


Continuando con el estudio de las Bombas de Cuidad Progresiva (PCP) en condiciones multifásicas en este trabajo se describe la prueba piloto de una bomba multifásica de tornillo simple de fondo (HR) en el yacimiento Cañadón Yatel de YPF. Este yacimiento se encuentra en fase de producción primaria y no cuenta con instalación de red eléctrica.



# “Exitosa aplicación de bomba multifásica de fondo en pozo con alto índice de intervenciones tanto con Bombeo Mecánico como con PCP”

Por *Ángela Karina Álvarez, Luis Alberto Palma y Juan Pablo Scaglia* (YPF S.A.)  
y *Ricardo García Duran, Fernando Bertomeu y Esteban Young* (PCP Oil Tools S.A.)

La bomba multifásica consta de un estator y un rotor con reguladores hidráulicos. Es una bomba autorregulada, cuanto mayor sea el diferencial de presión entre una cavidad y la otra, habrá mayor escurrimiento provocado por el regulador que forzará a trabajar más la cavidad anterior.

La bomba trabaja de modo uniforme a lo largo de todo el estator generando así un delta de presión constante y una menor temperatura interna del estator (Figuras 1 y 2).

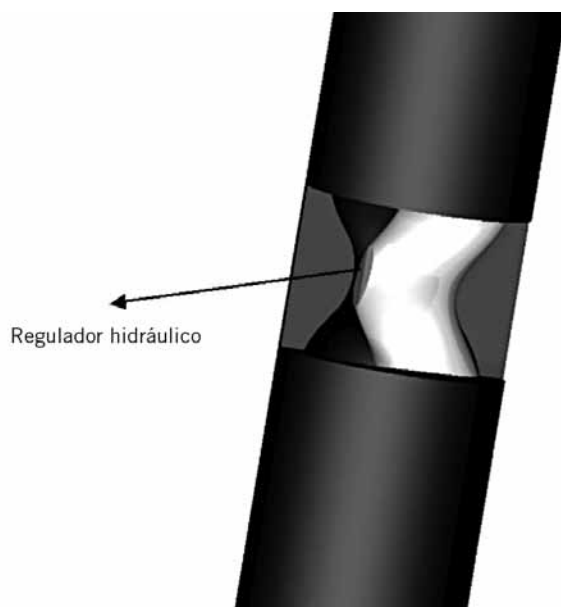


Figura 1. Detalle de la bomba.

## Aplicación en la Zona Norte de Santa Cruz

En la Cuenca del Golfo San Jorge, en la zona norte de Santa Cruz, hay 67 HR instaladas. El proyecto se inició en mayo de 2009 y tomó mayor relevancia a partir de julio de 2011. Entre 2009 y 2011 se comprobó, con las diferentes aplicaciones, los beneficios de la bomba multifásica de fondo por sobre las PCP y el Bombeo Mecánico en pozos con alta relación gas líquido y petróleo pesado, parafinas

o arena. Entre mayo de 2009 y julio de 2011 se probaron 5 equipos y entre julio de 2011 y junio de 2016 se instalaron las restantes 62 bombas.

## Selección de candidato

El objetivo de esta prueba fue encontrar una solución a los pozos con alta relación gas líquido (GLR) y arena y/o petróleo viscoso.

Previo a la HR el pozo ECH-230 tuvo como sistemas de extracción, Bombeo Mecánico y PCP, con 6 intervenciones con BM entre 2012 y 2015 y 3 intervenciones con PCP (Figura 3).

Se seleccionó este pozo como candidato por las condiciones de fluido multifásico y las continuas fallas de Bombeo Mecánico y PCP. Se trata de un pozo con petróleo mediano de 20°API, caudal de gas 8000 m<sup>3</sup>/d y un 1% de aporte de arena (según análisis realizado por EPSILON, Protocolo N° 00870-16CS, fecha de informe 02/03/2016).

## Historial de intervenciones

### Terminación original (01/04/2012)

Se intenta fracturar zona 1860/64 m, cuando se ha bombeado el 50% del colchón, se aborta operación por elevada presión, luego se decide fracturar nuevamente.

Se realiza fractura en zona 1236/40 m, se constatan 24 m de arena sobre pin de TPN, se circula hasta retorno limpio. Las siguientes capas se fracturan en conjunto 826/27 m, 836,5/38 m y 847/49 m, lava arena de fractura desde 844,8 m hasta pin de TPN fijo en 876,3 m.

Profundiza y lava arena desde 1837 hasta 1844 m, pozo admite en retorno (en total 55 m<sup>3</sup>) Instalación de producción: BM.

### Intervención 1 (28/09/2012)

Sacan v/b + bomba, inyectan por directa y se observa punta de instalación obstruida (levanta 2600 psi).

Opera bomba, completa pozo, bombea 6 m<sup>3</sup> de agua de purga, punta desobstruida. Constata fondo en 1885 m, baja bomba Bayler y limpia hasta 1902 m.

