

“Producción de Petróleo con Alto Corte de Arena usando Bombas de Carga PCP”

Ing María Briozzo; Weatherford Int. Arg.; maria.briozzo@la.weatherford.com

Ing Mariano Montiveros; Pluspetrol S.A.; mmontiveros@pluspetrol.net

Ing Lucas Echavarría; Pluspetrol S.A.; lechavarria@pluspetrol.net

Sinopsis

Uno de los mayores desafíos para los sistemas de levantamiento artificial es la producción de petróleos pesados con arena. Las bombas de cavidades progresivas (PCP, del inglés “progressive cavity pump”) han sido siempre el método preferido, pero a medida que los cortes de arena aumentan la PCP por sí misma no es suficiente: aquí es donde aparece la necesidad de las bombas de carga.

Este sistema consiste en una bomba principal, que tiene alta capacidad de levantamiento y baja capacidad volumétrica; una bomba de carga, que tiene baja capacidad de levantamiento y tres veces la capacidad volumétrica de la bomba principal; y un niple ranurado entre ambas bombas. Este arreglo aumenta la velocidad en la succión, reduciendo la deposición de sólidos en la cámara, mientras que la recirculación entre las bombas mantiene limpios los punzados.

Este trabajo se basa en la primera experiencia en Argentina con bombas de carga, realizada en el yacimiento Cerro Huanul Sur, ubicado en la Cuenca Neuquina. Este trabajo analiza los beneficios y limitaciones de los pozos en los que se instalaron las bombas de carga.

Se diseñó el conjunto de fondo para cada uno de ellos, teniendo en cuenta las necesidades específicas en cada caso. El proceso de diseño incluyó el análisis de las propiedades de los fluidos, configuración del pozo e historial de producción. Las instalaciones fueron cuidadosamente supervisadas y el rendimiento se siguió usando registro de datos y telemetría.

En este tipo de pozos el corte de arena se debe reducir a valores aceptables, lo que aumenta el costo y la duración de la terminación. Una vez en producción, los problemas típicos de estos pozos son succión tapada, formación de puentes de arena en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de aislación, puentes de arena dentro de la tubería de producción y aprisionamiento de la bomba.

En la conclusión de este trabajo se mostrará cómo se lograron sobrellevar todos estos problemas; reduciendo la duración de la terminación, las intervenciones del pozo con un “flush-by” o un equipo de reparación (pulling), tiempo parado y aumentando la vida útil de la bomba.

Introducción [1]

Los yacimientos El Corcobo Norte y sus aledaños, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanul Sur, Puesto Pinto, El Renegado y Gobernador Ayala Este se encuentran en las áreas CNQ-7/A, CNQ-7 y Gobernador Ayala III, ubicadas al norte del Río Colorado en las provincias de Mendoza y La Pampa.

La compañía Petro Andina Resources Ltd. inició la operación en estas áreas en el año 2004, adquiriendo el 50% de los bloques exploratorios en el margen NE de la cuenca Neuquina. Se conformó un grupo societario con Repsol-YPF en el área CNQ-7/A y con Repsol-YPF y Petrobras en el bloque CNQ-7. En 2007 obtuvo la operación de Gobernador Ayala III en sociedad con Enarsa y Raiser. En el año 2009 Petro Andina Resources Ltd vendió sus activos en Argentina a Pluspetrol S.A., la actual operadora.

La exploración en estas áreas comenzó en 1964, siendo el pozo Jagüel Casa de Piedra (JCP) .x-3, perforado por YPF en 1984 el primero en evidenciar la presencia de petróleos pesados en condiciones de subpresión y en reservorios no consolidados proclives a producir arena. La magra producción resultante y la escasa dimensión de la acumulación definida por 3 pozos de avanzada (JCP.a-4, a.5 improductivos y a.6 el que ensayó petróleo y agua) llevaron a que esta región de borde de cuenca quedara fuera del interés exploratorio.

El hallazgo de petróleo del pozo JCP.x-3, circunscripto a un pequeño cierre estructural fue la base de una intensa campaña de exploración iniciada por Petro Andina Resources Ltd. en 2004 que tomó ventaja de que los objetivos son someros, siendo la primera etapa exploratoria con resultados económicos. En esta etapa se descubrieron trampas estratigráficas que superan los 550 MMBs de petróleo original in situ (POIS).

Los reservorios principales en el área son areniscas no consolidadas de la Formación Centenario, con un 60% de las reservas en el Miembro Inferior y el resto en el Miembro Superior. Los reservorios de mejor calidad tanto del Miembro Superior como Inferior, corresponden a depósitos de canales fluviales de planicie costera, la profundidad promedio de los reservorios es 600 m. La porosidad promedio es 30% y la permeabilidad varía entre 0.5 y 4 Darcy, siendo el promedio 1 Darcy. El espesor útil promedio es 8 m, siendo el mayor espesor de 18 m. El mayor volumen de petróleo tiene una gravedad API de 18° y viscosidad in situ entre 160 y 270 cP, si bien han sido hallados petróleos pesados de varios rangos.

