

Título:

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

Autores:

Angela Karina Alvarez - YPF

Luis Alberto Palma - YPF

Juan Pablo Scaglia - YPF

Ricardo García Duran – PCP Oil Tools SA

Fernando Bertomeu – PCP Oil Tools SA

Esteban Young – PCP Oil Tools SA

Sinopsis:

Continuando con el estudio de las Bombas de Cavity Progresiva (PCP) en condiciones multifásicas (SPE Paper 97833 “New Progressing Cavity Pump (NPCP) for Multiphase and Viscous Liquid Production” y SPE-152228 “Successful Deployment of a New Generation of Progressive Cavity Pump in a High GOR Argentinean Oil Field”) el presente trabajo describe la prueba piloto de una bomba multifasica 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.

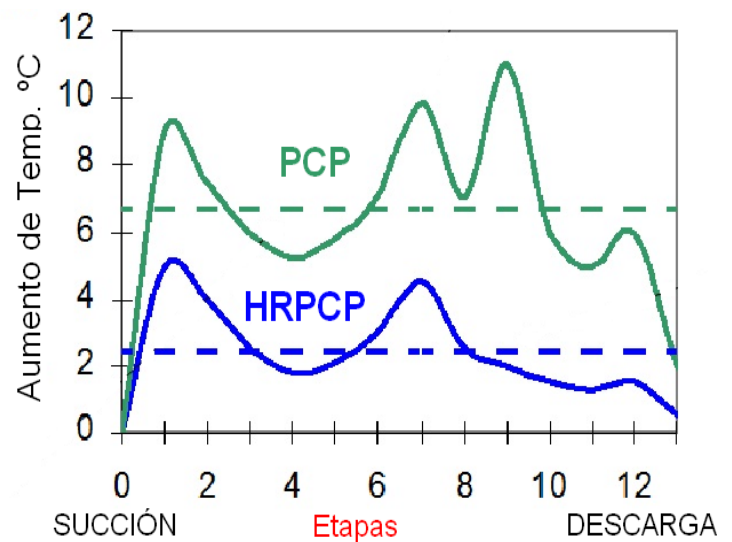
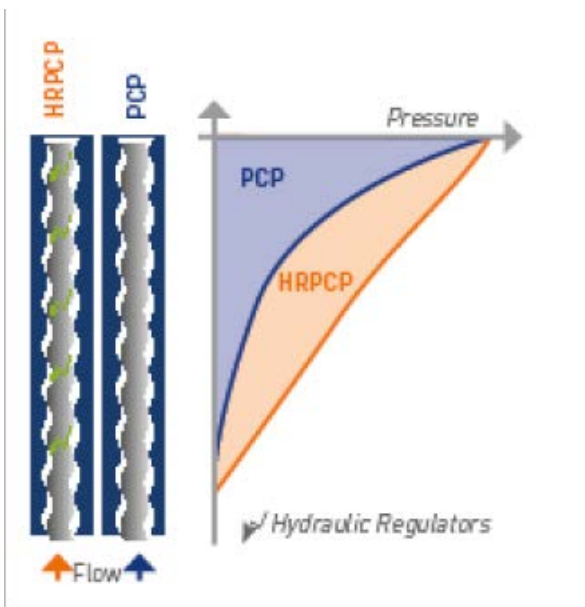
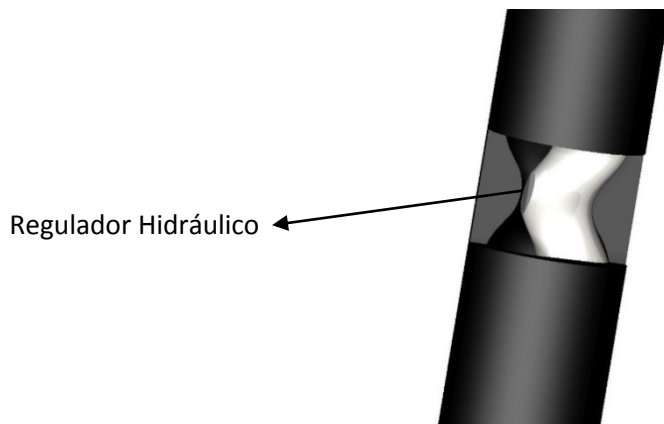
Se trata de un pozo con petróleo mediano de 20°API, caudal de gas de 8000 m³/d y 1% de arena. Previo a la instalación de la HRPCP el pozo ECH-230 tuvo como sistemas de extracción, Bombeo Mecánico y PCP, con 6 intervenciones en 2015, 3 con cada sistema de extracción.

Se eligió este pozo como candidato para la HR por las condiciones de fluido multifásico y las continuas fallas de Bombeo Mecánico y PCP. Para determinar que la aplicación era viable se realizó un análisis de compatibilidad que arrojó resultados positivos. Hasta la fecha el pozo lleva 7 meses de producción sin intervenciones lo que ya supera ampliamente los anteriores sistemas de extracción.

Introducción:

La bomba multifasica, 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.



Aplicación en la Zona Norte de Santa Cruz:

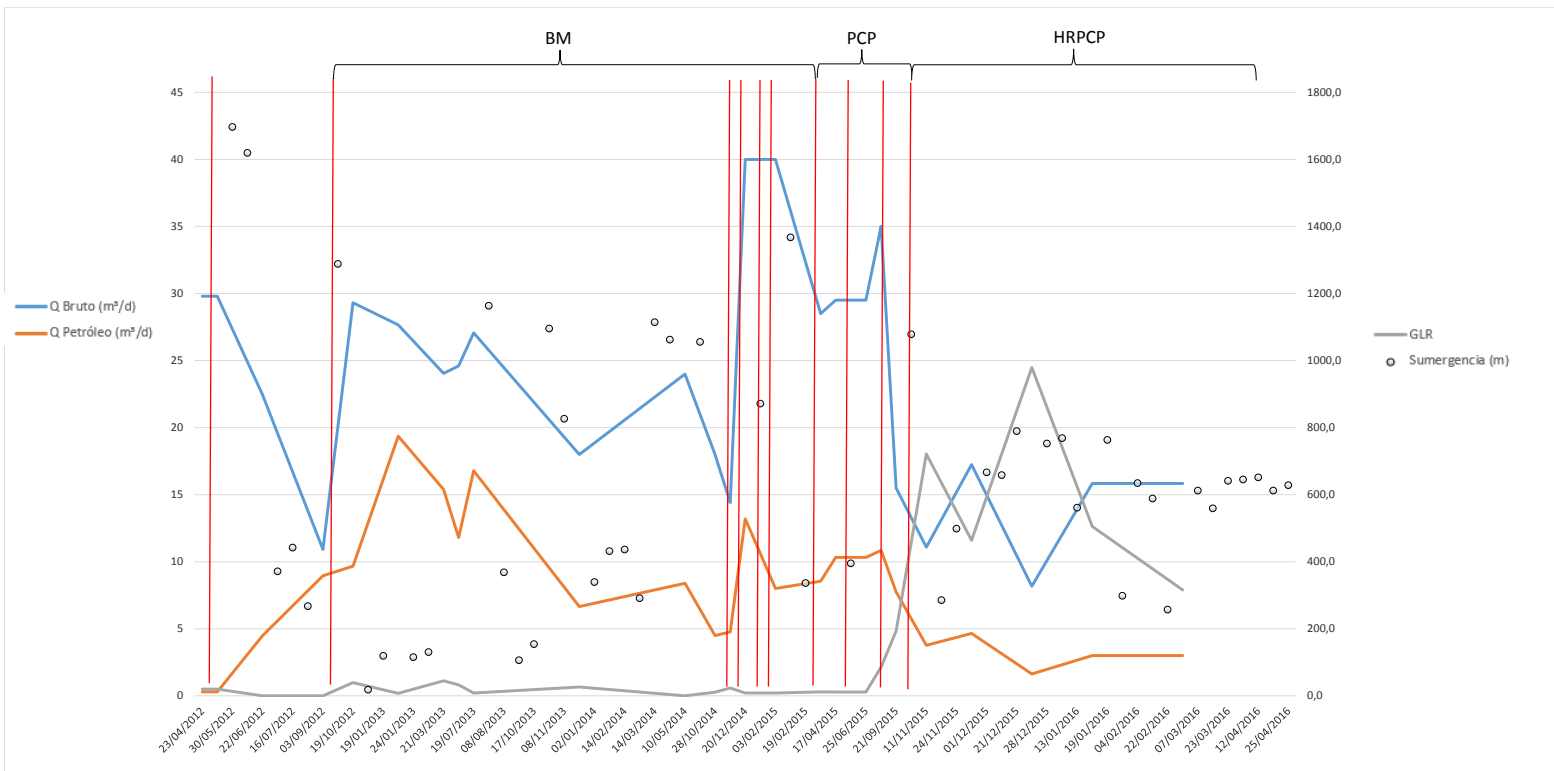
En la Cuenca del Golfo San Jorge, en la Zona Norte de Santa Cruz, hay 67 HR instaladas. El proyecto se inició en mayo 2009 y tomó mayor relevancia a partir de julio de 2011. Entre 2009 y 2011 se comprobó, con las diferentes aplicaciones, los beneficios de la bomba multifásica de fondo por sobre las PCP y el Bombeo Mecánico en pozos con alta relación gas líquido y petróleo pesado, parafinas o arena. Entre mayo 2009 y julio 2011 se probaron 5 equipos y entre julio 2011 y junio 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.

Controles de producción, sumergencia e intervenciones por sistema, ECH-230:



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 m³/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 m³)

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 m³ de agua de purga, punta desobstruida.

Constata fondo en 1885 m, baja bomba Bayler y limpia hasta 1902 m.

Desarma bomba Bayler + 2 TBG 2 7/8" en single, 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. Bombea 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 m3. Bombea agua densificada (1060 g/l).

Lava relleno desde 1837 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 m3, 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 m3, 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 hasta 1274 m.

Realiza ensayo post fractura, 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.

Bombea 15 m3 por inversa, pozo no circula, admite.

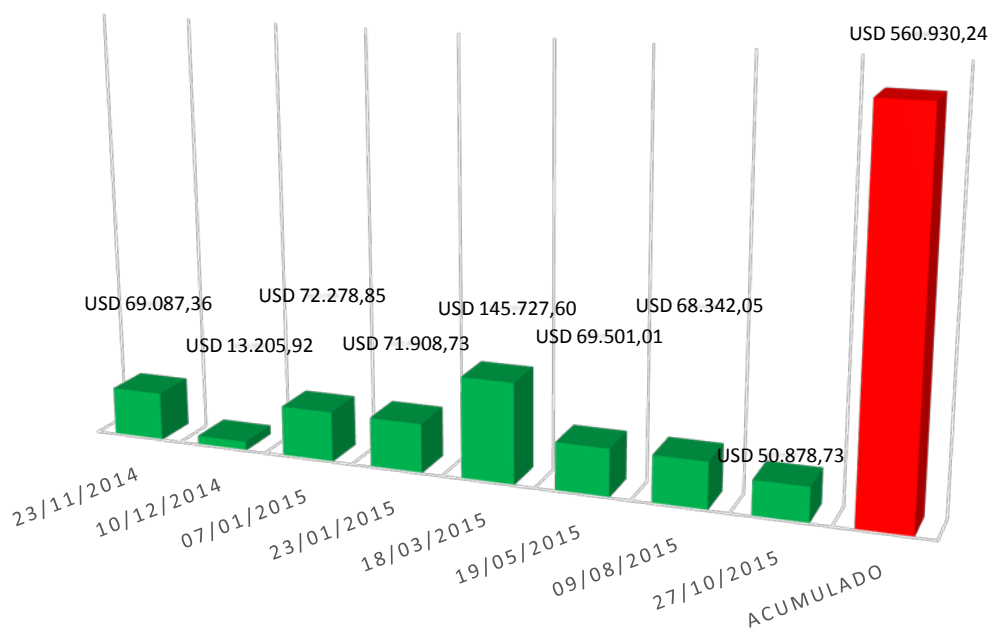
Equipo opera en conjunto con caldera, por presencia de parafina en pozo.