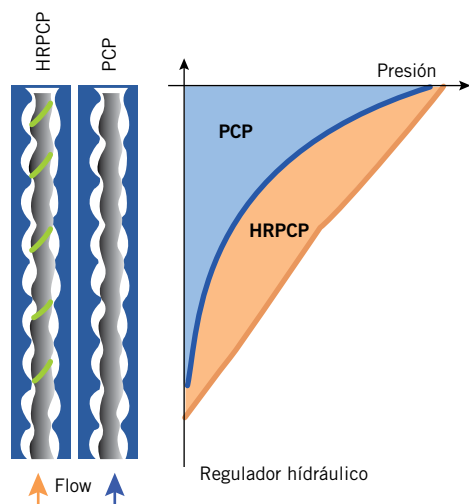
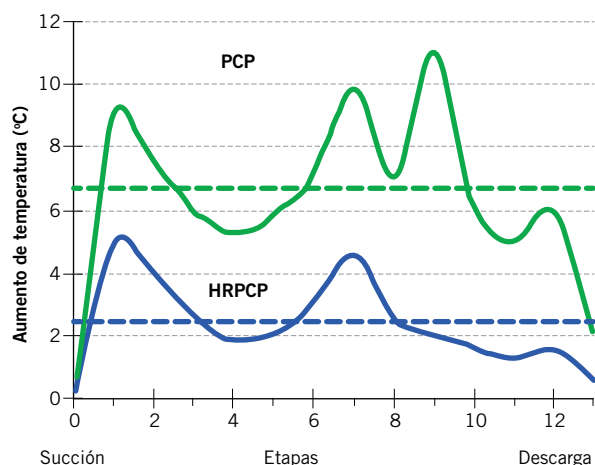


Figura 2. Distribución de la presión y variación de la temperatura con PCP y HR.



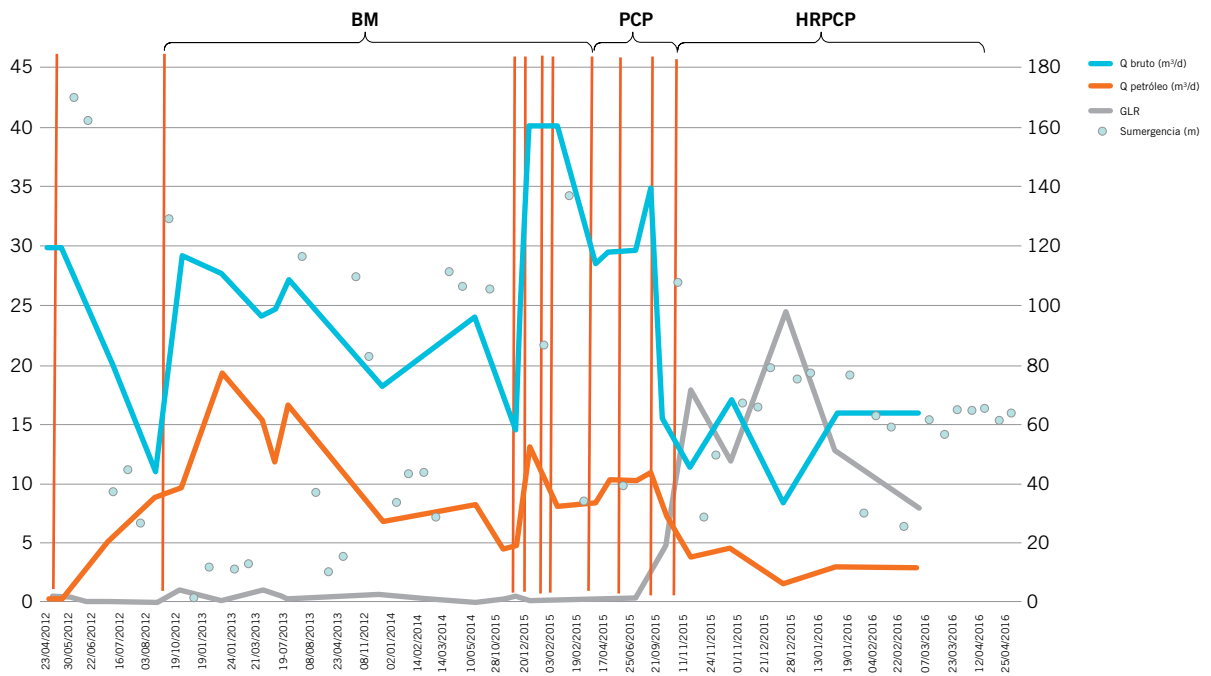


Figura 3. Controles de producción, sumergencia e intervenciones por sistema, ECH-230.

Desarma bomba Bayler + 2 TBG 2 7/8" en *single* (tiros simples), salen llenos de petróleo + charnela + 22 TBG 2 7/8" en *single* salen llenos de arena + petróleo.

#### Intervención 2 (23/11/2014)

Monta equipo, tensiona levanta vástago desengancha pozo, vástago sale trabado, se observa bomba aprisionada, maniobran sin poder desclavar. Profundiza TBG para contactar fondo, en 1856 m (89 m de relleno). Lava relleno hasta 1880 m.

Saca 10 TBG totalmente tapados y llenos con material de relleno. Lava relleno hasta 1882 m, sin poder avanzar.

#### Intervención 3 (10/12/2014)

Retira v/b con desgaste en cuplas hasta cuerpo. Sale b/p # 13 con filetes de cupla barridos. Baja pescador con resultado positivo.