La estrategia de trabajo aplicada desde el inicio de la explotación surgió a partir del estudio de la exploración y desarrollo de los campos análogos de petróleo pesado del oeste de Canadá, decidiendo probar todas las tecnologías que habían demostrado ser exitosas en cada acumulación descubierta, en un período menor a 3 años.

En base a esto se implementaron dos técnicas simultáneas en todos los campos: la producción en frío con arena (“Cold Heavy Oil Production with Sand”, CHOPS) y el mantenimiento de presión mediante inyección de agua. Además, se realizó un piloto con inyección continua de vapor, 4 pilotos con inyección cíclica de vapor y 1 piloto de perforación horizontal, los cuales se realizaron en paralelo a la etapa de delineación y fueron descartados para la etapa de desarrollo.

El cierre de producción de todas las áreas a octubre de 2012 fue de 4527 m³/d de neta con 470 pozos productores activos. La inyección ascendió a 18600 m³/d distribuida en 269 pozos inyectores. Adicionalmente, en el yacimiento se genera toda la energía consumida, para lo cual se utiliza el gas asociado a la producción de petróleo y el producido en once pozos de gas libre del Grupo Neuquén.

La ubicación geográfica de estos yacimientos, como se mencionó líneas arriba, es al norte del Río Colorado, abarcando parte del sur de la Provincia de Mendoza (Departamento Malargüe) y el este de la Provincia de La Pampa (Departamento Puelén). En la figura 1 y 1.a puede verificarse tal ubicación.



Figura 1

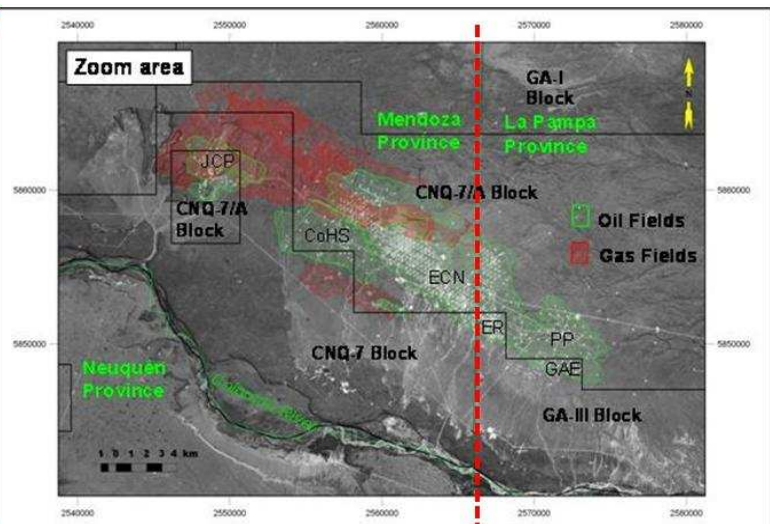


Figura 1.a

Desarrollo

Con el avance del desarrollo del campo, se fueron perforando las zonas de borde en donde se verifican espesores alrededor de los dos metros de arena con una marcada tendencia a la heterogeneidad y además, arenas “menos consolidadas” aún que las zonas centrales. También, se han encontrado pozos con espesores útiles mayores, pero disgregados en más de un paquete de punzados. Es por estas razones, que se buscaron alternativas (y se sigue haciendo) para poder producirlos, valiéndose de las técnicas de terminación y producción propicias para este tipo de reservorios [2]. Una de las alternativas encontradas, desarrolladas y aplicadas para estos casos, fue utilizar el sistema PCP con bomba de carga (ChPCP: del inglés Charge Progressive Cavity Pump).

A continuación, se plantean los principios básicos de las bombas PCP y la aplicación ChPCP, con sus cálculos, estadísticas y resultados.

Principios básicos de Bombas PCP; componentes del sistema.

Los sistemas PCP consisten típicamente de un accionamiento de superficie, la bomba de cavidades progresivas propiamente dicha, la sarta de varillas de bombeo y la tubería de producción, además de otros accesorios tanto en fondo como en superficie. En la mayoría de las instalaciones el estator se conecta al final de la tubería de producción y el rotor a la sarta de varillas la cual le transmite, desde un accionamiento en superficie, la energía necesaria para la acción de bombeo (rotación y torque).

La PCP es una bomba de desplazamiento positivo compuesta por dos partes: estator y rotor. El rotor es la única parte móvil de la bomba, construido de acero de alta resistencia y superficie cromada con “n” lóbulos. El estator es el componente estático y está compuesto por un tubo de acero revestido internamente con un polímero de alto peso molecular (elastómero) que tiene forma de doblé hélice (“n+1” lóbulos). La mayoría de las instalaciones son de geometría 1:2 esto es, rotor de un lóbulo y estator de dos lóbulos.