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

PCP: Falla por gas (descompresión explosiva)

Se baja bomba multifásica de fondo HR

COSTOS ULTIMAS INTERVENCIONES ECH-230



En 1 año se debieron realizar 8 intervenciones al pozo por fallas en los sistemas de producción, generando gastos por USD 560930,24 únicamente en equipos de torre. No se incluye en el análisis los costos de los sistemas de extracción.

A partir de la instalación de la HR no hubo costos asociados a equipos de torre.

Esquema de instalación:

YPF
Esquema de instalación final
Pozo : ECH-230

Grupo electrógeno (provisto por YPF)

CABEZAL VHR100HP18T
VSD 40HP con Data Logger
Motor 40HP
Rod Clamp

Vástago PCP 1.1/2" x 24 ft

Varilla 7/8" Cant.:
201

**Tbg 2.7/8" hasta sup cant.:
166**

1 Tubing pup joint 3.1/2"
Encima del estator 13E3300

1 Trozo de 8'
Encima del rotor 13E3300

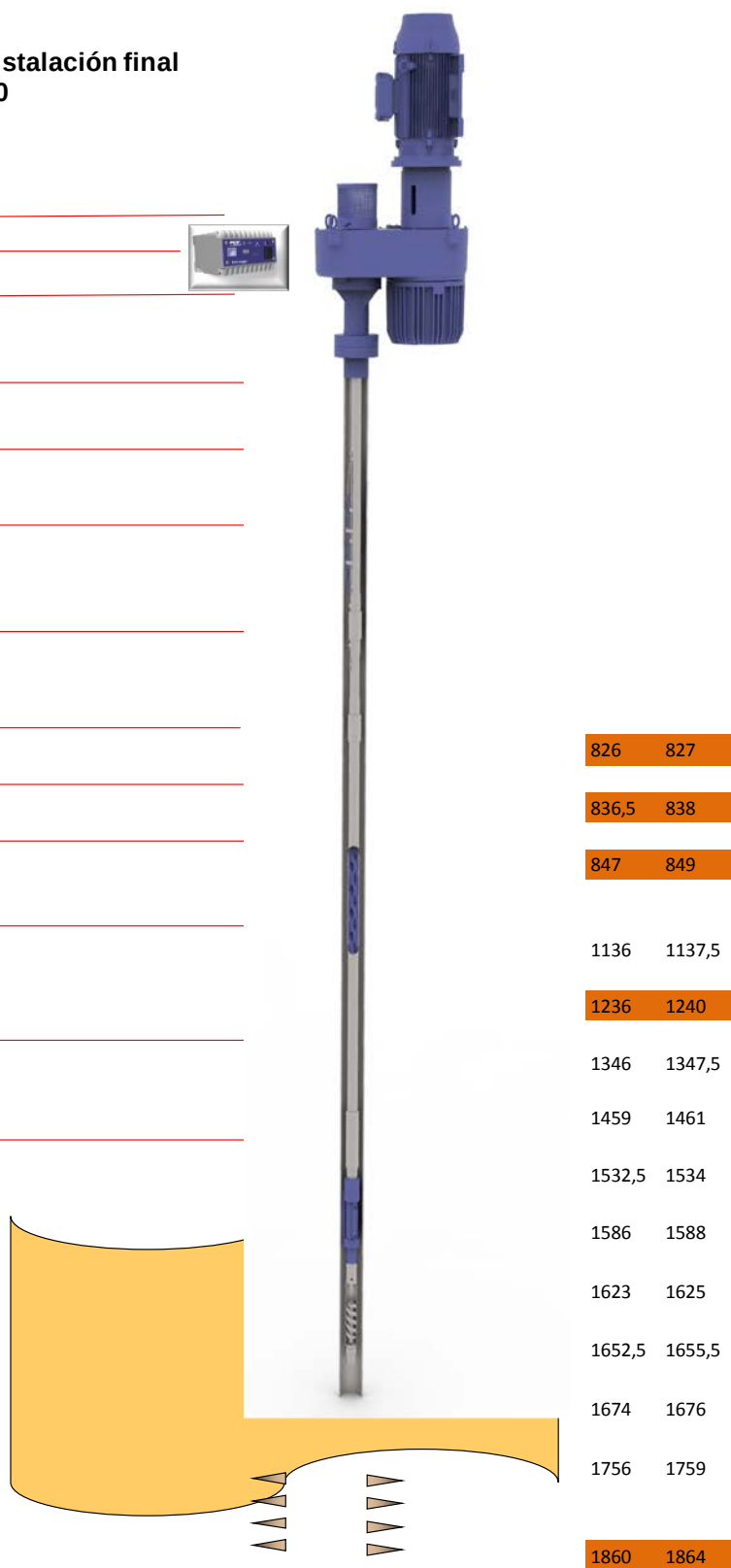
Cupla 3.1/2" x 2.7/8"

Estator 13E3300 Comp 159

Rotor 13E3300 HR - 140°C

Niple de paro 2 7/8" x 2 7/8"

Ancla de torque 5 1/2" @ 1530 mts
Casing 5 1/2" 



Análisis de compatibilidad:

Para determinar que la aplicación era viable se realizó un análisis de compatibilidad de petróleo que arrojó un resultado positivo. Por las condiciones del pozo, se fijaron 4 variables consideradas fundamentales para la selección del elastómero:

- Propiedades mecánicas: por la profundidad a la que se iba a instalar la bomba (1550 a 1750m) 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 era 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 a seleccionar debía soportar al menos los 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/cm³
- °API: 17,45
- Viscosidad hidratada:
 - @ 50°C: 435cps
 - @ 60°C: 288cps
 - @ 70°C: 191cps

Según cromatografía presentada por Petromark de fecha 05/06/2015 el gas no presenta CO₂

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.