#### Intervención 4 (07/01/2015)

No libera bomba y se realiza desenrosque con resultado positivo.

Constata fondo en 1862,5 m, baja Bayler y limpia relleno hasta 1872 m.

#### Intervención 5 (23/01/2015)

Retira v/b, la última de 3/4" sale con pin barrido. Constata relleno en 1862 m. Los últimos TBG (2), salen llenos. Limpia con Bayler hasta 1872 m. Baja en DIF, filtros.

#### Intervención 6 (18/03/2015)

Ingresa equipo, realiza prueba de hermeticidad, positiva y prueba de funcionamiento de bomba negativo. Sale bomba con vástago trabado y cabezal golpeado. Maniobra para librar ancla, con resultado negativo.

Bomba por inversa, pozo admite y no circula. Coloca TBG de maniobra, herramienta aprisionada golpea con efecto tijera obteniendo resultado negativo.

Compañía Superior, calibra a 1730 m, ok. Determina punto libre en 1680 m, realiza corte químico en 1678 m.

Baja Bowen, la misma asienta en 1677 m. Como pozo no circula, se saca cabeza rotativa Bowen. Baja impresor, luego tren de pesca.

Baja Bayler, se observa que herramienta se asienta en 1779 m hasta pasar libre, luego en 1808 m hasta pasar libre y constatar fondo en 1846 m. Golpea con efecto tijera hasta 1867 m. DIF bajado PCP.

#### Intervención 7 (19/05/2015)

Sale pesca por desenrosque en cupla inferior de v/b # 103 de 1".

Retira TBG y PCP: Falla por gas (descompresión explosiva) y arena.

Se baja nueva PCP.

#### Intervención 8 (09/08/2015)

Retira sarta de v/b, última (# 226) sale en pesca cuerpo a 10 cm de pin inferior. Observa últimas v/b con exceso de torque.

Retira TBG con arrastre de petróleo viscoso.

Baja tren de rotación, para firme en 1837 m, pozo no circula, admite 45 m<sup>3</sup>. Bombea agua densificada (1060 g/l).

Lava relleno desde 1837 m hasta 1870 m, se realiza con precaución por no tener circulación.

Realiza ensayo primario en conjunto de las zonas: 826/827, 836,5/838-847/849, 826/827-836,5/838-847/849 m. Resultado del ensayo: ASF + rastro de petróleo viscoso.

Realiza ensayo primario zona: 1236/1240 m. Resultado del ensayo: ASF + leve rastro de petróleo. Realiza prueba de admisión en zona en conjunto 1346/1588 m, rompe formación con 1200 psi, admite con 1000 psi. Libra TPN

fijo, se bombean 12 m<sup>3</sup>, pero no circula.

Realiza prueba de admisión en zona en conjunto 1623/1759 m, rompe formación con 1194 psi, admite con 1000 psi. Libra TPN fijo, se bombean 15 m<sup>3</sup>, pero no circula.

Realiza ensayo primario zona: 1860/1864 m. Resultado del ensayo: ASF + arena de formación y fractura en copa.

Monta cabeza de fractura (1236/1240 m), desplaza capacidad de TBG con gel lineal. TPN fijo en 1295 m, PKR fijo en 1182 m. Arena utilizada 20/40, mezclan 263 bolsas, en formación 257 bolsas.

Circula pozo, en retorno, arena y gel.

Se constataron 41,6 m de arena sobre pin de TPN. Lava relleno desde 1253 m hasta 1274 m.

Realiza ensayo posfractura, se observa inyectado + abundante arena en copa. Maniobra para librar PKR con resultado negativo. Corte químico mecánico en 1197 m.

Profundiza tren de rotación, herramienta para firme en 1230 m, constataron 65 m de arena sobre TPN. Circula hasta retorno limpio.

Profundiza, y herramienta para firme en 1293 m, lava hasta 1295 m. Fija TPN N en 1840 m.

Punza según programa.

PCP: Falla por gas (descompresión explosiva) y arena Se baja nueva PCP.

### Intervención 9 (27/10/2015)

Retira sarta de v/b con arrastre por petróleo viscoso.

Pesca sale en conexión inferior cupla, quedando en pozo 8 v/b de 7/8".

Profundiza instalación, y se determina fondo libre en 1840 m.

Emana gas.

Bombee 15 m<sup>3</sup> por inversa, pozo no circula, admite.

Equipo opera en conjunto con caldera, por presencia de parafina en pozo.

En TBG # 173 se encuentra punto de pesca en v/b.

PCP: Falla por gas (descompresión explosiva).

Se baja bomba multifásica de fondo HR.

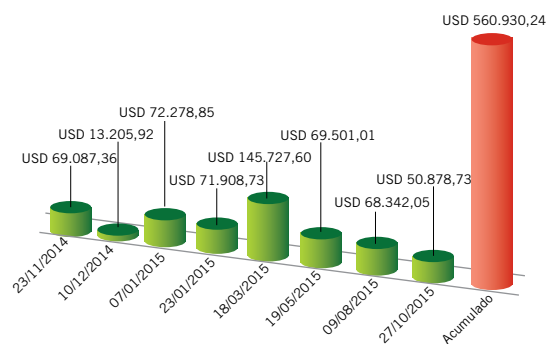


Figura 4. Costos de las últimas intervenciones ECH-230.

