

APLICACIÓN DE SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN CAMPOS MADUROS CON CONDICIONES SEVERAS

**Luis Moncada, Oscar Muñoz (Baker Hughes Centrillift)
Roberto Rosa, Mario Ottulich (Tecpetrol)
Colaboraron: Javier Villegas, Raul Aracena (Baker Hughes Centrillift)**

Sinopsis

Los requerimientos de campos maduros con condiciones severas representan un reto económico y tecnológico al momento de elegir el sistema de levantamiento artificial mas apropiado para las condiciones de un yacimiento.

Este trabajo describe la aplicación exitosa de sistemas de Bombeo Electrosumergibles (BES) en un campo maduro con condiciones severas. Durante los últimos cinco años de historia de operación se logro reducir el indice de intervención mediante el uso de nuevas tecnologías que permitieron la operación exitosa de sistemas BES en condiciones de alta temperatura, producción de arena y carbonatos. Muchos de estos sistemas son instalados por debajo de las zonas productoras para maximizar la producción de los pozos.

Con la aplicación de nuevas tecnologías y optimización de prácticas operativas, se logro aplicar este sistema para mejorar la producción del campo y aumentar significativamente la vida media de los equipos BES. Durante el periodo de cinco años se mejoro el índice de intervención en más de un 20% anual. Estas mejoras se lograron gracias al trabajo conjunto del Operador y la Compañía de Servicios para optimizar la aplicación de los sistemas BES en el Yacimiento El Tordillo.

Introducción

Evolución de la producción y demanda Global de Petróleo. El incremento de la producción a partir de los yacimientos de hidrocarburos existentes se hace crítico para poder alcanzar el crecimiento de la demanda mundial.

Desde 1996 la economía mundial ha experimentado un continuo crecimiento económico que ha incrementado significativamente la demanda global de petróleo. En la Figura N°1, se puede observar la variación en el tiempo de la Producción y la Demanda de petróleo, así como su efecto en el nivel de inversiones en exploración y producción. La actividad aumenta a medida que la demanda de petróleo se aproxima a la capacidad mundial de producción.

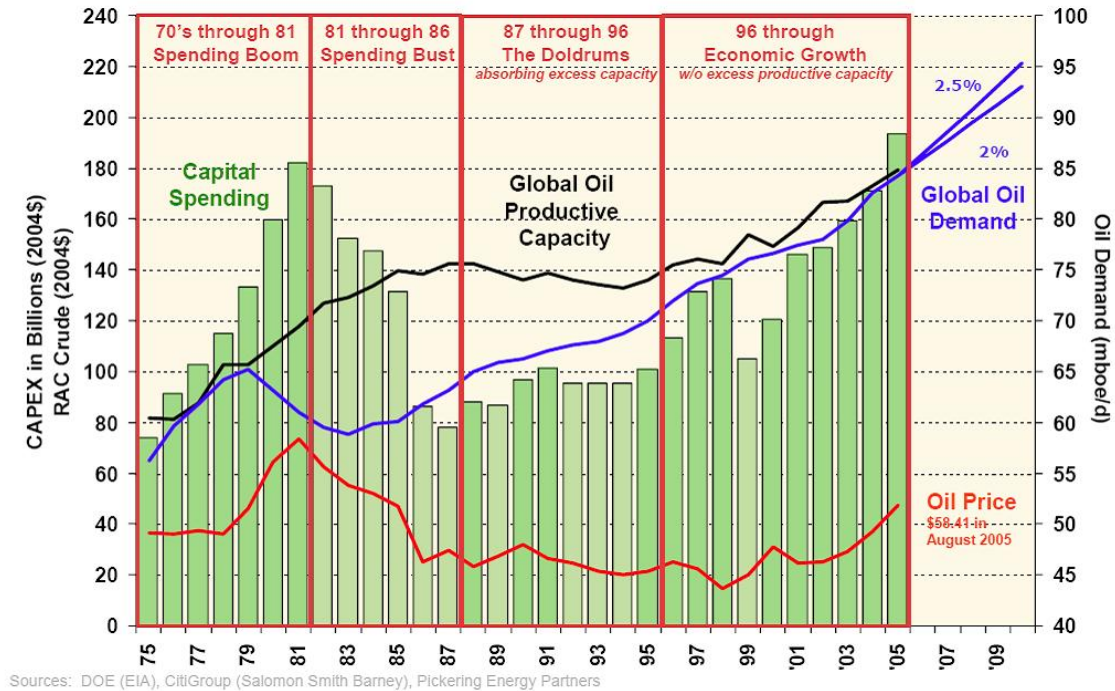
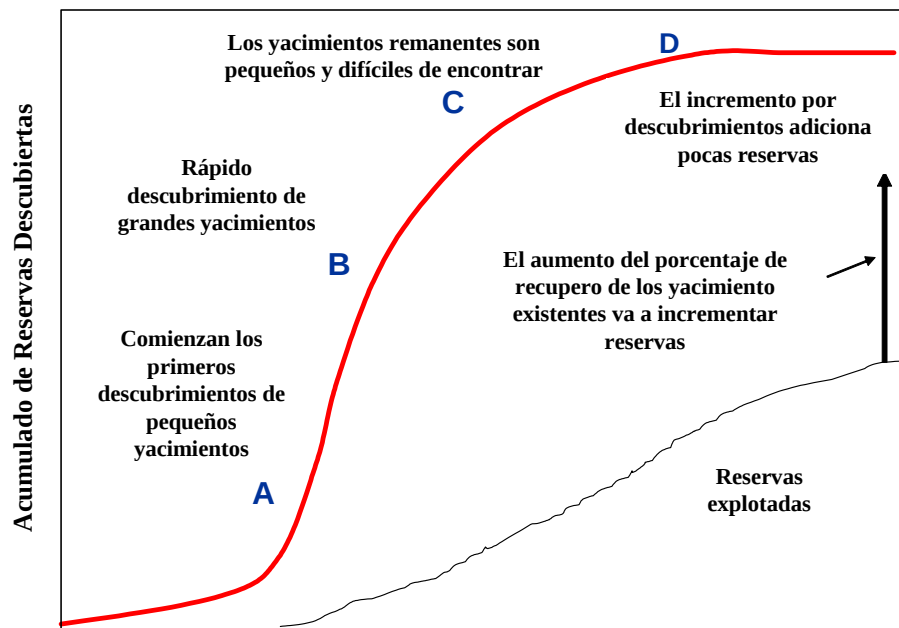


Figura N° 1 – Demanda y oferta de Petróleo y su efecto en los gastos de exploración y producción



Source: World Oil

Figura N° 2 – Evolución del descubrimiento de yacimientos

En la Figura N°2, se puede ver como las posibilidades de descubrimiento de nuevos yacimientos son cada vez menores y por lo tanto es importante aumentar el porcentaje de recupero de los yacimiento maduros para cubrir la mayor demanda.