Instrumentos utilizados:

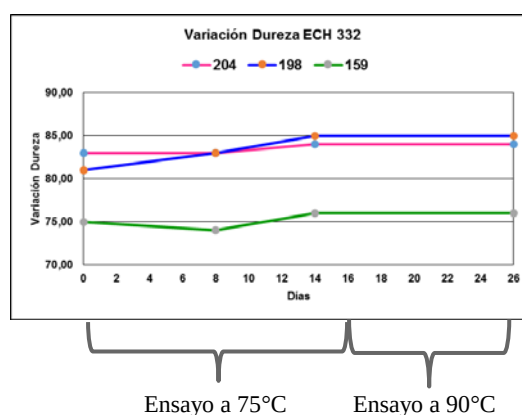
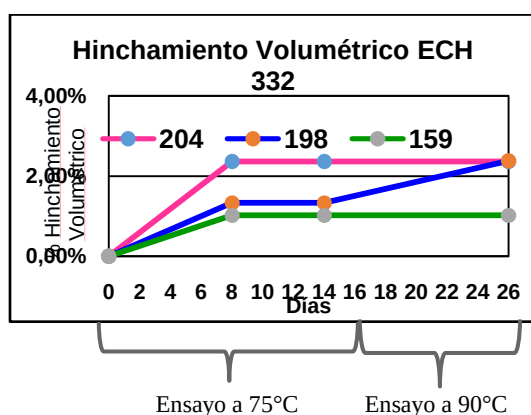


Selección de Elastómero

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
Elogación 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 siguientes 4 características consideradas clave para esta aplicación, resultó el 159 el más apto de acuerdo a la matriz:

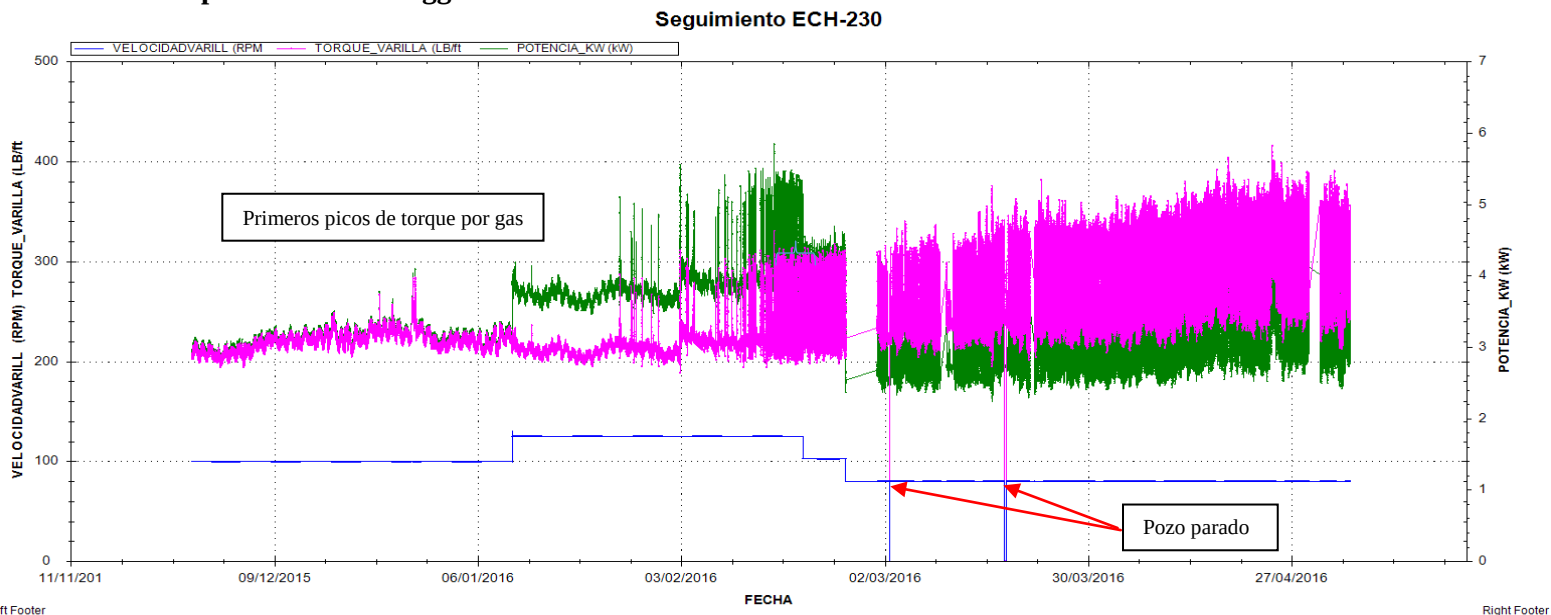
Compuesto	Propiedades Mecánicas	Resistencia a la Descompresión explosiva	Resistencia a la abrasión	Resistencia a la temperatura	Total
159	5	4	3	4	16
198	4	1	4	5	14
204	1	1	1	2	5

Por ser el compuesto 159 el más apto para las 4 condiciones clave evaluadas se optó por ese compuesto.