En un año se debieron realizar ocho intervenciones al pozo por fallas en los sistemas de producción, generando gastos por USD 560.930,24 únicamente en equipos de torre. No se incluyen en el análisis los costos de los sistemas de extracción (Figura 4).

A partir de la instalación de la HR no hubo costos asociados a equipos de torre (Figura 5).

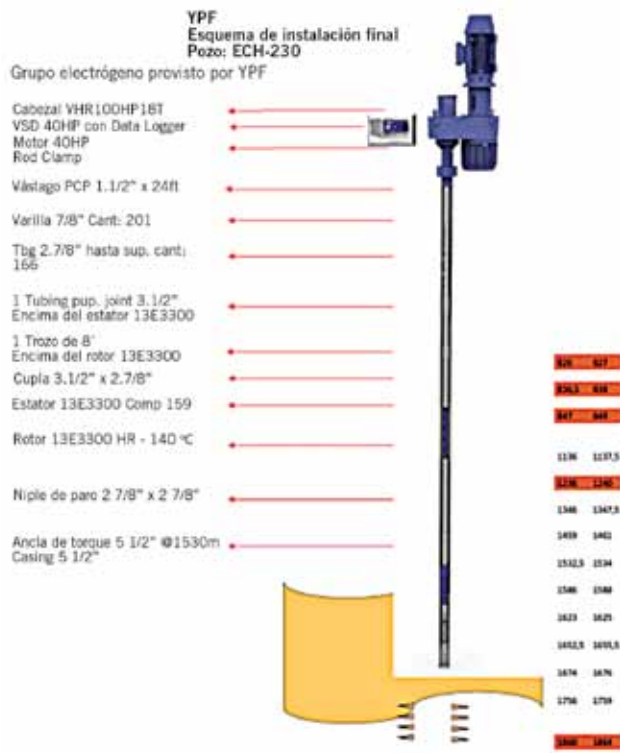


Figura 5. Esquema de instalación.

### Análisis de compatibilidad

Para determinar que la aplicación era viable se realizó un análisis de compatibilidad de petróleo que dio un resultado positivo. Por las condiciones del pozo, se fijaron cuatro variables consideradas fundamentales para la selección del elastómero:

- Propiedades mecánicas: debido a la profundidad a la que se instalaría la bomba (1550 m a 1750 m) se necesitaba un compuesto con buenas propiedades mecánicas.
- Descompresión explosiva: dada las reiteradas fallas presentadas por la presencia de gas, una de las claves para que la aplicación tuviera éxito fue seleccionar un compuesto con buena performance en presencia de gas.
- Resistencia a la abrasión: 2 de las 3 PCP fallaron por gas y presencia de arena, por lo que se requería un compuesto resistente a la abrasión.
- Temperatura máxima: por el gradiente de temperatura del área y la profundidad de instalación el elastómero que se seleccionaría debía soportar al menos 90 °C.

Se tomaron muestras de petróleo de un pozo vecino: ECH-332, al que se realizó un análisis con los siguientes resultados:

- Densidad: 0,95189 g/cm<sup>3</sup>
- °API: 17,45
- Viscosidad hidratada:
  - @ 50 °C: 435cps
  - @ 60 °C: 288cps
  - @ 70 °C: 191cps

Según la cromatografía presentada por Petromark con fecha 05/06/2015, el gas no presenta CO<sub>2</sub>.

Los cupones se colocaron en envases con muestras tomadas del ECH-332. El ensayo consistió en la realización de mediciones de cupones de compuestos 159, 198 y 204 entre las fechas 10/09/15 y 16/10/15. Duración del ensayo: 26 días. Las condiciones del ensayo: 75 °C y 90 °C.

La interpretación de resultados se realiza observando el hinchamiento volumétrico, variación de dureza y cambios porcentuales en el peso de la probeta (Figuras 6 y 7).

### Instrumentos utilizados



### Selección de elastómero

#### Tipos de elastómero

Clasificación de Elastómero	NBR	HNBR	FKM
	HARD		
Compuesto PCM	159	198	204
Temperatura Máx (°C/F)	125 / 260	150 / 300	80 / 175
Temperatura Min (°C/F)	-5 / 25	-5 / 25	-15 / 5
Propiedades Mecánicas	★★★★	★★★	○
Dureza Shore A	75-80	75-80	70-75
Esfuerzo de deformación (Mpa)	18-23	19-24	15-20
Elongación en la rotura (%)	450-650	350-450	250-350
Densidad	1,2	1,2	1,9
Resistencia a la abrasión	★★	★★★★	○
Resistencia a aromáticos livianos	★★	○	★★★★
Resistencia H2S	○	★★★★	★★★★
Resistencia CO2	★★	★★★★	★★★★
Resistencia a la descompresión explosiva	★★★★	★★	○
Resistencia al agua	★★	★★★★	★★★★

### Resultados

Según las cuatro características consideradas clave para esta aplicación, resultó el 159 el más apto de acuerdo con la matriz (Tabla 1).

Por ser el compuesto 159 el más apto para las cuatro condiciones clave evaluadas se optó por ese compuesto.