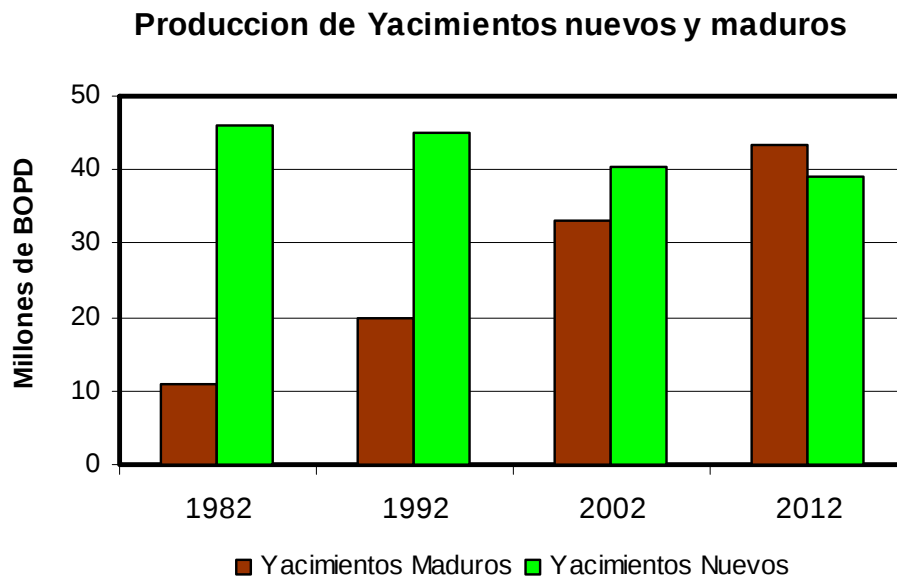


Figura N° 3

Cada vez son más raros los descubrimientos de grandes yacimientos, por eso la industria petrolera esta enfocando sus esfuerzos en aumentar la producción de viejos yacimientos, campos maduros, para poder suplir la demanda mundial. La Figura N°3, nos muestra el cambio en la relación de la producción en yacimientos nuevos y maduros. Como se puede observar, en 1982 la principal producción provenía de los yacimientos nuevos, mientras que la expectativa a futuro es que la principal producción la entregaren los yacimientos maduros.

Esta tendencia indica claramente que las operadoras están fijando más su atención en la optimización de la producción porque son los yacimientos maduros la principal fuente de hidrocarburos, por ello la importancia del trabajo en conjunto con las empresas de servicios y sus nuevas tecnologías que permitirán el logro de este objetivo.

Características de un campo maduro. El yacimiento el Tordillo abarca un área de 117 Km² y esta ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, provincia de Chubut, en la parte sur de la República Argentina (Figura N°4). El yacimiento fue descubierto en el año 1932 y es actualmente operado por la compañía Tecpetrol. Desde su descubrimiento se han perforado 1,371 pozos (a Junio 2006), 494 de ellos por Tecpetrol. A Junio del 2006, la producción total del yacimiento es 4,320 m³ de petróleo por día con un total de 736 pozos productores.

Prácticamente el total de los pozos productores cuentan con sistemas de Levantamiento Artificial, predominando las unidades de Bombeo Mecánico (BM) y los sistemas de Bombeo Electrosumergibles (BES).

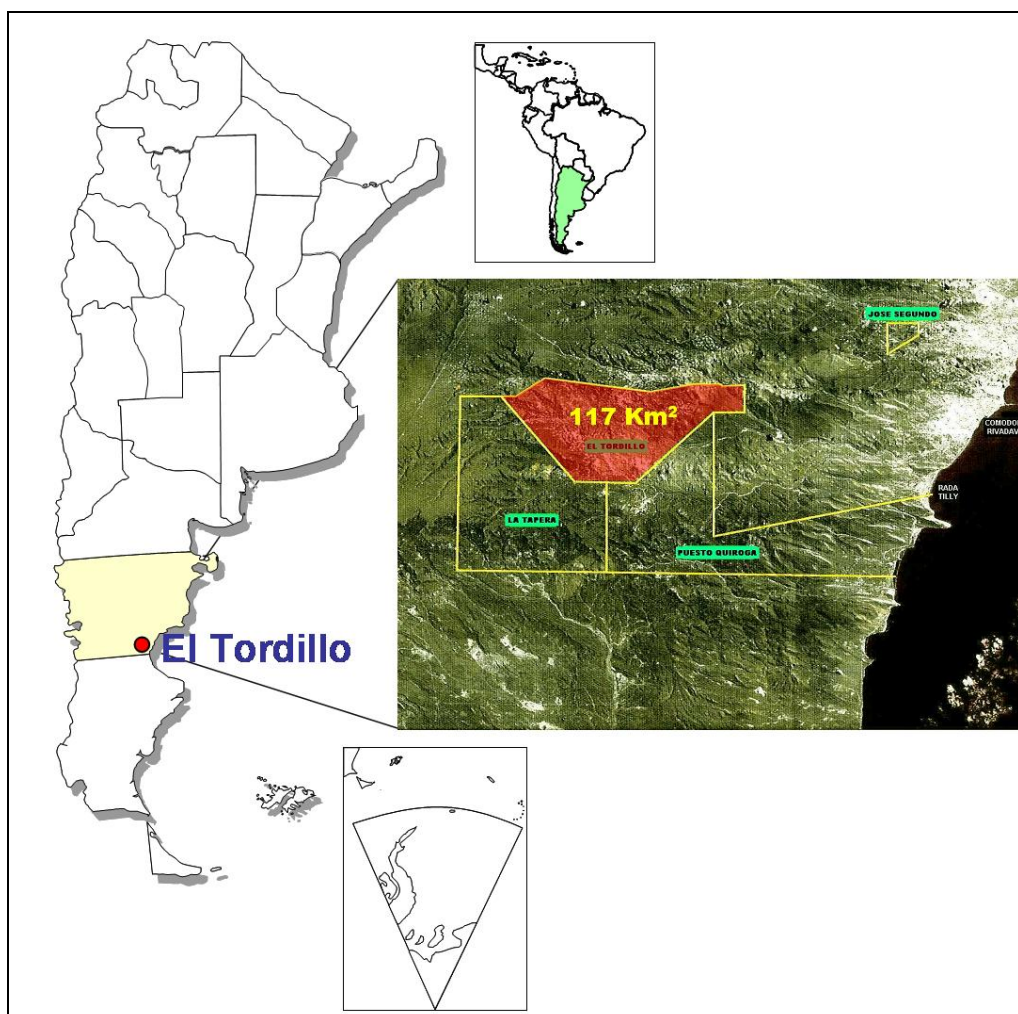


Figura N° 4 – Ubicación del yacimiento El Tordillo

Las siguientes son las principales unidades del Yacimiento

- Formación El Trébol
 - Profundidad media del tope (E-4 ó Purple): 770 a 910 mbnm
 - Espesor medio: 300m
 - Porosidad Promedio: 30% (datos de perfiles)
 - Petróleos degradados, altos volúmenes de agua, presencia de sólidos (°API promedio 22)
- Formación Comodoro Rivadavia
 - Profundidad media del tope (Cr-29 ó Red): 1.070 a 1.200 mbnm
 - Espesor medio: 900m
 - Porosidad Promedio: 21 - 24%
 - Petróleos semidegradados + agua (°API promedio 22)