Por definición, en geometrías 1:2 una etapa comprende tres cavidades cerradas. La capacidad de levantamiento (presión) de una PCP es función directa del número de etapas de la bomba. Por otro lado, la interferencia es el ajuste existente entre rotor y estator; y es afectada por el hinchamiento del elastómero y el diámetro del rotor.

Las cavidades son volúmenes lenticulares, espiralados y separados, creados por los espacios vacíos entre el rotor y el estator que se encuentran separadas por la línea de sello. Las líneas de sello se deforman por la presión diferencial en la bomba, originando que el fluido se resbale desde una cavidad a la anterior. Este resbalamiento resulta en una pérdida del volumen desplazado por la bomba y depende del número de etapas de la bomba y la interferencia.

Problemas asociados al manejo de arena

Los principales problemas asociados a la producción de arena, sin contar los efectos propios sobre el elastómero de la bomba y los efectos erosivos / abrasivos sobre los componentes metálicos (tubería y varillas) son:

- Formación de puentes, anillos o tapones de arena en el espacio anular tubing / casing que restringen la succión a la bomba;
- Acumulación de arena en la cámara del pozo, pudiendo llegar a bloquear los punzados. A su vez esto restringe el aporte del reservorio y podría llegar a dificultar la extracción del conjunto de fondo; es por ello, que los pozos de este tipo de campos, se perforan de manera tal de dejar una cámara entre cincuenta y setenta metros entre el fondo y la base de punzados;
- Ingreso de “bolsones” de arena que causan un incremento del torque, pudiendo en tal caso, aprisionar el rotor en el estator;

- Formación de puentes o tapones de arena dentro del tubing (espacio anular tubing / varillas), restringiendo la salida de la bomba pudiendo llegar a bloquearla;
- Deposición de arena en la descarga de la bomba ante una parada del sistema;
- Bloqueo de las líneas de conducción de superficie;

Con todo lo anteriormente expuesto, es que se buscó una alternativa para poder manejar, convivir o prácticamente sortear estos problemas asociados a la producción de arena, desde el punto de vista del sistema de extracción. A continuación, se describirá el sistema PCP con Bomba de Carga (ChPCP).

Bombas de Carga

Esta configuración consiste en dos bombas PCP instaladas en serie, separadas por un niple ranurado. La bomba inferior es la bomba de carga propiamente dicha, es de alto caudal y baja capacidad de levantamiento. La bomba superior o primaria es de bajo caudal y alta capacidad de levantamiento. La bomba de carga recircula fluido ya que desplaza entre tres y cuatro veces el caudal de la bomba primaria.

El niple que separa las bombas debe tener, por lo menos, tres metros para evitar esfuerzos excesivos sobre los rotores y el trozo de varillas que los separa. El diámetro menor del rotor de la bomba de carga debe ser menor que el diámetro del rotor de la bomba principal, mientras que el paso del rotor de la bomba de carga siempre es mayor que el paso de la bomba principal. Esta compatibilidad dimensional es necesaria para que el rotor de la bomba de carga pueda pasar a través del estator de la bomba principal.

El primer objetivo cuando se maneja arena es que la arena misma ingrese a la bomba, para poder producirla y para evitar que se acumule en la cámara del pozo. Una “ayuda extra” que se le dá al fluido al ingreso a la bomba de carga, es una agitación adicional, provocado por el rotor “tipo paddle” de la bomba de carga. Este rotor tipo paddle, tiene la punta aplanada, como si fuera una especie de paleta, entonces mantiene una agitación constante, para provocar que la arena se mantenga en suspensión y no decante.

Por otra parte, se vio que entre ambas bombas existe un niple ranurado. La función de este niple, es dar salida al fluido remanente que la bomba principal no puede succionar. También se vio que la bomba de carga tiene un desplazamiento hasta tres veces mayor que la bomba principal, entonces, ese remanente sale por las ranuras del niple. Esa recirculación de fluido, aumenta la velocidad en los pasajes generados entre tubing y casing y en el casing mismo (cámara del pozo), promoviendo una agitación permanente de los fluidos en esa zona, siendo objetivo de esto, evitar la decantación de la arena. Además, esto colabora a diluir el porcentaje relativo de arena en caso de aporte de un bache o bolsón.

Para evitar entonces la decantación de la arena, es necesario que la velocidad de succión en la tubería de producción sea mayor que la velocidad total en el espacio anular. Luego de que las partículas de arena pasan a través del equipo ChPCP, el segundo objetivo es que la velocidad dentro de la cañería de producción sea mayor que la velocidad de asentamiento de la arena. Esto es para evitar que la arena decante sobre la descarga de la bomba.

