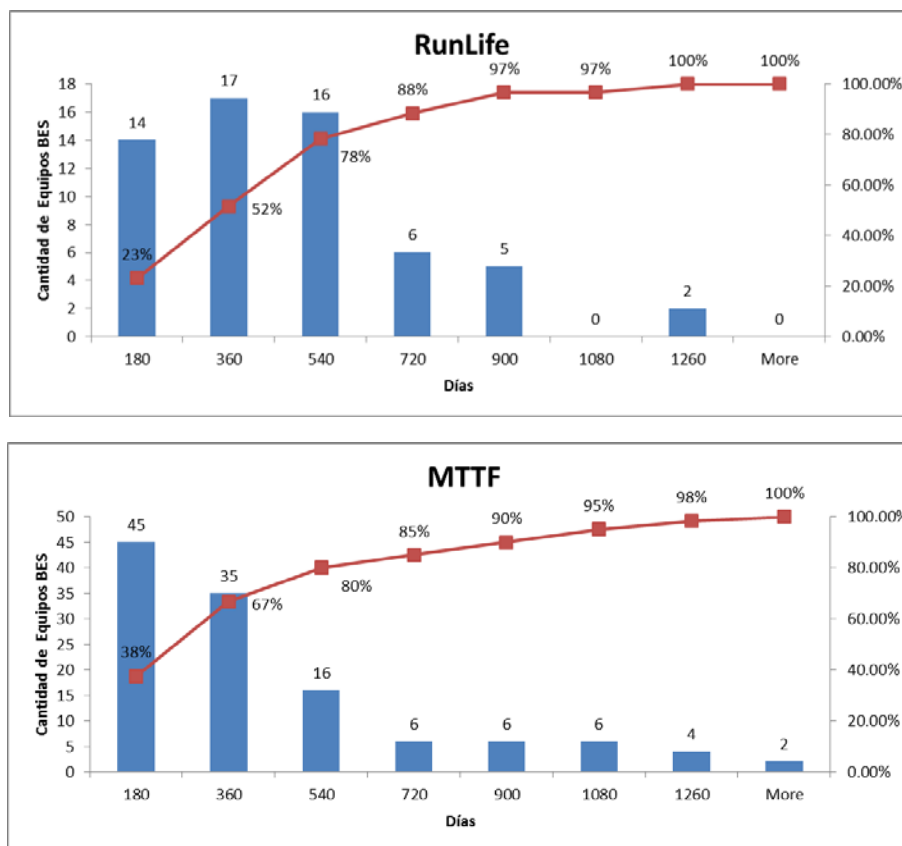


Figura 8

CV Autores y Co-Autores

Marcelo Agustín Montero

- Ingeniero Electromecánico, Universidad Nacional de la Pampa,

Experiencia laboral

- Periodo (10/2012 - 03/2016) – Ingeniería de producción de activo Zona Central.
- Periodo (09/2009 - 10/2012) – Supervisor de mecánica en Yacimiento Zona Central de YPF, Supervisión de bombas alternativas, centrifugas, multi-etapas, AIB, Compresores, Motores a explosión, etc.
- Periodo (10/2008 - 08/2009) - Empresa SEA. Ingeniería - coordinador general de proyecto eléctrico e instrumentación.
- Periodo (01/2008-09/2008) - MG.Energy, Planta LP Compresión Project-TOTAL AUSTRAL-AGUADA SAN ROQUE-NEUQUEN, Jefe de obra y logística en el yacimiento El Corcovo Norte de PETRO ANDINA RESOURCES LTD, AP Norte Fase II, Aguada Pichana de TOTAL AUSTRAL.

Actualmente

- Departamento de ingeniería de producción de Activo No Convencional de YPF. SA.

Juan Carlos Vergara Gutierrez

- Ingeniero de Petróleo, La Universidad del Zulia (LUZ) Cabimas, Edo. Zulia-Venezuela

Experiencia laboral

- Diseñar, Diagnosticar y optimizar los sistemas de extracción
- Periodo (03/2014 - 02/2015) – Líder del equipo de ingeniería de producción (Empresa Mixta Petroboscán (Pdvs - Chevron)
Evaluación y optimización 251 pozos con sistemas de levantamiento artificial BM, BCP,BES con un potencial de 75.3 MBPD
- Periodo (03/2014 - 03/2014) – Ingeniero de producción (Empresa Mixta Petroboscán (Pdvs - Chevron)
- Periodo (09/2007-03/2010) - Ingeniero de yacimientos (Empresa Mixta Petroboscán (Pdvs - Chevron)
- Periodo (02/2006 - 09/2007) – Ingeniero de producción (Unlimited Petroleum Consulting Inc)
- Periodo (11/2003 - 01/2006) Jefe de Dpto. Operaciones (PMA, CA. Drilling Services)
- Periodo (11/2002 - 11/2003) Coordinador de Dpto. Operaciones (PMA, CA. Drilling Services)
- Periodo (02/2001 - 11/2002) Técnico de Campo en Producción y Optimización (PMA, CA. Drilling Services)

Actualmente

- Periodo (02/2015 - actualmente) –Ingeniero de producción en Zona Central.(YPF)

Adrián Fabio Alborelli

- Estudiante Avanzado Ingeniería Eléctrica, (1998-2000 / 2009-2011) – UNCom - Nqn
- Técnico Electromecánico (1991-1996) ENET N1 - Nqn

Experiencia laboral

- Jul 2013 – present - Schlumberger Arg - ALS - Tech. Sales Support Eng./Applications Eng.ALS (Neuquen, Argentina) Ingeniería de aplicaciones sistemas de bombeo electrosumergible. Ventas para nuevos clientes. Desde 2014 Representante técnico para contrato con YPF en Aguada Toledo.
- Jun 2011 - Jun 2013 - Ing. SIMA Instrumentation development of Oleoductos del Valle.
- A cargo del mantenimiento y desarrollo del sistema de control de oleoductos Pto HernandezAllen – Challaco –Allen. Diseño de nuevos métodos de control a través de nuevos programas de PLC.
- Jul 2007 - Mar 2009 - Service Petrolier Schlumberger - Artificial Lift Instructor ALS (Melun, France)
- A cargo del curso para nuevos especialista e ingenieros (Equipos de superficie y operación en equipos de torre). Asistencia a curso de VSD. Enfocado en la introducción de nuevas tecnologías.
- Mar 2007 - Jun 2007 - Schlumberger Arg - ALS - Application Engineering ALS (Mendoza/RDLS, Argentina) A cargo de diseños de bombeo electrisumergible, análisis de fallas y diagnosticó de equipos en Mendoza Norte.
- Oct 2004 - Feb 2007 - Schlumberger Arg - ALS - Field Service Supervisor ALS (West Argentina, Argentina)
- Ene-2002 - Sep 2004 - Schlumberger Arg. - ALS – FS ALS (Rincon de los Sauces, Argentina) A cargo del armado instalación y puesta en marcha de ESP systems. Enfocado en la performance del mantenimiento de VSD en campo.

Cristian Fidani

- Ingeniero Electrónico – UTN – Facultad Regional Bahía Blanca
- MSc. en Exploración y Producción de Petróleo y Gas – ISE

Experiencia laboral

- Período (09-2007 a 09-2013) – Ingeniero de Producción del Activo Catriel – Negocio Neuquén – Río Negro en YPF S.A.
- Período (01-2006 a 08-2006) – Ingeniero de Proyecto – VAI Ingdesi

Actualmente

- Líder de Ingeniería de Producción – Negocio Neuquén Gas – YPF S.A.