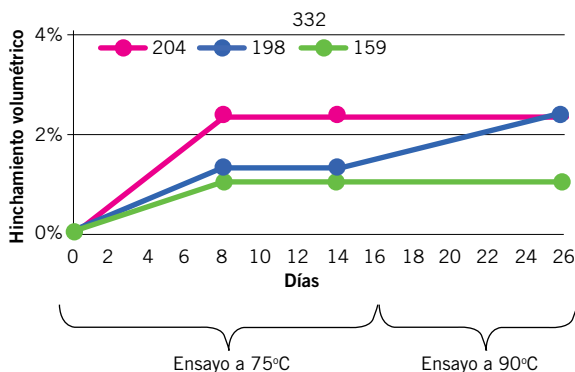


Figura 6. Hinchamiento volumétrico ECH.

Compuesto	Propiedades mecánicas	Resistencia a la descompresión explosiva	Resistencia abrasión	Resistencia a temperatura	Total
159	5	4	3	4	16
198	4	1	4	5	14
204	1	1	1	2	5

Tabla 1. Características consideradas.

### Selección de equipo de superficie

El yacimiento se encuentra en una zona sin suministro de energía eléctrica, se instaló un generador para poder instalar un VFD y un registrador de datos para mejor control y seguimiento del pozo.

Con el registrador de datos instalado se pudo evaluar el comportamiento de la bomba en los siete meses de funcionamiento. Mediante la fluctuación del torque se observó el pasaje de gas por la bomba que, en un principio, se pensó que se trataba de resonancia pero al variar la frecuencia se determinó que la fluctuación del torque era producto del gas (Figuras 8 y 9).

### Resultados y observaciones

La bomba lleva a la fecha más de siete meses sin intervenciones.

Inicialmente la bomba trabajó al 85% de eficiencia produciendo 11m<sup>3</sup>/d a 100 rpm con 285 m de sumergencia. A los 8 días la producción pasó a 17,24 m<sup>3</sup>/d a 100 rpm (al 134% de eficiencia, lo cual es imposible) por lo que suponemos que el pozo estaba produciendo 11m<sup>3</sup>/d por directa y 6,24 m<sup>3</sup>/d por anular producto de la sumergencia del pozo. Al siguiente control se observa un aumento en la sumergencia a 789 m y el pozo deja de surgir pasando a producir 8,17m<sup>3</sup>/d. La eficiencia cayó al 63%, producto del gas pasando por la bomba.

Se incrementaron las rpm a 125 para bajar la sumergencia, bajó a 298 m y el pozo nuevamente comenzó a surgir (Figura 10).

A las dos semanas de producción estable y con una variación de torque de +/- 20lbs.ft, se comenzó a observar una fluctuación importante en el mismo y se mantuvo en +/- 160lbs.ft.

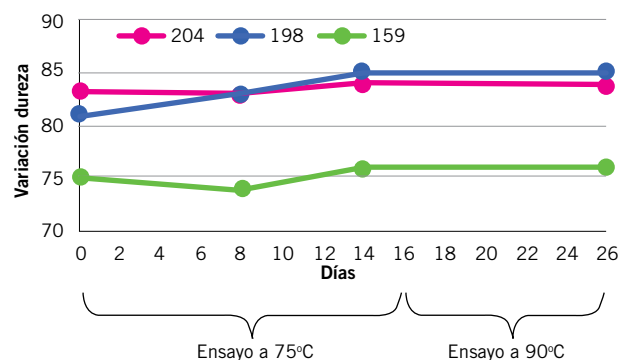


Figura 7. Variación dureza ECH 332.

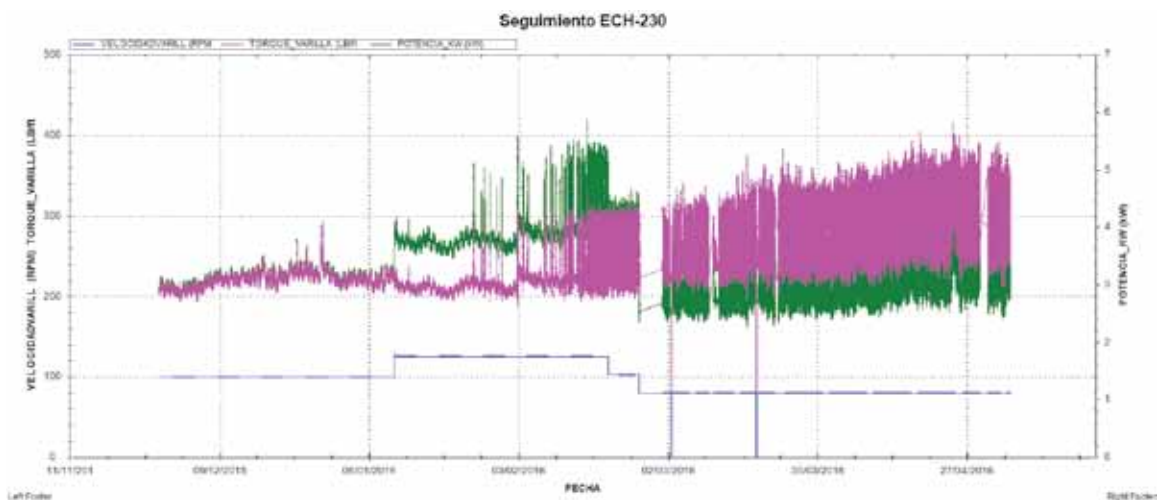


Figura 8. Reporte del Data Logger.