En la figura 2, puede observarse la configuración del equipo de fondo del sistema ChPCP, y el sentido de circulación del fluido.

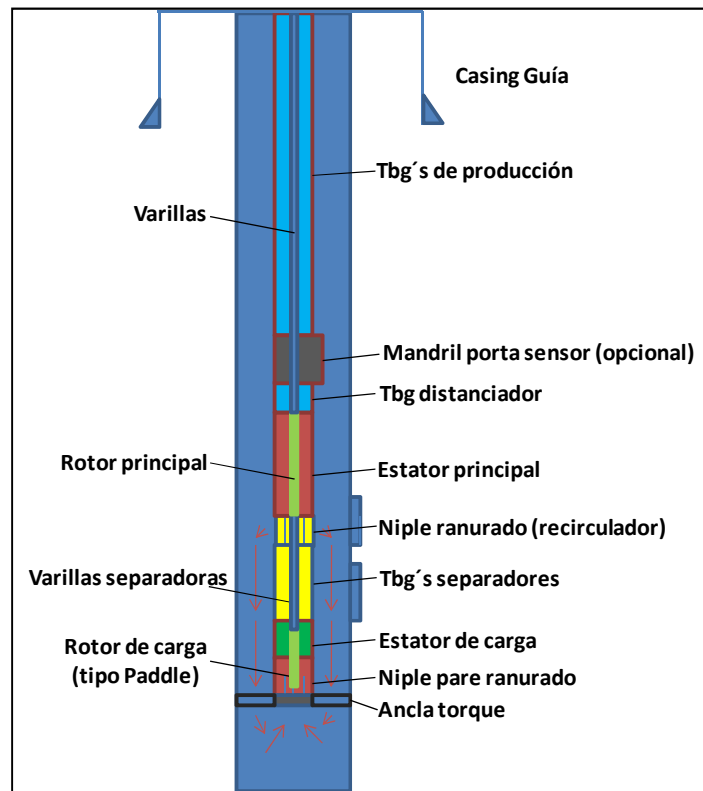


Figura 2: Configuración del sistema Charge PCP

Análisis de la velocidad de asentamiento de la arena

La velocidad de asentamiento de la arena se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

$$V_s = \sqrt{\frac{4 \times 9.81 \times \left(\frac{D_p}{1000}\right) \times (\rho_s - \rho_f)}{3\rho_f \times C_D}}$$

$$C_D = \frac{24}{N_{Re}} \text{ si } N_{Re} < 2$$

$$C_D = \frac{18.5}{N_{Re}^{0.6}} \text{ si } N_{Re} < 500$$

$$C_D = 0.44 \text{ si } N_{Re} > 500$$

$$N_{Re} = \frac{\rho_f v_s D_p}{\mu_f}$$

Siendo:

V_s = Velocidad de asentamiento (m/s)

D_p = Diámetro de la partícula (mm)

ρ_f = Densidad del fluido (kg/m³)

ρ_s = Densidad de la arena (kg/m³)

C_D = Coeficiente de resistencia

N_{Re} = Número de Reynolds

μ_f = Viscosidad del fluido (cp)

Cálculo de la Velocidad de Asentamiento

Para el cálculo de la velocidad de asentamiento, se tomaron diferentes muestras de distintos pozos para poder cuantificar los porcentajes relativos de las diferentes granulometrías. En la tabla 1, se observan los resultados. Si bien el tamaño promedio es del orden de 0.4mm se decidió tomar 1.7mm para el cálculo de la velocidad de asentamiento, de manera de realizar el análisis para la peor condición.

DETERMINACIÓN DE TAMIZADOS DE PARTÍCULAS			
RETENIDO MALLA ASTM N°	TAMAÑO EN MICRONES	%/w	METODO
40	2380	0.1	ASTM D-422
60	1680	0.3	ASTM D-422
80	1000	1.6	ASTM D-422
100	810	11.08	ASTM D-422
200	420	82.83	ASTM D-422
325	297	3.99	ASTM D-422

Tabla 1

En las siguientes tablas se presentan los datos de entrada para el análisis de velocidades del pozo CoHS-1018, el primero en el que se instaló una bomba de carga.

DATOS DE ENTRADA	Modelo	OD (in)	ID (in)	Secciones (in ²)		Desplazamiento (m ³ /d/rpm)	Eficiencia (%)
				OD	ID		
Casing	5,5" - 15,5 lb/ft	5.50	4.95	-	19.24		
Tubing	2 7/8" J55 - 6,5 lb/ft	2.88	2.44	6.49	4.68		
Sucker Rod	7/8" Grado D	0.88	-	0.60	-		
Bomba Principal	10-1600 NBRA	3.50	-	9.62	-	0.10	S/Ensayo
Bomba de Precarga	32-200 NBRA	3.50	-	9.62	-	0.32	95
Niple de Paro/ Succión	2 7/8" Ranurado 3XL	2.88	2.44	6.49	4.68		
Ancla Torque	TX5-2	4.00	2.44	12.57	4.68		