- Formación Mina El Carmen
 - Profundidad media del tope (Mc-99 ó Brown): 1.920 a 2.180 mbnm
 - Espesor medio: >900m
 - Porosidad Promedio: 15%
 - Petróleos livianos + gas ($^{\circ}\text{API} >22 <30$)

Datos de Producción (Junio, 2006)

Producción de Fluido	43.620 m ³ /d
Producción de Petróleo	4.320 m ³ /d
Porcentaje de agua	90 %
Producción de Gas	515 M m ³ /d
Consumo interno de Gas	432 M m ³ /d
Venta a 3 ^o	77 M m ³ /d
Pozos en Producción Efectiva	736
Total Inyectado	36.800 m ³ /d
Inyección a Sumideros	2.500 m ³ /d
Pozos en Inyección	213
Pozos Sumideros	14

Tabla N° 1

Operación de los Sistemas de Bombeo Electrosumergible

De los 736 pozos productores, 31% están equipados con Sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES). 227 sistemas BES producen el 57% del fluido total del yacimiento y el 42% del total de la producción neta de petróleo. El promedio de producción neta por pozo de los sistemas BES es mucho mayor al promedio de los pozos equipados Bombeo Mecánico (BM), o con bombas de cavidad progresiva (PCP). Es por este motivo que es imprescindible maximizar la producción y el tiempo de operación de los pozos equipados con sistemas BES.

Distribución de Pozos por sistema de levantamiento artificial (Junio, 2006)

Tipo de Sistema	Cantidad	Producción Bruta (m ³ /d)	Bruta por Pozo (m ³ /d)	Producción Neta (m ³ /d)	Neta por Pozo (m ³ /d)
BES	227	24.935	108.6	1.800	8,0
BM	476	17.785	36.6	2.400	5,0
PCP	24	750	31.25	70	2,9
Surgente	9	150	16.6	47	5,2
TOTAL	736	43.620	-	4.320	-

Tabla N° 2

Evolucion Indice Intervenciones 1999 -2005

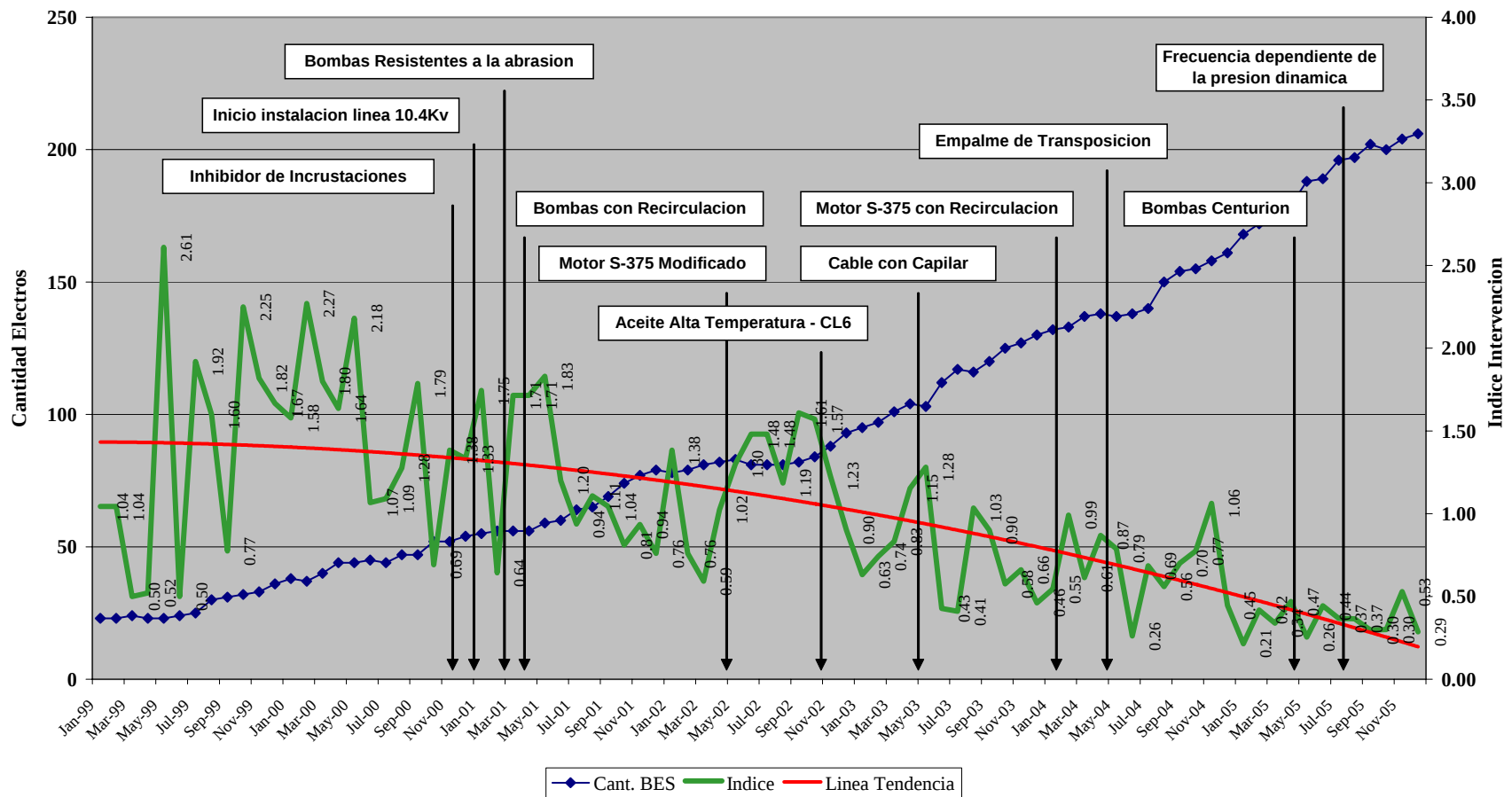


Figura N° 5 – Evolución del índice de intervención y fecha de aplicación de nuevas tecnologías

Incrustaciones. Uno de los problemas mas graves que se presentaron desde el inicio de las actividades con sistemas BES, fue la gran deposición de carbonato de calcio en los equipos, que dañaban las bombas taponando los pasajes de las mismas y en el caso de los motores recubriendo los mismos afectando su refrigeración. Este problema se ve normalmente agravado porque este yacimiento tiene un aporte importante de arena y ambos problemas trabajan en conjunto deteriorando más rápido las unidades. Con el inicio del tratamiento con inhibidores de incrustaciones, disminuyo este problema y además se observo que podíamos bombear la arena.