Se variaron las rpm de 125 a 102 para evitar lo que se pensó que era resonancia, pero la fluctuación de torque se debía al pasaje de gas por la bomba (Figura 11).

Al reducir las rpm, la variación del torque se mantuvo constante. Se decidió disminuir nuevamente las rpm para lograr una mayor separación natural de gas a la entrada de la bomba que surtió efecto por unos días, pero luego el torque volvió a oscilar de la misma manera (Figuras 12 y 13).

Caso "Pozo Surgente" (controles del 30/11/2015): La producción de 17m<sup>3</sup>/d se debía a que el pozo estaba produciendo por directa y surgiendo por el anular. Esta bomba en una condición sin gas estaría produciendo a 100rpm 10 m<sup>3</sup>/d, considerando una eficiencia del 80%.

El PCM Design (programa para simular las bombas) no permite simular esa condición, por eso arroja que la bomba trabajaba al 136% de eficiencia y no se logra igualar el torque real al de la simulación.

Caso "Alto GOR" (controles del 22/12/2015): La producción era de 8m<sup>3</sup>/d con el mismo caudal de gas con el que el pozo estaba surgiendo, con los 8000 m<sup>3</sup>/d de gas el torque es muy bajo y no se logra ese resultado en el PCM Design. En este caso la eficiencia cae al 64% y, con el data logger, se observan las primeras fluctuaciones importantes en el torque.

Caso "Bajo GOR": para obtener las mismas condiciones entre el corrido y lo que está tomando el VFD hubo que

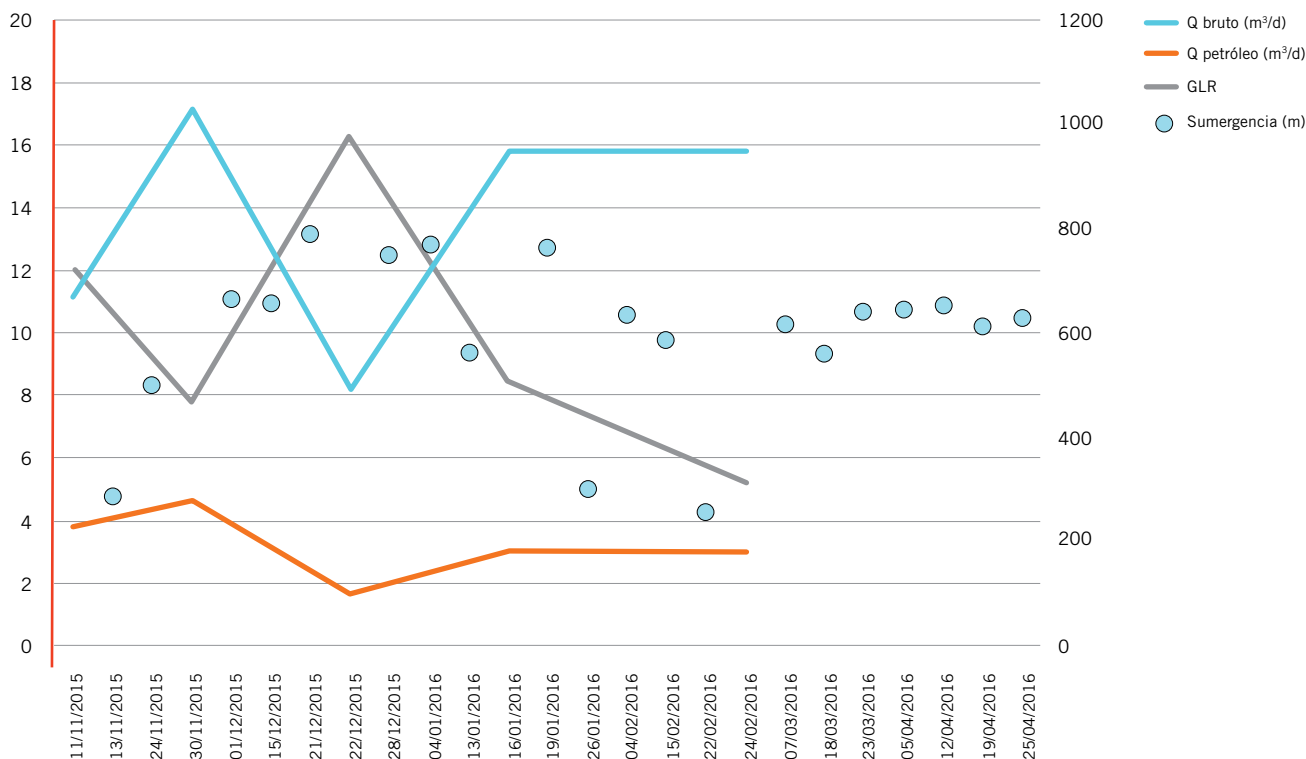


Figura 9. Seguimiento de producción con HRPCP.