Tabla 2

Secciones Anulares (in ²)	
CSG – TBG	12.75
CSG – Bomba	9.62
CSG - Succión/Niple Paro	12.75
TBG – V/B	4.08

Tabla 3

A continuación se presenta el cálculo de la velocidad de asentamiento, usando los datos de las tablas 2 y 3 más las propiedades de los fluidos que se indican:

Velocidad de asentamiento (m/s)	
API del fluido	17
% de Crudo	55
Densidad de la arena (kg/m3)	2650
Densidad del fluido (kg/m3)	974
Viscosidad del fluido (cp)	210
Número de Reynolds	0.1
Coefficiente de resistencia (C _D)	240
Velocidad de asentamiento (m/s)	0.0126

Tabla 4

Análisis de velocidades con una bomba convencional

RPM	Presión Succión (psi)	Presión Descarga (psi)	Presión diferencial (psi)	Eficiencia %	Caudal (m³/d)	Velocidad en el tbg (m/s)	Velocidad en el anular Csg-Tbg (m/s)	Velocidad en el csg (m/s)
50	88	987	899	42.6	2.1	0.0094	0.0156	0.0020
100	88	1014	926	69.5	7.0	0.0306	0.0224	0.0065
150	88	1041	953	78.5	11.8	0.0518	0.0292	0.0110
200	88	1067	979	82.9	16.6	0.0729	0.0360	0.0155
250	88	1094	1006	85.6	21.5	0.0941	0.0427	0.0199
300	88	1121	1033	87.4	26.3	0.1153	0.0495	0.0244
350	88	1148	1060	88.6	31.1	0.1364	0.0563	0.0289

Tabla 5

Para el CoHS-1018 podemos observar que usando solamente una bomba convencional 10-1600 se necesita una velocidad mayor a 150 rpm para que las velocidades en las tres zonas (sección 1: tubing, sección 2: anular tubing-casing y sección 3: casing) sean mayores a la velocidad de asentamiento.

Análisis de velocidades con una bomba de carga

RPM	Presión de Succión (psi)	Presión de Descarga (psi)	Presión Diferencial (psi)	Eficiencia (%)	Caudal bomba principal (m3/d)	Caudal Bba de carga (m3/d)	Velocidad en el tbg (m/s)	Velocidad anular csg/tbg (m/s)	Velocidad Csg m/s)
50	74	956	882	44.8	2.2	15.2	0.010	0.031	0.012
100	70	991	921	69.8	7.0	30.4	0.031	0.046	0.022
150	66	1027	961	78.1	11.7	45.6	0.052	0.060	0.032
200	62	1064	1002	82.2	16.4	60.8	0.072	0.075	0.041
225	60	1083	1023	83.5	18.8	68.4	0.083	0.082	0.046
250	59	1102	1043	84.5	21.1	76.0	0.093	0.090	0.051
300	56	1139	1083	86.1	25.8	91.2	0.114	0.105	0.061
350	53	1178	1125	87.2	30.5	106.4	0.134	0.119	0.071

Tabla 6

En la siguiente figura, se mostrarán las secciones en las cuales se analiza la velocidad:

1. Velocidad en tubing (no considerada), ya que para ambas configuraciones será la misma
2. Velocidad en anular Casing – Tubing
3. Velocidad en Casing

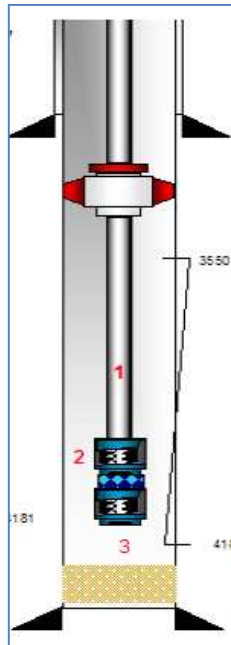


Figura 3: Zonas de análisis

A continuación, se expondrán en gráficos (figuras 4 y 5), los análisis de velocidad mostrados en las tablas. Solamente se verificará esto en la zona de interés, o sea, en el anular tubing – casing y en el casing propiamente dicho (cámara del pozo).