Las siguientes figuras muestran el efecto de las incrustaciones en los componentes de la bomba:



Figura N° 6 - Incrustaciones



Figura N° 7 - Incrustaciones



Figura N° 8 - Incrustaciones

Un programa de tratamiento químico fue diseñado para atacar el problema de las incrustaciones en el equipo BES. Al poco tiempo la gran mayoría de pozos con problemas de incrustaciones fueron equipados con sistemas de dosificación para el tratamiento de incrustaciones con inhibidores. Al final del 2005, el 60% de los pozos se encontraban operando con inhibidores.

Como se puede observar en las figuras N°9 y N°10, el numero de fallas ocasionadas por incrustaciones disminuyo drásticamente desde que se implemento el programa de tratamiento químico a principios del año 2000.

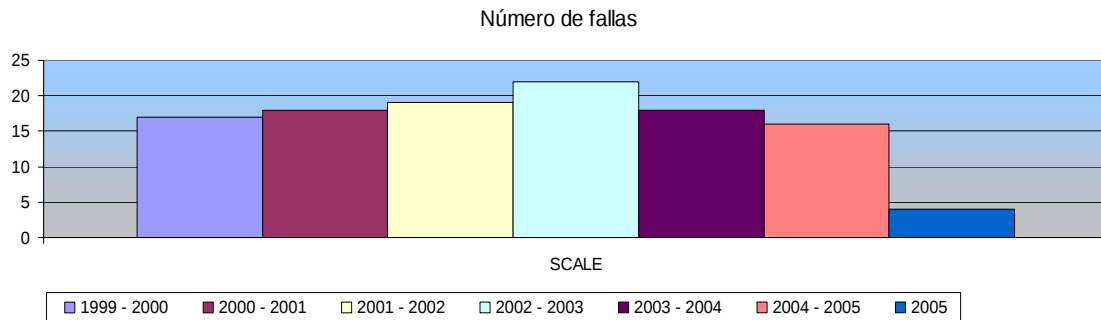


Figura N° 9

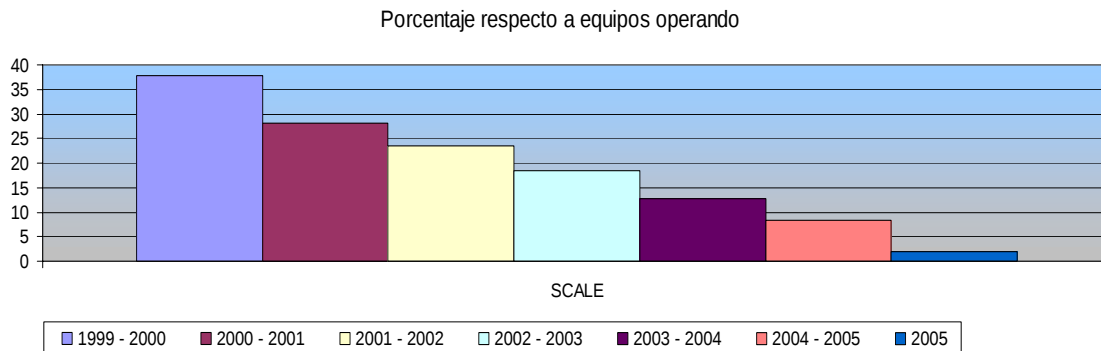


Figura N° 10

Mejoras en el suministro de Energía. En un estudio realizado de la fuente de energía el análisis arrojó como resultado dos problemas importantes que se debían considerar. El primero, es que en las líneas donde estaban conectadas los sistemas BES también operaban los equipos de bombeo Mecánico; y estas líneas son de 1.000 V. Operar con estas líneas causaba dificultades porque las variaciones de la carga de este sistema (BM) generaba problemas en la red eléctrica. Por medio de un análisis del sistema eléctrico se determinó que se debían aislar los sistemas, alimentando los pozos con BES, con una línea independiente de 10.4 KV.

El segundo inconveniente era la capacidad rotante de las fuentes de generación, las que en un primer momento no tenían el sobrante aconsejado de un 20%. Dado la complejidad de las distintas fuentes de generación que tiene el yacimiento, primero se redistribuyeron las cargas para poder contar con un sobrante adecuado en los distintos puntos del sistema. Se inició la construcción de líneas de 10,4KV lo que resultó en una mejora considerable de la operación de los sistemas BES. Esto se evidenció en un cambio muy importante en el comportamiento de las cartas amperométricas de los equipos operando, cuando se les realizaba el cambio de línea. En la Figura N°11 se puede ver el avance de esta tarea en el tiempo y la mejora del comportamiento de la carta amperométrica antes y después del cambio de línea.

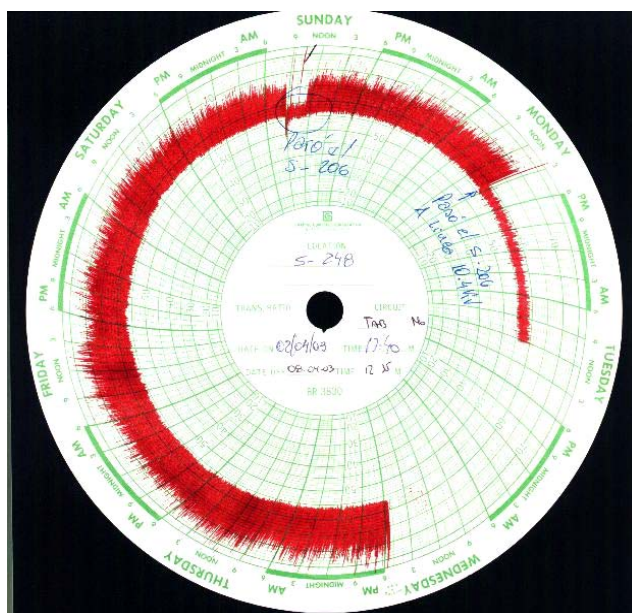


Figura N° 11 – Carta Amperometrica

Bombas resistentes a la abrasión. En los primeros Análisis de Falla de los equipos retirados de los pozos, se observó que las bombas presentaban un importante desgaste abrasivo, tanto radial como axial. Este tipo de desgaste no solo afecta la performance de la bomba sino que también origina vibraciones que se transmiten al resto del equipo y afecta el desempeño de los mismos (cojinetes, conjuntos de empuje axial, sellos mecánicos, etc.).