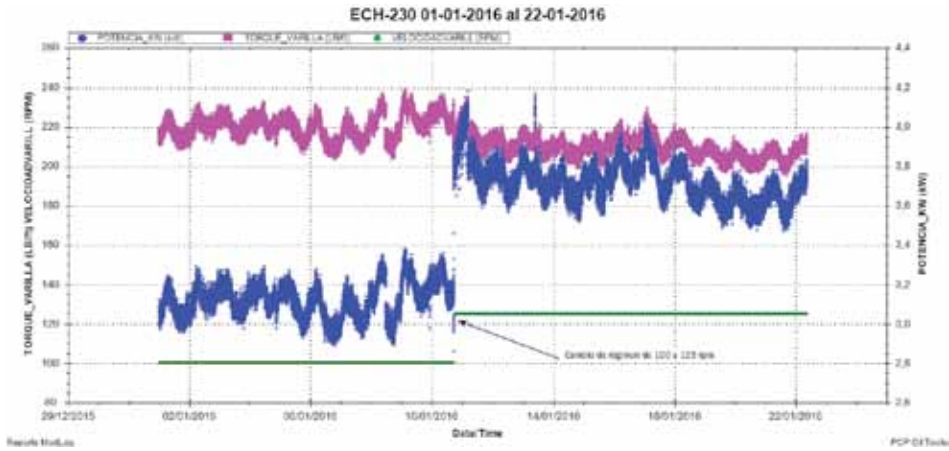


Figura 10. Reanudación de la surgencia al bajar la sumergencia.

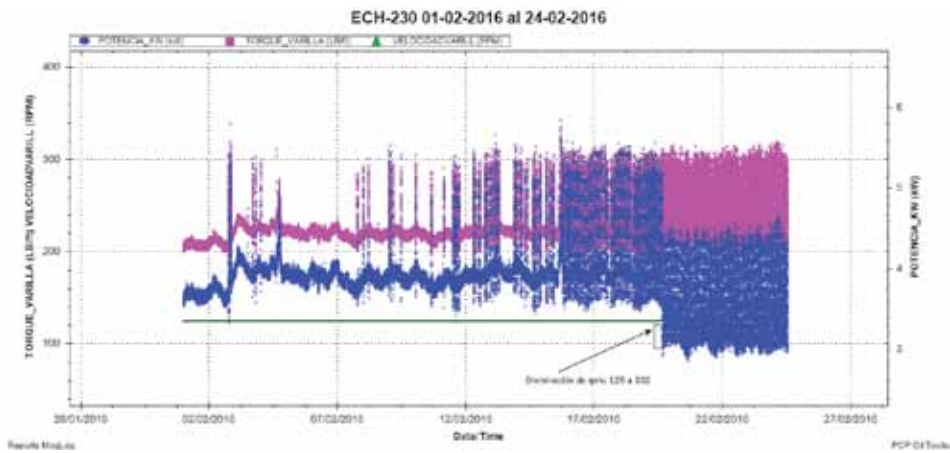


Figura 11. Evolución del torque en la bomba.

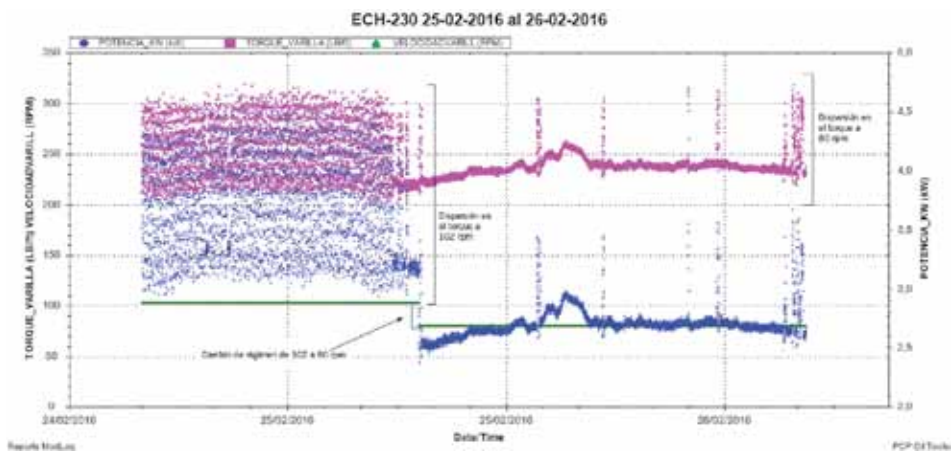


Figura 12. Oscilación del torque (dispersión).

bajar el caudal de gas, de esta manera se obtuvo el mismo torque de trabajo en la simulación que en la realidad.

En ambos casos “Alto GOR” y “Bajo GOR” la eficiencia es baja por la producción de gas por la bomba (Tabla 2).

Se muestra en la tabla 3 la advertencia del PCM Design con respecto al pasaje de gas por la bomba.

La bomba continúa trabajando a 80 rpm y el pozo mantiene una producción entre 13 y 15m<sup>3</sup>/d, produciendo por anular y directa.

A lo largo de los meses se observó cómo el pasaje de gas por la bomba fue influyendo en el comportamiento del torque.

