



Terminación y producción de yacimientos de arenas no consolidadas de la Formación Centenario

Por *Ing. Mariano Montiveros, Ing. Lucas Echavarría, Ing. Damián Fernandez, Ing. Marcelo Saez e Ing. Rocío Ortiz Best* (Pluspetrol S.A.)

El objetivo de este trabajo es exponer las técnicas de terminación y producción utilizadas en pozos productores e inyectores, en yacimientos de arenas no consolidadas en su fase inicial.

Básicamente, la técnica de terminación, ensayo y estimulación de pozos consiste en la generación de pequeñas cavernas radiales o huecos de gusano (*wormholes*) en la zona cercana al pozo, para favorecer el aporte del reservorio. Se trata de punzar y ensayar hasta alcanzar los parámetros preestablecidos. De acuerdo con el tipo de arena y tipo de petróleo que se espera, se trabaja en la elección de las cargas y cañones, ya sea para favorecer el diámetro o la penetración.

Se busca con ello lograr una recuperación o producción controlada de arena de formación mediante los diferentes ensayos, para facilitar la “entrada” de fluidos al pozo, y obtener en principio altos porcentajes de arena hasta lograr una estabilización en torno a un porcentaje manejable por el sistema de extracción.

De acuerdo con datos propios e históricos de la anterior operadora, ese tiempo de terminación puede variar entre cuatro y seis días en promedio por pozo.

El método de producción corresponde a *CHOPS* (por la sigla de "producción de petróleo pesado en frío con arena", expresada en inglés: *cold heavy oil production with sand*). Se utilizan como sistema de extracción, mayoritariamente bombas PCP y un piloto reciente de bombas mecánicas del tipo *lubri plunger* y bombas Charge PCP.

En lo que respecta a pozos inyectores, se busca el mismo efecto, pero en sentido inverso. Es decir, generar esas pequeñas cavernas mediante ensayo, para luego favorecer la inyección de agua.

Como conclusiones de estas técnicas, se ha llegado a que la producción de arena en estas áreas es un componente necesario. Genera estimulación que incrementa la productividad, dadas la viscosidad del crudo y la baja presión de reservorio. Se planteó que el sistema de extracción artificial por cavidades progresivas (PCP) es el indicado para este tipo de explotaciones. Con esta técnica han sido terminados los actuales 480 pozos productores y 260 pozos inyectores, en un lapso de 6 años, alcanzando un pico máximo de producción de 5.000 m³/d de petróleo.

Comienzo de los trabajos

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 Petrosbras en el bloque CNQ-7. En el 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, y fue 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 el 2004, que tomó la ventaja de que los objetivos son someros (~650 mbbp), obteniendo la primera etapa exploratoria resultados económicos. En este lapso se descubrieron trampas estratigráficas que superan los 550 MMBs de petróleo original *in situ* (POIS).

Los principales reservorios 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, y el mayor espesor es de 18 m. El petróleo tiene una gravedad API de 19° y viscosidad *in situ* entre 160 y 270 cP, si bien han sido hallados petróleos pesados de varios rangos. La presión original de reservorio es de 30 kg/cm² (subhidrostática) a una profundidad promedio de 650 m.

Desarrollo del área

La estrategia de trabajo empleada desde el inicio de la explotación surgió a partir del estudio de las etapas de exploración y desarrollo de campos análogos del oeste de Canadá. Se tomó la decisión de probar, en un período menor a 3 años, aquellas tecnologías que habían demostrado ser exitosas comercialmente. De esta manera, además de las técnicas *CHOPS* e inyección de agua, que se describirán en detalle más adelante, se realizó un piloto de inyección continua de vapor, cuatro pilotos de inyección cíclica de vapor y un piloto de perforación horizontal, los cuales se ejecutaron en paralelo a la etapa de delineación, pero fueron desestimados para la etapa de desarrollo.

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 puede verificarse tal ubicación.

Las características del petróleo antes mencionadas, sumadas a la baja presión del reservorio y relativamente altos caudales de producción (50 m³/d de líquido en promedio), resultaron al comienzo en fuertes declinaciones de producción, por lo que a fines del año 2005 se implementó el primer piloto de inyección de agua para mantenimiento de presión en el yacimiento JCP.