Se realizaron estudios destinados a determinar el tipo de sólido que se estaba manejando, la distribución del tamaño, la geometría, contenido de cuarzo y dureza. Todo permitió determinar el Índice de Recomendación de Materiales (MRI) y seleccionar el tipo de protección abrasiva mas adecuado para la bomba. Para este yacimiento en particular se utilizó la bomba ARM (Módulos Resistentes a la Abrasión) en una relación 1:5 (Un modulo resistentes a la abrasión por cada cinco etapas). Los módulos resistentes a la abrasión, de carburo de tungsteno, proveen protección radial y axial a la bomba.

Factores que deben ser considerados para determinar la protección adecuada para la bomba:

1. Cantidad de arena producida por el pozo (mg/lit).
2. Solubilidad en ácido.
3. Distribución del tamaño de las partículas.
4. Cantidad de cuarzo.
5. Geometría de la arena.
6. Velocidad de operación.

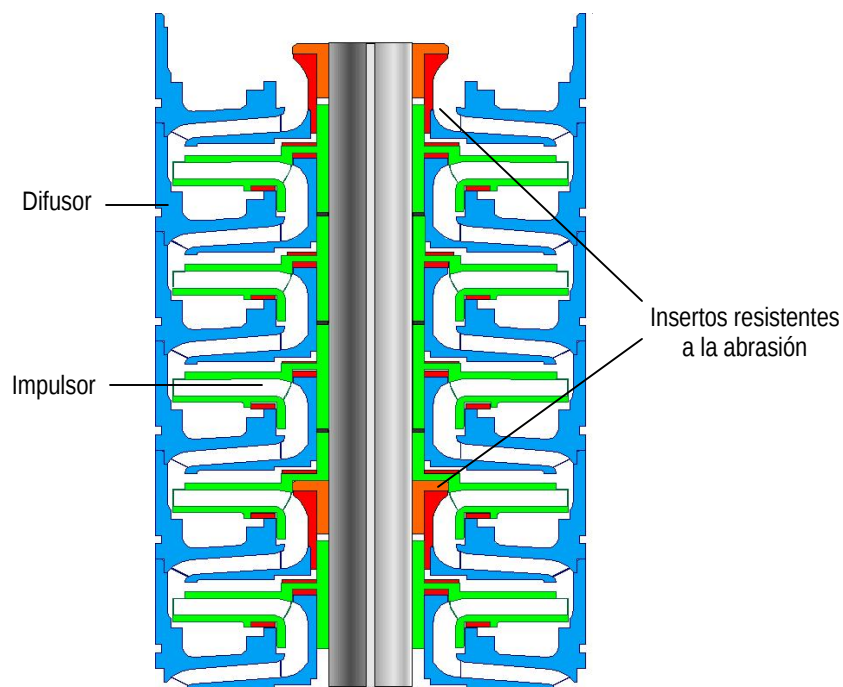


Figura N° 12 – Ejemplo de un bomba ARM 1:3

La instalación de las bombas ARM contribuyó significativamente a la mejora del tiempo de vida de los sistemas BES y a la reducción del Índice de Intervención el yacimiento. El caso del pozo S-2030 ejemplifica los resultados de la instalación de las bombas ARM: después de numerosas fallas por problemas de arena, la instalación de una bomba ARM incremento el tiempo de vida promedio mas de cuatro veces para llegar a una tiempo de operación de mas de 800 días.

Después de implementar el uso de las bombas ARM en el 2001, al finalizar el 2005 el 73% del parque instalado se encontraba equipado con bombas ARM. Las figuras N°13 y N°14 muestran la reducción en el número de fallas ocasionadas por arena, a medida que fue creciendo el parque de bombas ARM.

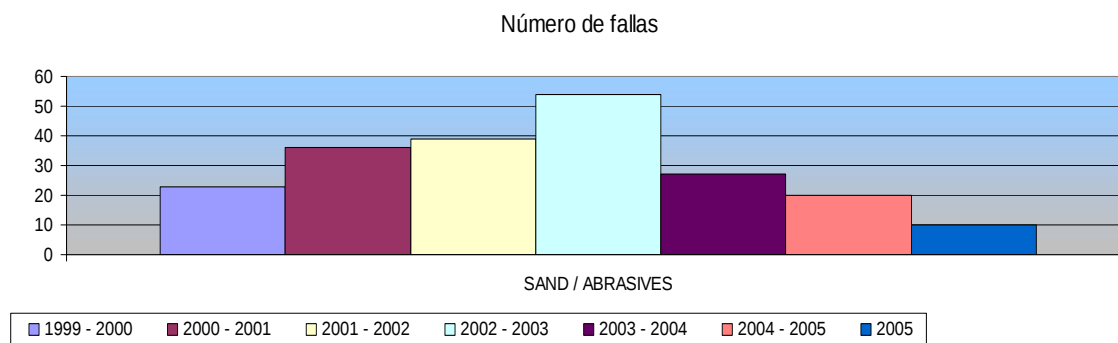


Figura N° 13

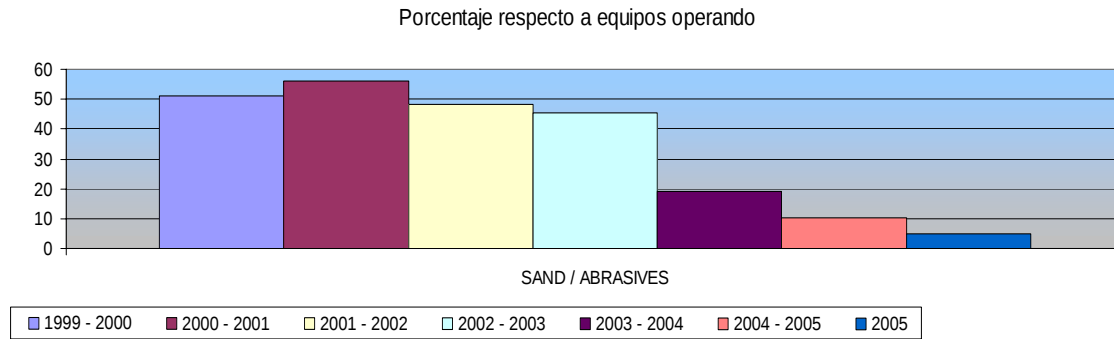


Figura N° 14

Bombas de Recirculación. En este yacimiento la amplitud de las zonas punzadas obliga a instalar el equipo entre punzados o por debajo de los mismos, para lograr una presión dinámica que permita una explotación óptima del pozo. Esto exige buscar un método alternativo de refrigeración de los motores que por lo general se logra con la instalación de una camisa de refrigeración. En los pozos con casing de 5 1/2" (13,97 cm), se debe utilizar motores de la Serie 375 (diámetro exterior 3,75" (9,525 cm)) y la camisa de refrigeración debe ser de 4,1/2" (11,43 cm), como resultado de este diseño tenemos espacios anulares muy pequeños, alta velocidad de fluido e importantes pérdidas de carga en los mismos.