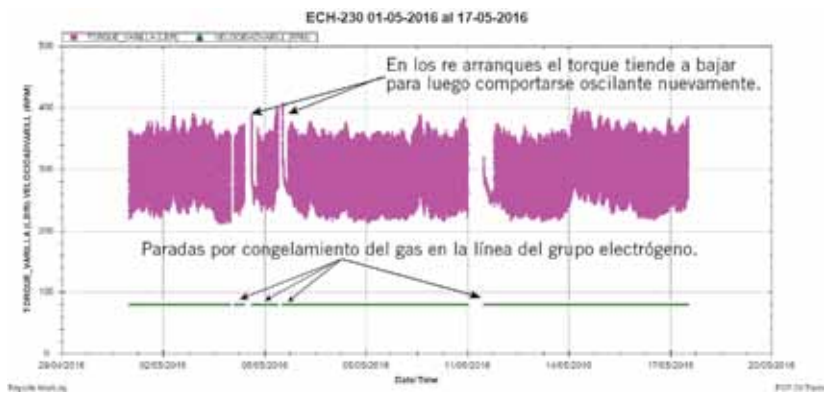


Figura 13. Oscilación del torque.

Tabla 2. Análisis de producción de la bomba

Pozo ECH-230: Bomba 13E3300 – 13m <sup>3</sup> /d a 100rpm			
	Pozo Surgente	Situación actual Alto GOR	Situación actual Bajo GOR
rpm	100	100	100
Caudal Bruto	17,24	8	8
Caudal Gas	8000	8000	2648
Eficiencia de bba	136%	64,3	64,3
Torque real lbs.ft	215	230	230
Torque simulación lbs.ft	295	170	236

- El equipo tuvo varias paradas producto de mantenimiento en el generador o fallas por congelamiento de la línea de suministro de gas y en cada uno de los re arranques la bomba volvió a ponerse en marcha sin inconvenientes.
- La variación del torque en los primeros dos meses de trabajo no superaba las 40 lbs.ft y, una vez que el gas comenzó a pasar por la bomba, la variación pasó a 160 lbs.ft.

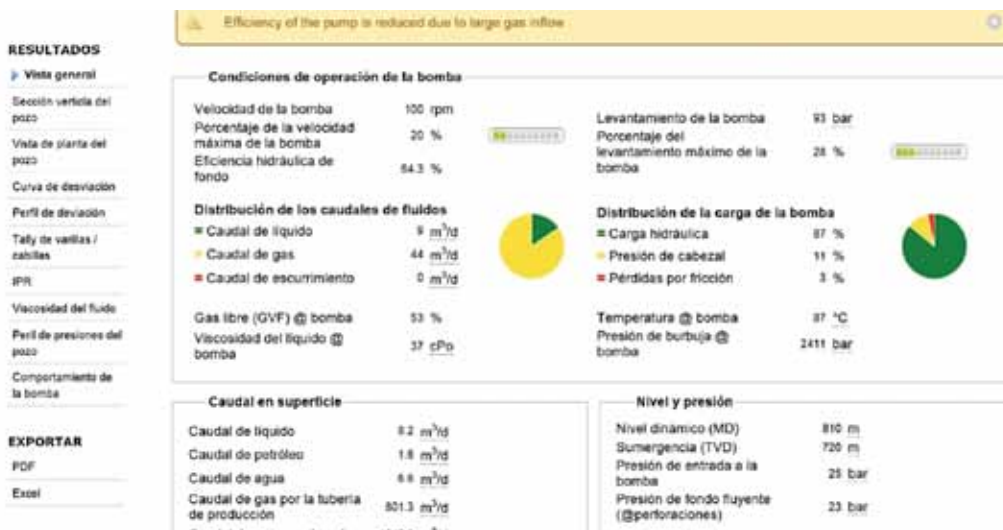


Tabla 3. Se reduce la eficiencia de la bomba debido a la abundante entrada de gas.

## Conclusiones

- La HRPCP ha demostrado ser el sistema más eficiente para la aplicación del ECH-230. Tanto el Bombeo Mecánico como la PCP convencional no permitían una producción estable producto de la presencia de gas y arena en el pozo.
- Como se demostró, en un período menor a un año hubo 6 intervenciones con equipo de *pulling*, lo que dio un índice anual de intervenciones de 8,6. Hasta la fecha se llevan 229 días sin intervenciones lo que está mejorando considerablemente el índice de intervenciones en el pozo.
- Con la producción y los datos registrados del ECH-230 se comprobó que las condiciones de producción de agua, petróleo y gas cambiaron drásticamente a la original del pozo.

- La producción de agua, petróleo y gas, así como la sumergencia, se mostraron erráticas y sin un comportamiento estable en estos siete meses desde la puesta en marcha del equipo. La producción de 8000 m<sup>3</sup>/d de gas no era lo esperado del pozo, las condiciones de trabajo de la bomba fueron más agresivas que las planeadas originalmente en la simulación del pozo y aun así la bomba multifásica pudo manejar el volumen de gas sin tener una falla prematura.
- Los controles de sumergencia pueden no ser precisos producto de la cantidad de gas producido.
- Esta es la HRPCP con mayor GLR registrado en la Argentina y que haya logrado estos días de operación y sigue en marcha.
- Se seguirá evaluando el comportamiento del torque y los re arranques en cada ocasión. ■