La decisión de realizar este piloto se apoyó en estudios de petrofísica, que mostraban una roca fuertemente mojable al agua mediante la determinación de propiedades petrofísicas realizadas en una corona obtenida en el pozo

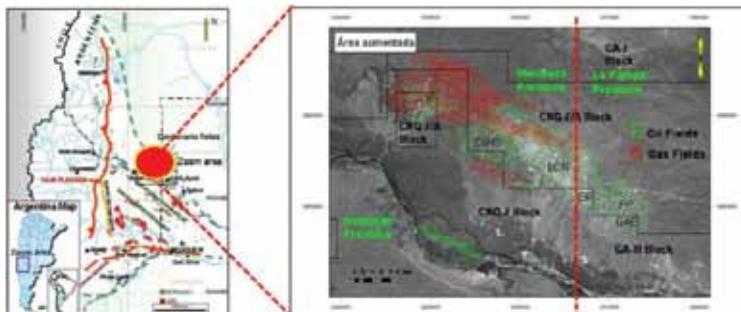


Figura 1. Recuperación secundaria.

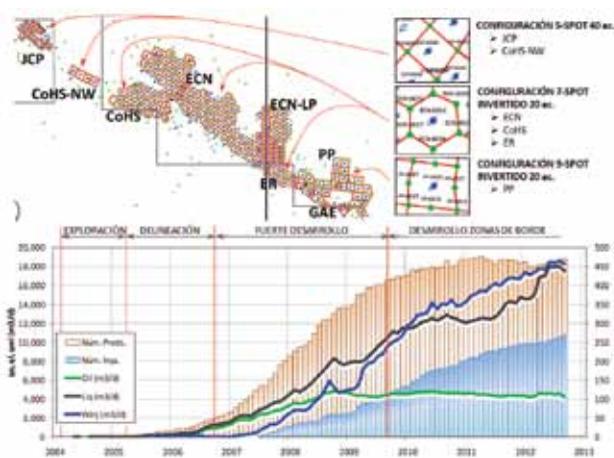


Figura 2. Historia de producción de toda el área. Configuraciones de pozos empleadas para recuperación secundaria.

JCP.x-7, única disponible en aquel momento. Esta característica, que luego fue confirmada en otros 19 pozos coroneados, permitió calcular Relaciones de Movilidades (M) cercanas a 2.5 al momento de la irrupción del frente de agua, lo que resulta en muy buenas respuestas a la inyección, en las que pueden identificarse las etapas típicas de respuesta a la recuperación secundaria (Baker, 1997).

Mediante la combinación de las técnicas *CHOPS* e inyección de agua se han logrado Factores de Recuperación mayores al 20% en las zonas más maduras en solo 6 años de producción. La configuración de pozos empleada es mayormente 7 spot invertido con un espaciamiento de 20 ac. Los yacimientos ECN, ER y CoHS están desarrollados casi exclusivamente con esta configuración, mientras que el yacimiento JCP utiliza un esquema 5- spot a 40 ac, y en el yacimiento PP actualmente se usa 9-spot invertido, pero se está migrando hacia un arreglo Line Drive, con los inyectores ubicados en el eje de los canales arenosos.

La figura 2 ejemplifica estas configuraciones y muestra además la historia de producción de todos los yacimientos en estudio en conjunto. La producción en noviembre de 2012 fue de 4,215 m³/d de petróleo con 470 pozos productores activos. La inyección ascendió a 18,600 m³/d distribuida en 269 pozos inyectores.

Metodología *CHOPS*

La técnica de *CHOPS* (*Cold Heavy Oil Production with Sand*) consiste en la producción de fluidos del reservorio con parte del mismo. O sea que la producción de líquidos en este caso viene acompañada de arena de formación. Esta arena no forma parte de la “matriz” del reservorio sino de material

parcialmente adherido a ella, que se desprende y viaja por las nuevas gargantas porales que se van abriendo. La producción de esta arena genera gargantas o cavidades en el reservorio de mayor tamaño que las originales, las que dan lugar a la aparición de los mencionados “huecos de gusano” o *wormholes*. Estas gargantas de mayor tamaño son las responsables de que los pozos puedan producir.

Al irse creando estos huecos de gusano a medida que avanza la producción, se genera una estimulación constante del reservorio, al principio en la zona cercana al pozo y luego, con el avance de la producción, en zonas un poco más retiradas del mismo.

A continuación se describirán las técnicas que se llevan adelante para la estimulación en la zona cercana del pozo, estimulación que se alcanza casi en un 80% solo en la terminación.

Estimulación de la zona cercana del pozo - Terminación

Básicamente, la terminación está compuesta por dos etapas principales, tales como el punzado y el ensayo.

Punzado

Para la operación de punzado de la zona de interés, en primer lugar se lleva a cabo una preparación del pozo. Se efectúa un intercambio del fluido de perforación remanente en el pozo por agua tratada con cloruro de potasio, en una cantidad del 2%. Esto se realiza para no provocar más daño a la zona de interés que el inducido durante la perforación del pozo.