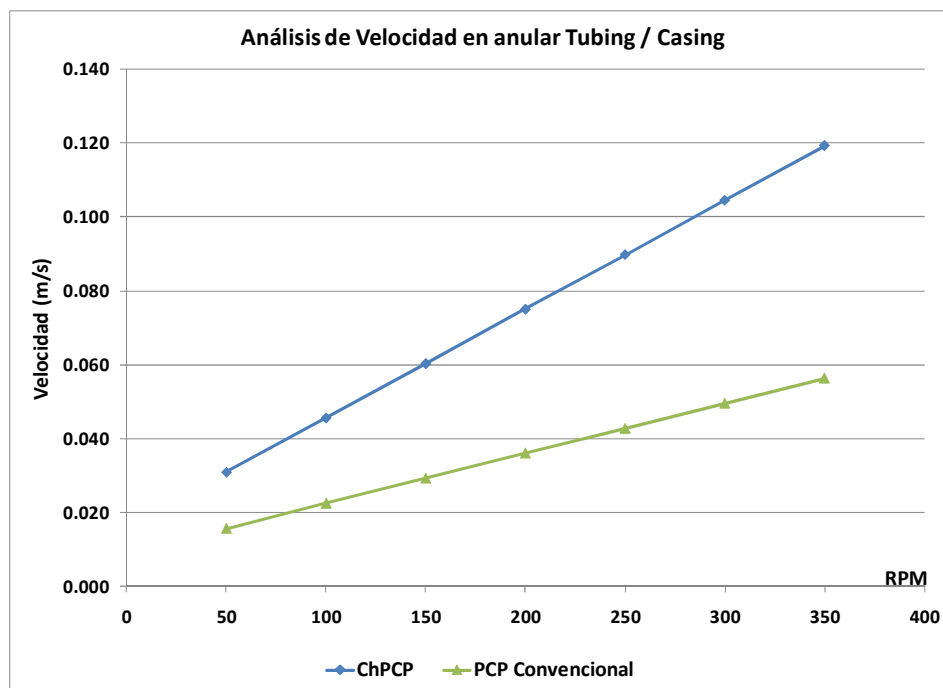


Figura 4: Análisis de velocidad en anular tubing – casing; Sección 2

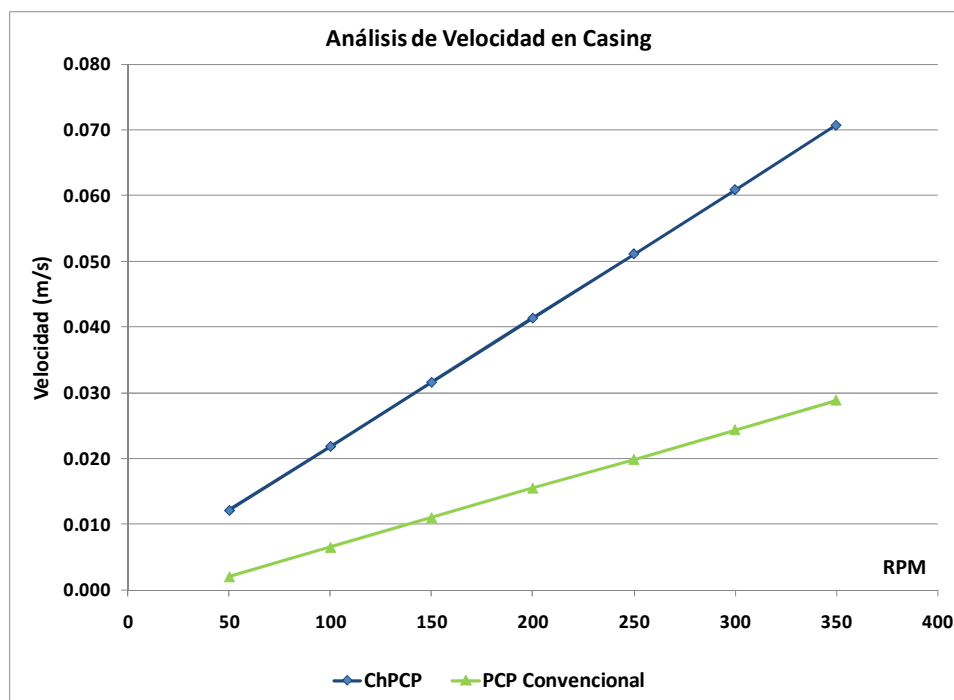


Figura 5: Análisis de velocidad casing; Sección 3

Como puede observarse en ambas gráficas, la velocidad de flujo correspondiente en las secciones 2 y 3, son casi tres veces mayor para el diseño charge PCP.

Análisis de resultados

Luego de la instalación de siete sistemas de bomba de carga, siendo el primero con fecha 26 de agosto de 2010, en el pozo CoHS-1018, se tienen los siguientes resultados:

Comparación del índice de Flush By anualizado (Índice FBy)

Si bien la instalación de este tipo de sistema, se llevó a cabo en siete pozos (CoHS-1018, CoHS-1020, CoHS-2007, ECN-0164; ECN-0264; ER-0006; PP-0110), la comparación directa se realiza solamente entre los pozos CoHS-1018, ECN-0164 y PP-0110. Esto se debe a que en estos tres pozos, se puede comparar fehacientemente, sin disturbios en la estadística porque no se vieron problemas o inconvenientes por fuera del sistema de extracción. Es decir, los pozos mantuvieron sus parámetros operativos. En la figura 6, se pueden observar tales resultados.