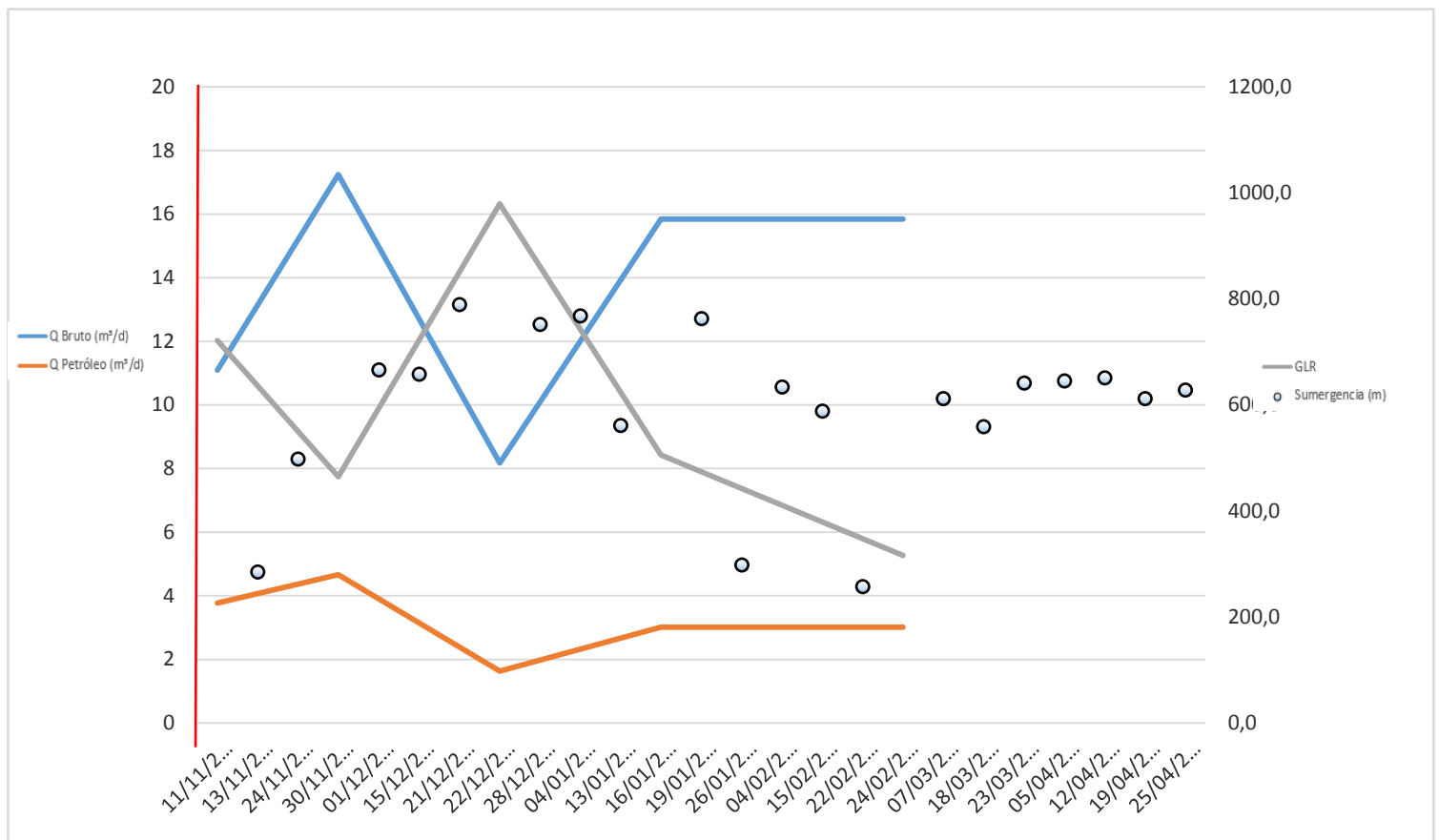
Selección de Equipo de superficie

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 7 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:

Reporte del Data Logger:



Seguimiento de producción con HRPCE

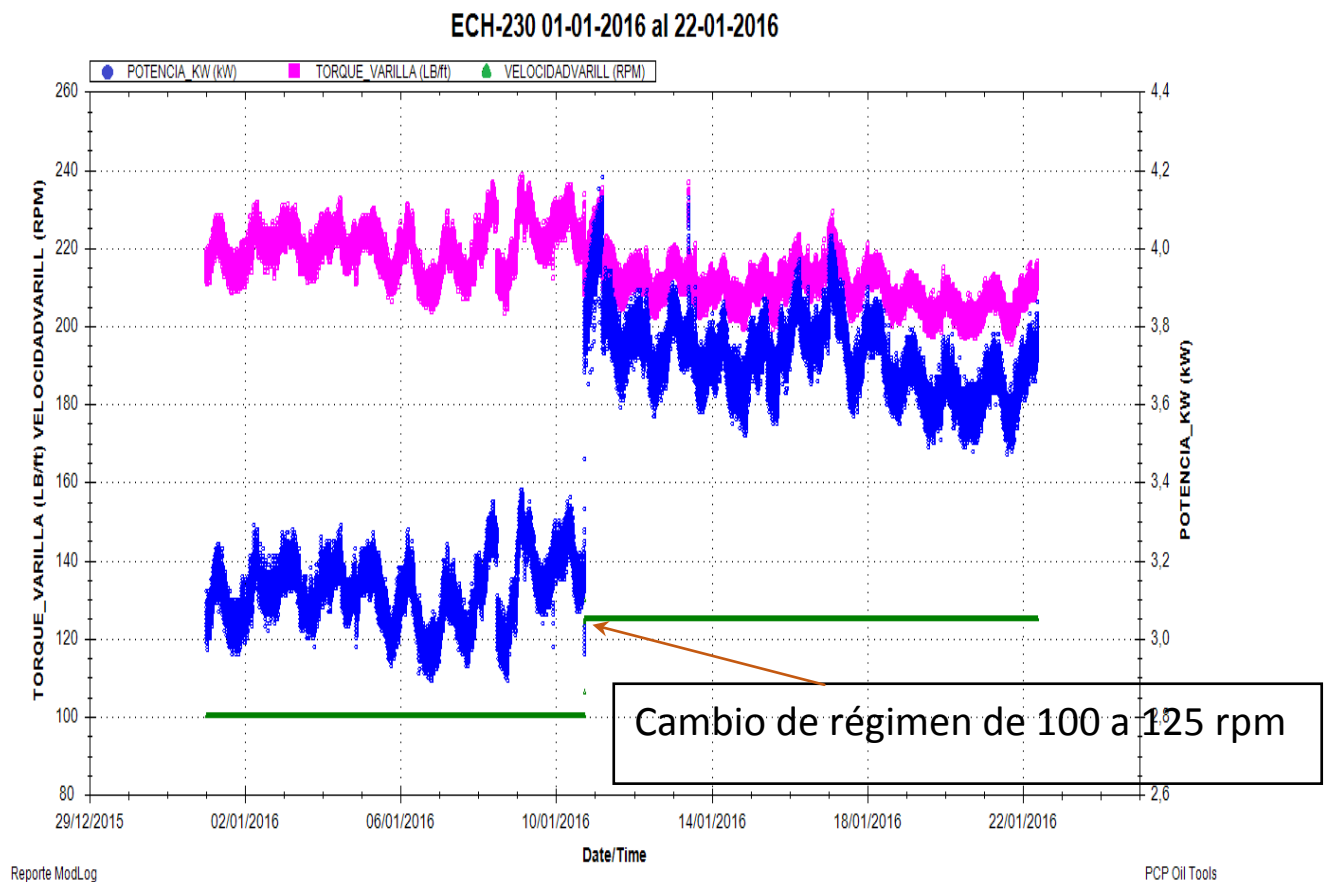


Resultados y observaciones:

La bomba lleva a la fecha más de 7 meses sin intervenciones.

Inicialmente la bomba trabajó al 85% de eficiencia produciendo 11m³/d a 100rpm con 285m de sumergencia. A los 8 días la producción pasó a 17.24 m³/d a 100rpm (al 134% de eficiencia lo cual es imposible) por lo que suponemos que el pozo estaba produciendo 11m³/d por directa y 6.24 m³/d por anular producto de la surgencia del pozo. Al siguiente control se observa un aumento en la sumergencia a 789m y el pozo deja de surgir pasando a producir 8.17m³/d. La eficiencia cayó al 63%, producto del gas pasando por la bomba.

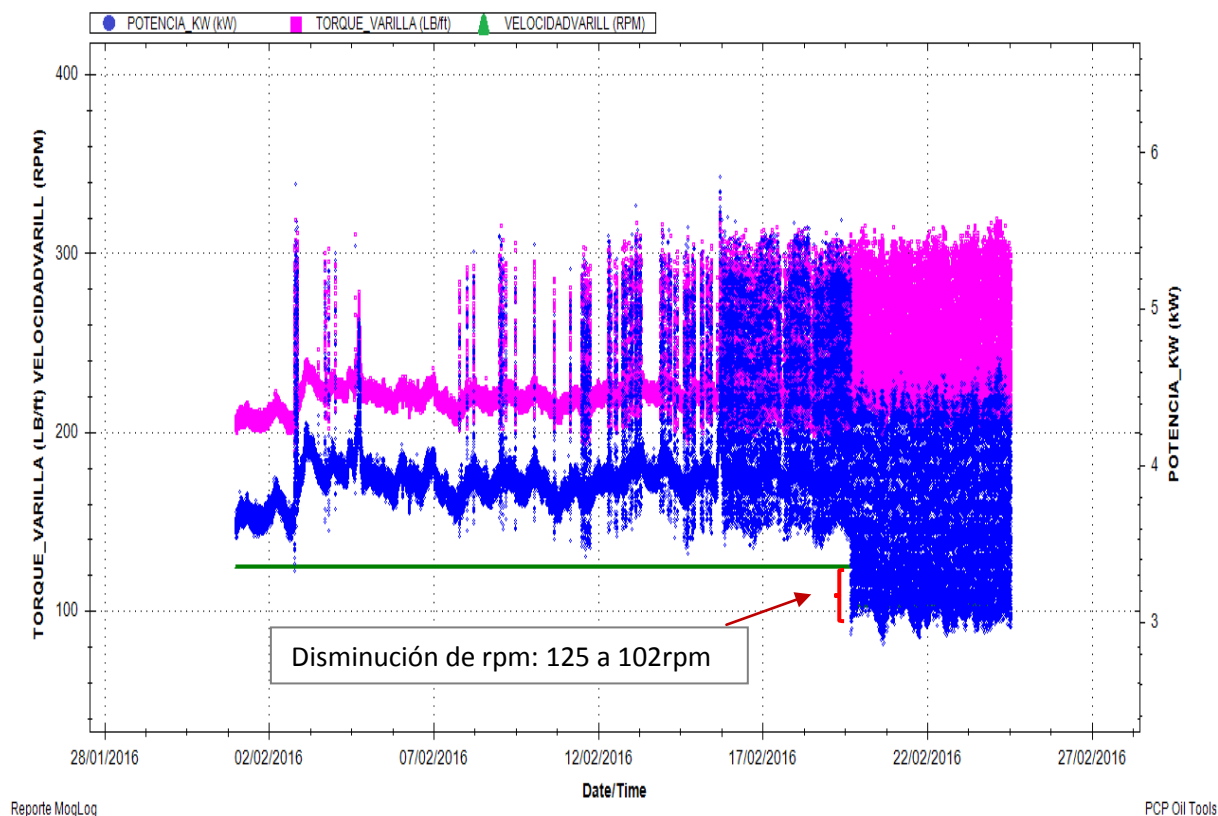
Se incrementaron las rpm a 125 para bajar la sumergencia bajó a 298m y el pozo nuevamente comenzó a surgir.



A las 2 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. Se variaron las rpm de 125 a 102 para evitar lo que se pensó era resonancia, pero la fluctuación de torque se debía al pasaje de gas por la bomba.