Al ser reservorios subpresurizados, al punzar, necesariamente el fluido del pozo invadirá el reservorio. Es por esta razón que se busca que ese fluido sea lo menos nocivo posible. Una vez que en el pozo hay fluido limpio se lleva adelante la tarea del punzado. Los cañones que se utilizan, tanto para pozos entubados con tubería revestidora de 7 pulgadas (177.8 mm de diámetro exterior) como de 5,5 pulgadas (139.5 mm de diámetro exterior), son cañones de 4 pulgadas (101.6 mm) y las cargas son de 32 gramos con una distribución de 4 tiros por pie (13.3 tiros por metro). Esta distribución de cargas da una fase de tiros de 90 grados. En ciertas ocasiones se utilizó una fase de 60 grados y cargas de 39 gramos, sin observar resultados significativamente diferentes.

Para casos especiales de punzados en zonas aun más someras que los grupos de la Formación Centenario, precisamente del Grupo Neuquén, se han utilizado cargas del tipo “Big Hole” a una densidad de tiros tres veces mayor, con resultados aceptables. Estas cargas poseen una menor penetración, pero de un diámetro 50% mayor.

Ensayos; progresión y elementos

Con el pozo punzado en sus zonas de interés se procede a la tarea del ensayo. Durante este se efectúa la estimulación de la zona punzada, tan solo con la producción de fluidos del reservorio. Es decir, se provoca la mayor producción de arena de la fase temprana del pozo.

Pozos productores

Para pozos productores, de acuerdo a ensayos de “prueba y error”, y luego de correlacionar los resultados con datos de coronas, prestaciones del sistema de extracción y costo del equipo de torre, se llegó a que el tiempo de ensayo óptimo del pozo radica en torno a las 36 horas. Sin embargo, es necesario lograr una estabilidad en el porcentaje de producción de arena. En un principio, se planteó un porcentaje del 1% de producción de arena durante 6 horas consecutivas, habiendo cumplido las 36 horas establecidas. Este requisito, a veces, extendía los ensayos en el tiempo y no permitía una optimización del recurso dado por el equipo de torre. Entonces, se probó aumentando este porcentaje estabilizado al 2%. Con este antecedente, se propuso ir un poco más allá, y este porcentaje se aumentó al 3%; y se obtuvo una reducción de aproximadamente 1.5 días de tiempo de equipo de torre (ver figura 3).

Aun con este último porcentaje de arena en las horas finales del ensayo no se han verificado aprisionamientos de la bomba de cavidades progresivas (Bomba PCP), por lo que se adoptó esto último como criterio final hasta el momento.

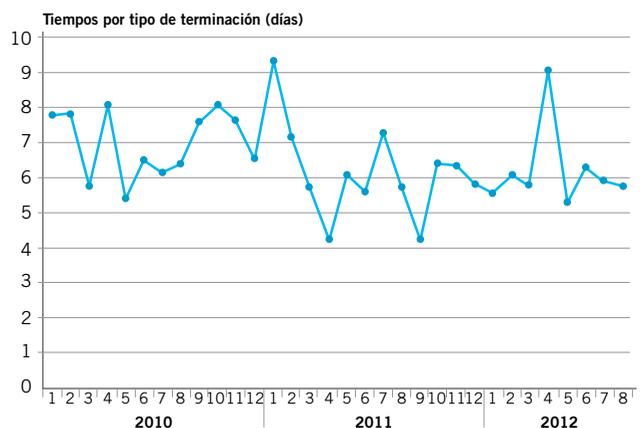


Figura 3. Tiempos de terminación.

En cuanto a la progresión del ensayo, en zonas en donde se presume que no se ha tenido una respuesta de recuperación secundaria, se ensaya sin restricciones de

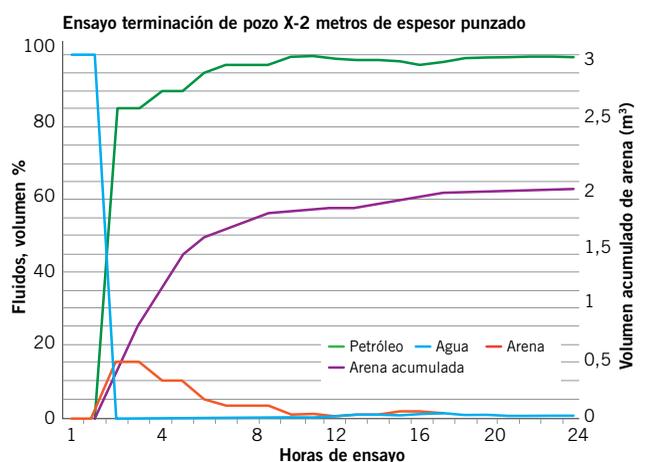


Figura 4. Progresión de ensayo.

caudal. En cambio, en zona bajo afectación de recuperación secundaria, se busca establecer un caudal máximo recomendado, aun en el ensayo, para prevenir un aporte excesivo de arena que pueda dar lugar a la formación de una línea preferencial de flujo, provocando una ineficiencia en el barrido de los fluidos del reservorio.