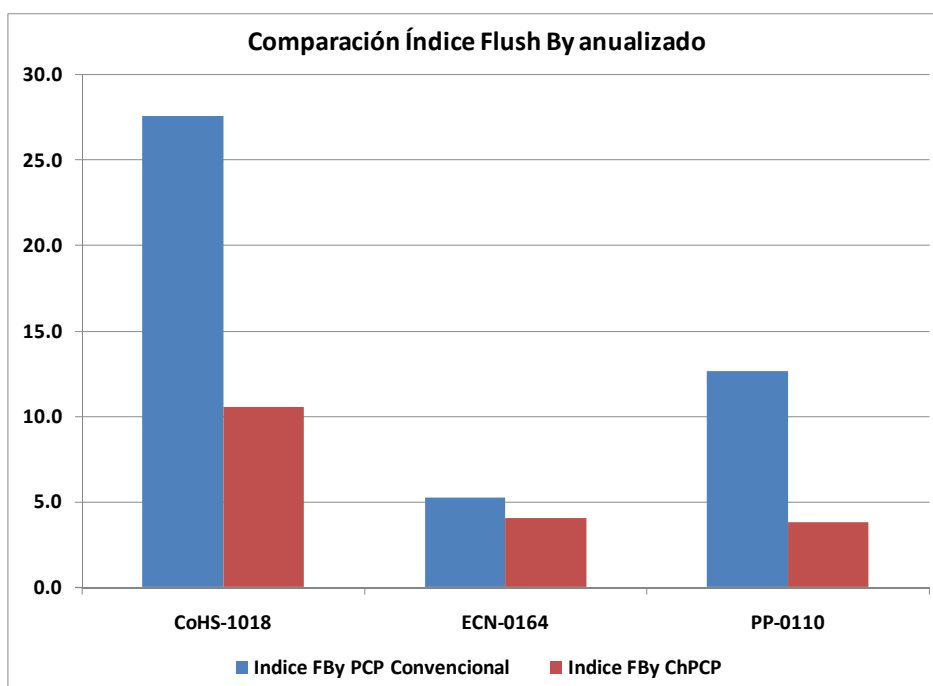


Figura 6

Como se comentó líneas arriba, para el resto de los pozos se tomaron análisis particulares, debido a que las condiciones del / los pozos cambiaron radicalmente luego de la instalación de este sistema; o bien, fueron terminados directamente con este tipo de sistema (caso CoHS-1020).

En la figura 7, se muestra el índice de flush by del pozo CoHS-1020 (ChPCP desde su terminación) comparado con sus vecinos, todos con PCP Convencional y produciendo de las mismas capas.

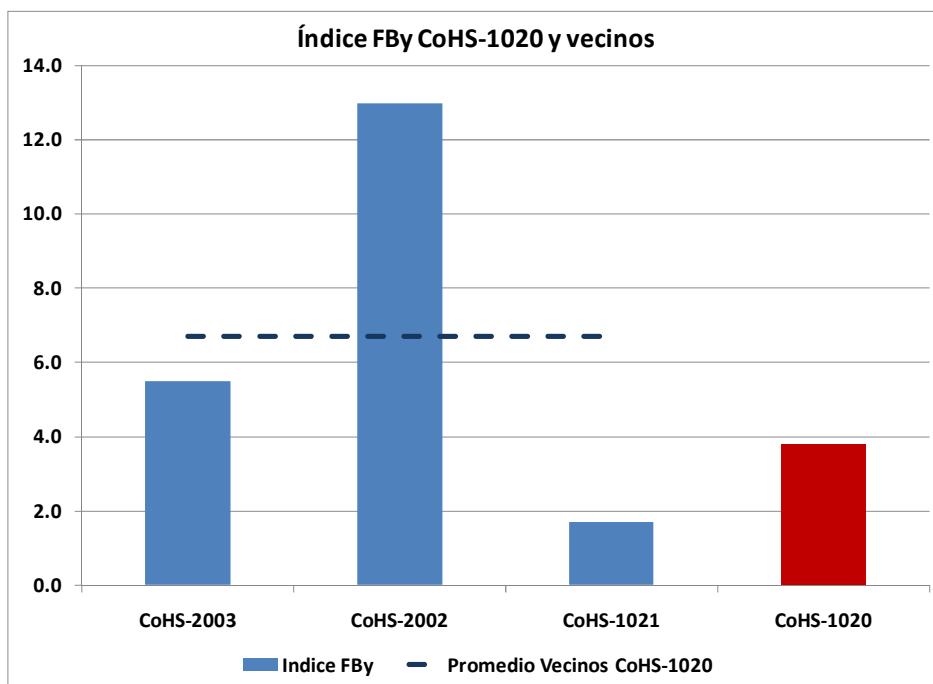


Figura 7

Como casos particulares de esta experiencia, mencionaremos los pozos ER-0006, ECN-0264 y CoHS-2007.