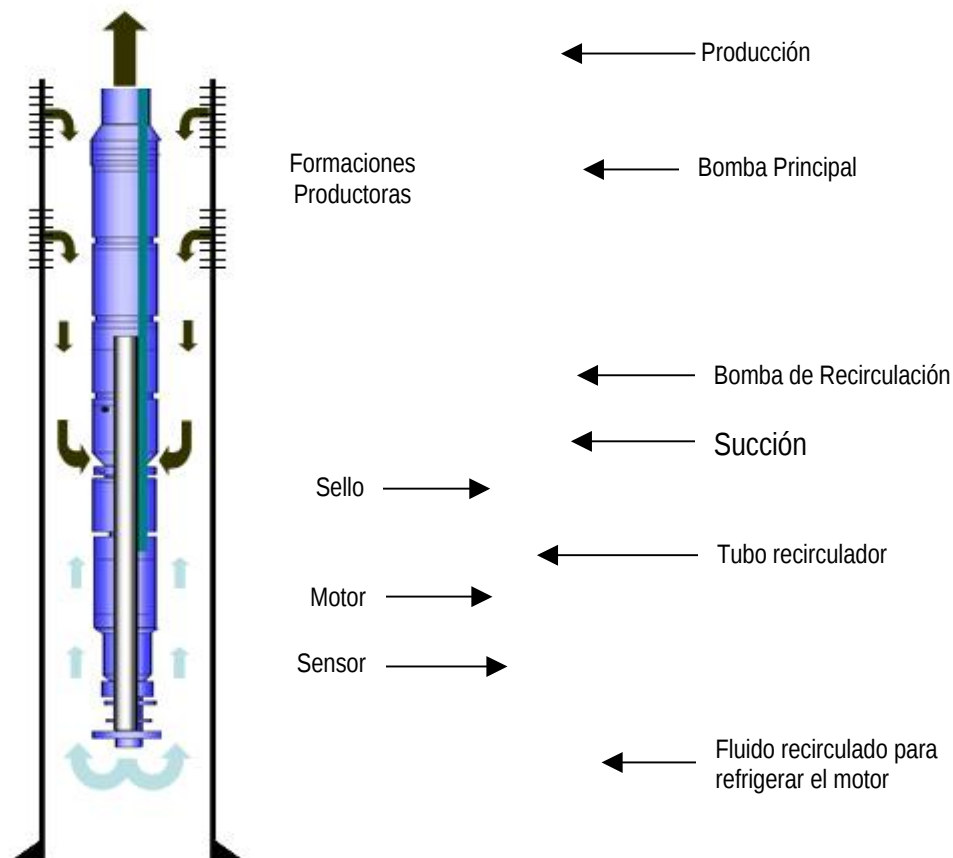


Figura N° 15 – Esquema de operación de una Bomba de Recirculación

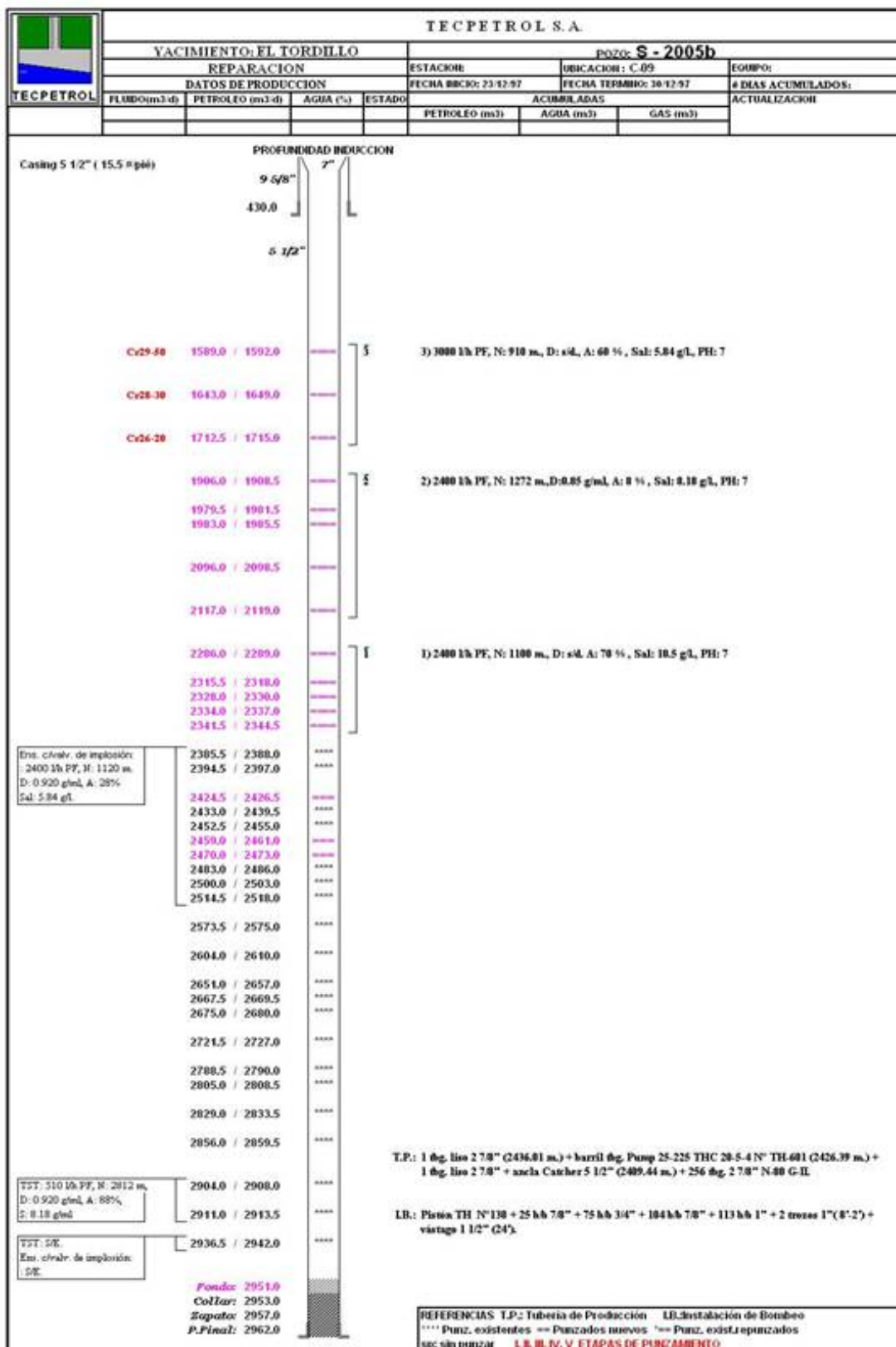


Figura N° 16 – Esquema de completación de un pozo típico del yacimiento

En un principio, con la idea de reducir el costo de estas instalaciones, se introdujo la tecnología de los equipos con Bomba de Recirculación. Esto permitió la utilización de motores de mayor diámetro (Serie 440: diámetro exterior de 4,40" (11,176cm)), evitando la utilización de un motor de mayor costo como lo es el de la Serie 375.