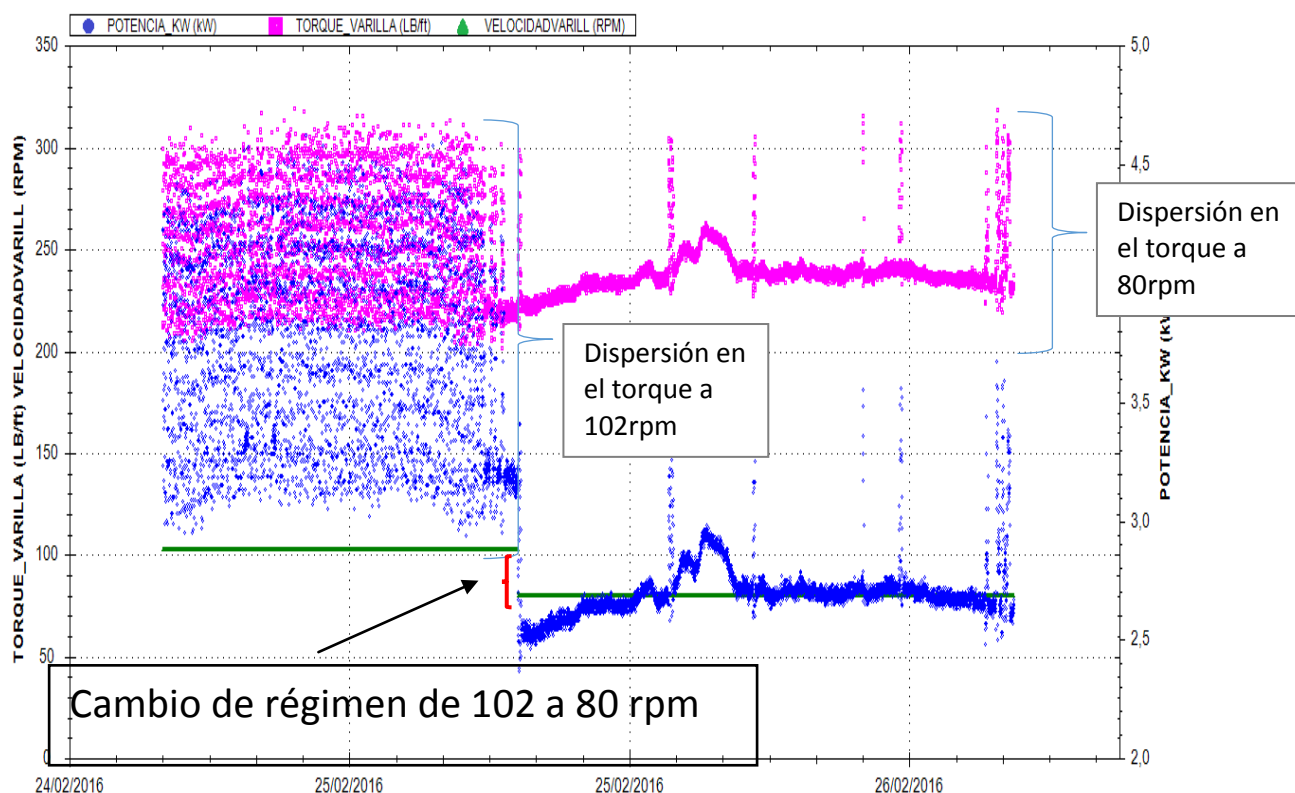
Evolución del torque en la bomba

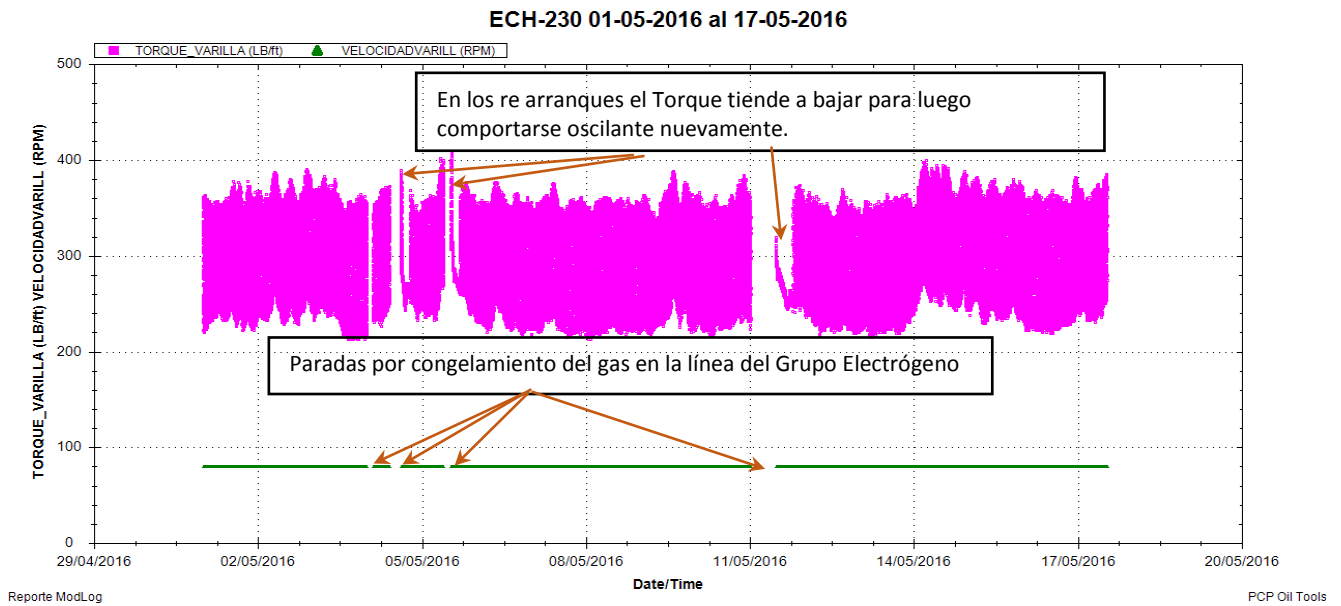
ECH-230 01-02-2016 al 24-02-2016



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:

ECH-230 25-02-2016 al 26-02-2016





Análisis de producción de la bomba:

Pozo ECH-230: Bomba 13E3300 - 13m3/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

Caso “Pozo Surgente” (controles del 30/11/2015): La producción de 17m3/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 10m3/d, considerando una eficiencia del 80%.