ECN-0264: este pozo se terminó en el año 2010 y directamente se instaló un sistema ChPCP. Luego de 6 días de funcionamiento, el pozo quedó sin producción. Se realizó el pulling y se detectó la bomba principal con el elastómero completamente vulcanizado. Realizando el análisis de intervención correspondiente, se llegó a la conclusión de que debido al aporte de gas del pozo y al haber colocado el niple ranurado por encima de los punzados, hizo que el gas circulara a través de la bomba principal, haciendo que trabajara sin la lubricación necesaria. Como se ve en este caso, los inconvenientes por fuera del manejo de arena de ambos sistemas, ChPCP y PCP, son los mismos. Sin embargo se han realizado experiencias en pozos con alto GVF, donde la bomba de carga cumple la función de separar o comprimir el gas (SPE 153038).

CoHS-2007: este pozo se terminó en el año 2012. Luego de diferentes inconvenientes con el sistema PCP, se decidió la instalación de un sistema ChPCP. Al momento de la puesta en marcha, no se verificó producción. Se hicieron las maniobras de bombeo de agua por espacio anular, sin obtener resultados. Se sacó nuevamente la bomba y se observó el elastómero de la bomba principal totalmente vulcanizado. Es decir, el pozo nunca pudo entrar en producción con este sistema.

ER-0006: al tiempo de realización de este trabajo, no se cuenta con un historial como para poder arribar a un resultado. La bomba se instaló el 05/11/2012.

Como se verá, se ha tenido una curva de aprendizaje que ha permitido obtener ciertas conclusiones y además dar la idea de que este sistema ChPCP no es aplicable a absolutamente todos los pozos con producción de arena. Es de vital importancia la ubicación de los elementos constitutivos del sistema como así también, el conocimiento de los fluidos que produce el pozo.

Un paso más allá de la aplicación en sí del sistema ChPCP, será combinar el sistema mismo, con la solución de un elastómero de menor dureza, de mejores propiedades mecánicas para el manejo de sólidos y que es motivo de otro trabajo.

Conclusiones

Como conclusiones, se pueden enumerar las siguientes:

- Se logró encontrar un sistema de extracción alternativo para pozos con alto corte de arena (4 – 5% continuo y hasta 25% en bolsones) que permite reducir drásticamente (aproximadamente a la mitad) las intervenciones con Flush By por aprisionamientos provocados por la producción de arena. Claramente, las velocidades del fluido en las zonas clave de la instalación es tres veces mayor, disminuyendo de esta manera la deposición de la arena.
- Este sistema de extracción (ChPCP), como la PCP misma, no es apto si los pozos tienen una producción intermitente; y además, no es apto para producir por turnos. En general, cuando se produce arena es recomendable la operación continua para evitar la deposición de la arena misma.
- Se deben tomar ciertos recaudos si los pozos verticales en donde se aplicará este sistema tienen producción de gas; en tal caso, deberá colocarse el niple ranurado por debajo de los punzados. Si bien existen experiencias en las cuales se ha utilizado la bomba de carga como compresora o separadora de gas en pozos horizontales con alto GOR [3], no fue viable en nuestro caso.
- Debido al manejo de un mayor porcentaje de arena que el sistema PCP convencional, se disminuyen los tiempos de ensayo, por lo menos en 12 – 16 horas.

Agradecimientos

Este trabajo está dedicado a todas las personas de Operadora y Contratistas que desarrollan tareas en las Áreas El Corcobo Norte, Cerro Huanul Sur, Jagüel Casa de Piedra, El Renegado, Gobernador Ayala Este y Puesto Pinto. Sin su constante apoyo, esmero, dedicación y buen humor, hubiera resultado imposible de realizar.

Referencias

- [1] **EXPLORACIÓN Y DEARROLLO DEL TREN DE PETRÓLEO PESADO DEL RÍO COLORADO, MARGEN NORORIENTAL DE LA CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA**; VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos; Autores: Martín Cevallos, Diego Vaamonde, Manuela Rivero, Christian Rojas, Hyung Joo Kim, Tania Galarza, Pablo Legarreta; Petroandina Resources Limited.
- [2] **TÉCNICAS DE TERMINACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE ARENAS NO CONSOLIDADAS DE LA FORMACIÓN CENTENARIO**; Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo; IAPG; Autores: Mariano Montiveros, Lucas Echavarría, Marcelo Sáez, Rocío Ortiz Best y Damián Fernández; Pluspetrol S.A.
- [3] **SPE 153038; Desing and Application of Charge PCP System in High GVF Heavy Oil Wells**; Autores: Jorge Robles (Weatherford), Matías Perez (Shell Canadá), John Bettenson (SPE) & Evan Noble (SPE)