En segunda instancia, cuando se comenzó a producir mayores caudales, se pudo observar que tanto los motores S-375 con camisa, como los motores S-440 con recirculación tenían problemas no solo de perdidas de cargas importantes, por los huelgos reducidos, sino que también comenzamos a ver en el análisis de las fallas problemas de sobre temperatura en los motores. Analizando el problema se llegó a la conclusión que la velocidad del fluido en los espacios anulares era muy elevada, y la masa de fluido, que es la que absorbe el calor generado por el motor, era pequeña. Como resultado de esta experiencia se inicio la utilización motores S-375 con bomba de recirculación que operando en el casing de 5.1/2" (13.97 cm) genera un mayor espacio anular: disminuyendo la velocidad del fluido y aumentando la masa de transferencia. Esta modificación arrojó dos beneficios muy importantes: se lograron disminuir las pérdidas de carga y a su vez se mejoro la transferencia de calor desde el motor, disminuyendo su temperatura de operación.

En resumen, en los pozos de baja producción, operando por debajo de los punzados, se utiliza la bomba de recirculación con motor de la serie 440, y para los pozos de alto caudal se utiliza la bomba de recirculación con motor de la serie 375.

Evolución de equipos instalados con Bomba de Recirculación

Año	Motor 440	Motor 375	Total
2002	3	0	3
2003	8	0	8
2004	12	16	28
2005	9	38	47

Tabla N° 3

Mejoras en los motores 375. Los motores de la Serie 375 obligan a que en su diseño todos los componentes estén muy comprometidos para lograr el dimensionamiento final que el mismo exige.

Uno de las zonas que se ve mas exigida es el área de conexión entre el cable de extensión (MLE) y el motor, donde las distancias entre los conductores son mínimas y, en el caso particular de este yacimiento que tiene una temperatura muy importante (135°C – 408 K), el aislamiento sufre un envejecimiento prematuro. La combinación de estos dos factores contribuían a la reducción de la vida media de los motores en operación.

Para solucionar este inconveniente se desarrolló un motor de la Serie 375 con la cabeza modificada, de manera tal que se pudiera utilizar un cable de extensión (MLE) y enchufe

de la serie 450, el cual tiene mayor distanciamiento entre los conductores evitando de este modo una degradación de la aislamiento prematura.



Figura N° 17 – Motor 375 con cabeza 450



Figura N° 18 – Conectores 375 y 450

A Diciembre del 2005, 77 de los 78 motores serie 375 operando en el yacimiento ya habían sido modificados para poder conectarse con un MLE de la serie 450.

Aceite de motor para alta temperatura. En el comienzo de la operación se utilizó el aceite dieléctrico CL5, que en condiciones normales de operación estaría dentro del rango de utilización del mismo. Pero a medida que se fue exigiendo más el equipamiento, el salto térmico que se produce en el interior del motor nos llevó a condiciones muy extremas para la utilización de este aceite. Fue entonces que se tomo la decisión de estandarizar el uso del aceite de alta temperatura CL6, que cubre con mayor eficacia todo el rango de necesidades de este yacimiento.

Su implementación no fue sencilla ya que este aceite tiene alta viscosidad en las condiciones de temperatura de superficie y requirió la adecuación de los procedimientos de instalación y dispositivos utilizados tanto sea para su transporte como para su mantenimiento. Sin embargo, la implementación del aceite CL6 mejoro notablemente la operación de los motores de fondo, incrementando el tiempo de vida de los mismos.

Inyección de Químico en el fondo del pozo. En este yacimiento, en la mayoría de los pozos, la inyección de producto químico para el tratamiento de los fluidos se realiza a través de un puente de recirculación. El puente deriva una pequeña parte de la producción hacia el espacio anular arrastrando el químico inyectado en este.

A fin de hacer mas eficiente el tratamiento, se decide utilizar cable de potencia con un tubo capilar de acero inoxidable, donde este ultimo es la vía que permite conducir el producto químico hasta el fondo del pozo, que es la zona donde nos interesa que el tratamiento actúe. De esta manera se logra un mejor desempeño del producto y evitamos algunos problemas como ser taponamiento del puente de recirculación, deposición de

producto en la zona superior del pozo, corrosión en la parte superior del casing (generada por la acción del producto químico), etc.

Para el caso particular de un equipo con bomba de recirculación, esta última en su diseño tiene la posibilidad de insertar el tubo capilar en la cabeza del tubo de recirculación. Esta modificación asegura que el producto puede hacer su tarea desde el fondo del motor y evita un posible taponamiento dentro del tubo recirculador.

Empalmes de Transposición. La necesidad en los equipos BES de llevar la energía hasta el motor en el fondo del pozo, obliga a la utilización de un cable tripolar de larga longitud. En el caso del yacimiento El Tordillo, la profundidad promedio de instalación es de aproximadamente 2.200 metros, la que puede decirse es también la longitud promedio de los cables de potencia.

El reducido espacio anular entre el casing de 5-1/2" (13,97 cm) y la tubería de 2-7/8" (7,30 cm) no permite la utilización de un cable de potencia redondo, por lo que es necesario utilizar un cable de potencia de configuración plana. La geometría del cable plano hace que los campos generados por la corriente no estén equilibrados y esto provoca un desbalance de las corrientes eléctricas. Dicho desbalance reduce la eficiencia del motor e incrementa la temperatura de operación del mismo.

Para evitar este problema se utilizó una técnica llamada Empalme de Transposición, la cual consiste en dividir el cable en tres tramos iguales, realizando sendos cortes y efectuando un empalme en cada caso donde se cruzan las fases tal cual se ve en la figura inferior, esta configuración permite balancear el sistema y evitar los efectos nocivos que se mencionaron.

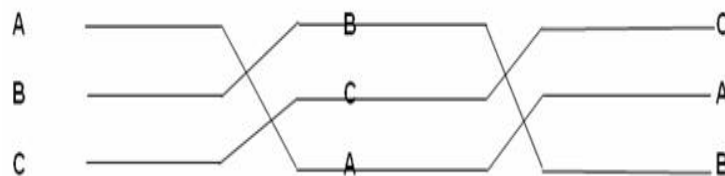


Figura N° 18 – Empalme de Transposición con tres fases (A,B,C)

Bombas de nueva tecnología. Como parte de los esfuerzos de mejora continua, a mediados del año 2005 se inició la prueba de nueva tecnología de bombas Centurion que combinan la capacidad de manejo de abrasivos con la mejor eficiencia en la altura de elevación. Estas bombas además tienen una mayor área de pasaje (vano) que disminuye la posibilidad del taponamiento de la etapa.