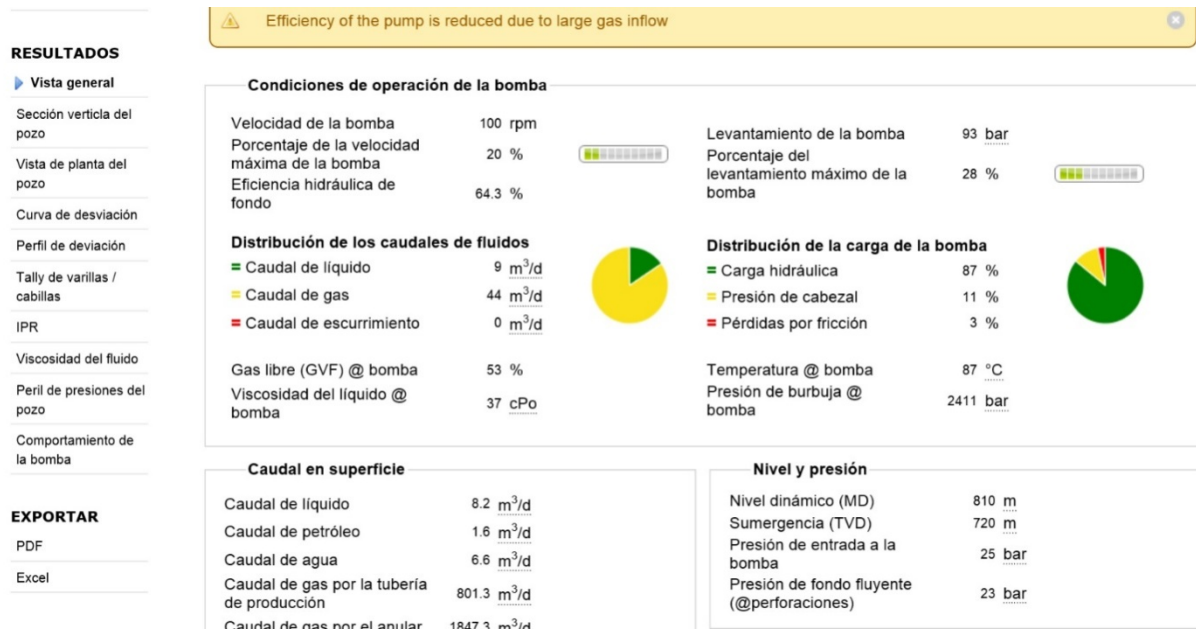
El PCM Design (programa para simular las bombas) no permite simular esa condición, por eso arroja que la bomba trabajaba al 136% de eficiencia y no se logra igualar el torque real al de la simulación.

Caso “Alto GOR” (controles del 22/12/2015): La producción era de 8m3/d con el mismo caudal de gas con el que el pozo estaba surgiendo, con los 8000m3/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 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.

Se adjunta la imagen con la advertencia del PCM Design con respecto al pasaje de gas por la bomba:



La bomba continua trabajando a 80rpm y el pozo mantiene una producción entre 13 y 15m³/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.

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 1 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.

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 2 meses de trabajo no superaba las 40 lbs.ft y una vez que el gas comenzó a pasar por la bomba la variación pasó 160 lbs.ft

La producción de agua, petróleo y gas así como la sumergencia se mostraron erráticas y sin un comportamiento estable en estos 7 meses desde la puesta en marcha del equipo. La producción de 8000m³/d de gas no era lo esperado del pozo, las condiciones de trabajo de la bomba fueron más agresivas que las planteadas originalmente en la simulación del pozo y aun así la bomba multifasica 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 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.

Esteban Young

EXPERIENCIA

Julio 2015 - Actualidad

PCP Oil Tools SA

Vicepresidente Comercial

Primeros dos años desempeñando funciones en Cañadón Seco como Jefe de Base haciendo experiencia en campo, desde tareas de mantenimiento de PCP hasta ventas y organizando el actual equipo de trabajo.

Octubre de 2007 regreso a Bs As, comienzan las funciones como Gerente Comercial para desarrollo de nuevos productos y mercados. Responsable de las relaciones con los proveedores internacionales

El puesto actual es de Vicepresidente Comercial.

> Otras tareas relacionadas con las operaciones: Dimensionamiento de equipos; prueba de nuevas tecnologías para aplicación referida a la PCP: HRPCP, Cabezales Hidráulicos, Sensores de Fondo, Rod Lock, Separadores de Gas y Arena, Diseño de nuevos cabezales; Seguimiento de pozos instalados y revisión de estadísticas.

Cursos:

Octubre 2007 – Curso en PCM – Angers, Francia: Principios de Moineau, Elastómeros, Proceso de Fabricación de PCP y controles de calidad, Bombas de Transferencia, Dimensionamiento e instalaciones, Servicios y mantenimiento, Cabezales – entrenamiento práctico, Nuevas Tecnologías (NPCP – Vulcain), Proceso de Ensamblado de Estatores

Mayo – Diciembre 2008 Miembro de Vistage.

Organización para coaching de CEOs y entrenamiento en liderazgo y motivación

Autor de:

“Development of a PCP Dynamic Safe Drive With Viscosity Super Brake and Successful Deployment in an Argentine Field” SPE-165026-MS

“Successful Deployment of a New Generation of Progressive Cavity Pump in a High GOR Argentinean Oil Field” SPE-152228-PP

FORMACIÓN

Primaria: Escuela Escocesa San Andrés

Secundaria: Escuela San Marcos

Título: Bachiller Bilingüe

Universitario: UCA

Licenciado en Administración de Empresas

Pendiente 12 materias

Intercambio: Escuela Superior de Comercio de Marsella - Francia EUROMED

Enero 2005 a junio 2005