Otra ventaja de la que se dispone, es que al tener una mayor altura de elevación por etapa nos permite trabajar con menor cantidad de cuerpos de bomba, esto implica una reducción en la cantidad de acoplamientos. Esto disminuye los tiempos de instalación y mejora la factibilidad de instalación en pozos desviados o con problemas de entubación.

Las bombas Centurion pueden operar con una mayor presión diferencial (presión de descarga menos presión de entrada a la bomba) permitiendo su operación en pozos de mayor profundidad.



Figura N° 19 – Mayor pasaje del nuevo impulsor

Las dos pruebas iniciales se realizaron exitosamente en los pozos S-2322 y S-2118. En el primero se priorizo la mayor altura de elevación de la bomba para compensar la falta de sumergencia a 2.500 metros de profundidad. En el segundo caso se priorizo el mayor área de vano para manejar fluidos viscosos y aprovechar la mayor altura de elevación.

Aplicación de Variadores de Velocidad. Los yacimientos maduros en general operan bajo un proceso de recuperación secundaria. Las complicaciones en los sistemas de inyección y los problemas de cambio en la inyectividad de los pozos, se ven reflejadas en los pozos productores a través de cambios en el régimen de producción. En el caso particular de pozos con bombas Electrosumergibles este fenómeno se ve representado en problemas de cambios en la presión dinámica, los cuales pueden acarrear problemas como paros por baja carga, daños en la formación por reducción importante de la presión dinámica, bloqueos por alto porcentaje de gas libre, etc.

A fin de poder mantener una presión dinámica constante que permita la máxima producción del pozo y a su vez una correcta operación de la bomba Electrosumergible, se ha utilizado el Variador de Frecuencia (VSD) conectado a un Sensor de Presión de Fondo, de manera tal que la frecuencia de operación es la variable que permite el mantenimiento de la presión dinámica.

El diseño instalado posee un Sensor de fondo junto con un equipo BES a 2.200 metros de profundidad entre punzados. El objetivo es utilizar los datos del Sensor para mantener la presión de admisión constante en la bomba variando automáticamente la frecuencia de operación por medio del VSD. En el gráfico adjunto se puede observar la variación de frecuencia en función de la presión relacionado con la temperatura de motor.

Para ello se instaló en superficie un Variador de Velocidad GCS con entorno gráfico el cual administra variables de entrada (temperatura de motor y presión de admisión) permitiendo maximizar la producción del pozo y proteger el sistema BES.

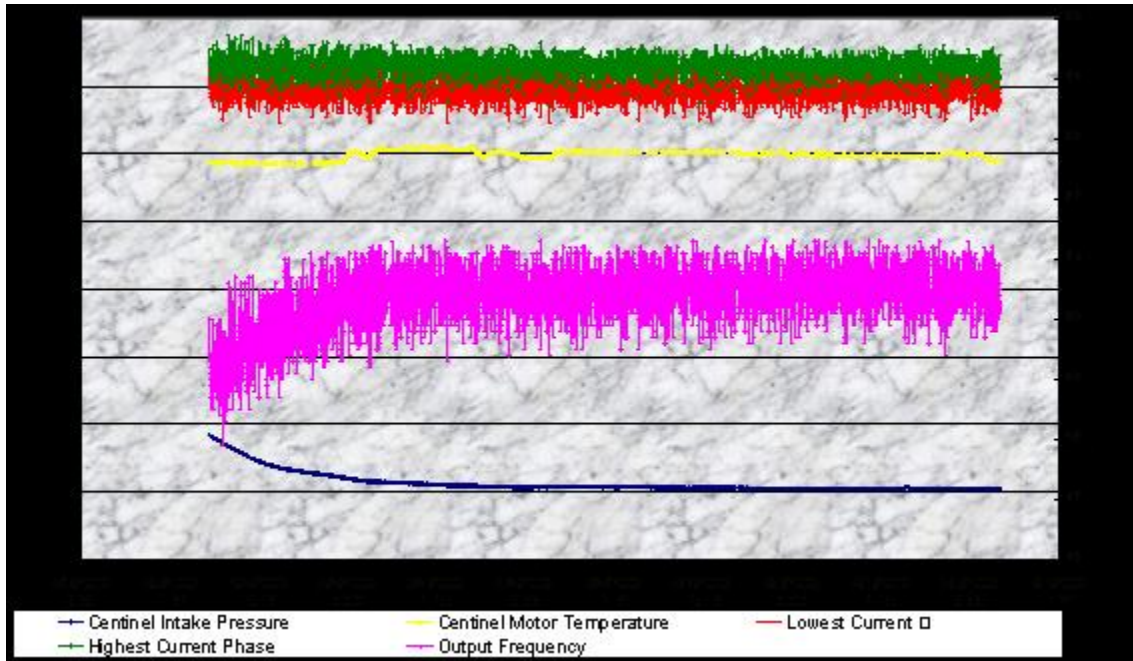


Figura N° 20 – Datos de operación del Sensor de fondo y el VSD

Conclusión

Los resultados de la aplicación de nueva tecnología en el yacimiento El Tordillo demuestran la aplicación exitosa de los sistemas de Bombeo Electrosumergibles (BES) en un campo maduro con condiciones severas. Durante un periodo de cinco años se mejoró el índice de intervención en más de un 20% anual: desde 1.33 al finalizar el año 2000 hasta 0.29 a finales del 2005. Esta importante reducción se logró al mismo tiempo que el parque de sistemas BES se incrementó de 54 a 206 unidades durante el mismo periodo.

Las principales mejoras realizadas durante este periodo fueron:

- Implementación de un plan de tratamiento químico con inhibidor de incrustaciones
- Mejoras en la línea de transmisión eléctrica
- Utilización de bombas resistentes a la abrasión
- Instalación de bombas de recirculación para operar entre, o debajo, de los punzados

- Modificaciones a los motores 375 y utilización de aceite dieléctrico de alta temperatura
- Instalación de cable con capilar para la inyección de químico en el fondo del pozo
- Empalmes de transposición
- Bombas Centurion
- Mejoras en la utilización de los VSD en conjunto con Sensores de fondo.

Los sistemas BES son eficientes y confiables; la mayoría de las fallas son prevenibles con un adecuado programa de operación y optimización. El trabajo en conjunto entre el Operador y la Compañía de Servicios es fundamental para lograr las mejoras deseadas en la aplicación de un sistema efectivo de levantamiento artificial.