En caso de que el pozo quede sin aporte de fluidos, se detiene el ensayo y se inyecta por el espacio anular un volumen equivalente a la capacidad del pozo más 10 m^3 de agua, al máximo caudal, sin superar los 45 kg/cm^2 (44.1 kPa) de presión en boca de pozo. Con este bombeo de agua se busca generar un disturbio en la cara de la formación, de forma de “destapar” la misma, removiendo la acumulación de arena y, de esta manera, restablecer la producción.

Se puede verificar en la figura 4 una progresión de un ensayo de un pozo tipo de las áreas en estudio.

Pozos inyectores

Para pozos inyectores de agua para recuperación secundaria, la fase de estimulación temprana cuenta con una importancia aun mayor que en los productores, puesto que será la única vez en la que el reservorio tendrá líneas de flujo hacia el pozo. Es por ello que el tiempo de ensayo en este caso es de 48 horas.



Figura 5. Porcentajes de fluidos.



Figura 6 y 7. Tamaño de grano y morfología de arena.

Tanto para pozos productores como para inyectores, pero principalmente en los segundos, se busca producir alrededor de 1.5 m³ de arena por metro lineal punzado. Eso, hasta el momento, garantiza una inyectividad aceptable con las instalaciones de superficie existentes.

De una manera gráfica, en las figuras 5, 6 y 7 se pueden observar cualitativamente los fluidos de producción y las arenas producidas.

Elementos de ensayo

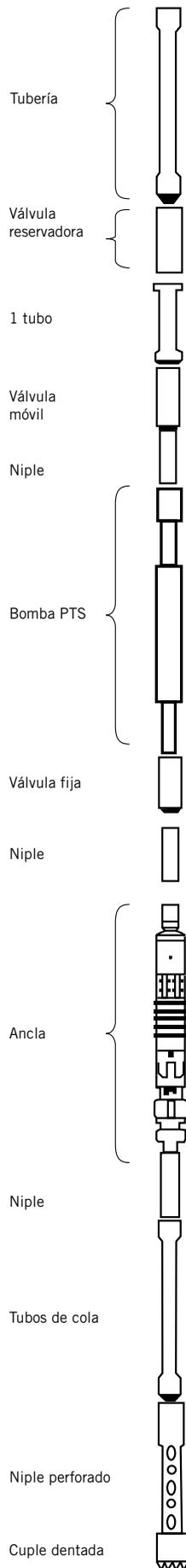
Dadas las características de los fluidos de reservorio, con el agregado de la arena de formación, se necesitan elementos más robustos y de mayor durabilidad que la conocida "copa pistón". Por ello, para el ensayo se utiliza una bomba PTS (por la sigla en inglés de *pump to surface*). Básicamente, este equipo de ensayo cuenta con una válvula fija solidaria al barril de la bomba y, al mismo tiempo, a un ancla y una válvula móvil solidaria al vástago hueco de la bomba. El vástago es de sección cuadrada o hexagonal, para permitir transmitir torque y poder efectuar la maniobra de fijación del ancla solidaria al barril.

En la figura 8 puede verse el orden de estos y de todos los demás elementos que en su conjunto forman la Bomba de Ensayo.

El modo de accionamiento de este dispositivo es de forma recíprocante, directamente con la tubería. Esta se engancha al aparejo del equipo, lo que le entrega el movimiento recíprocante mencionado. En el extremo superior de la tubería se coloca una válvula con un manguerote flexible, a través del cual se deriva a pileta la producción del ensayo para su control.

La duración de la bomba está limitada por la vida útil de las válvulas, tanto fija como móvil, y por los empaques del vástago hueco. Con la evolución del diseño se ha llegado a una duración de alrededor de las 200 horas, aunque por recomendaciones del fabricante y por la experiencia recolectada, se les efectúa mantenimiento preventivo cumplidas las 160 a 180 horas.

Figura 8. Configuración Bomba PTS.



Sistemas de extracción; técnicas de producción

El 100% de la zona de desarrollo se encuentra electrificada, por lo que para este tipo de explotaciones la estabilidad eléctrica es una gran ventaja. Como sistema de extracción, en el 90% de los pozos productores se utiliza la bomba PCP.

Debido a la baja presión de reservorio, en el desarrollo temprano de estas áreas se buscó instalar en cada pozo un sensor de presión y temperatura en fondo. Continuando el desarrollo y con la expansión de la inyección de agua secundaria, se optó por instalaciones con sensores en algunos pozos y sin sensor en otros, en los que el nivel se registra periódicamente con ecómetro.

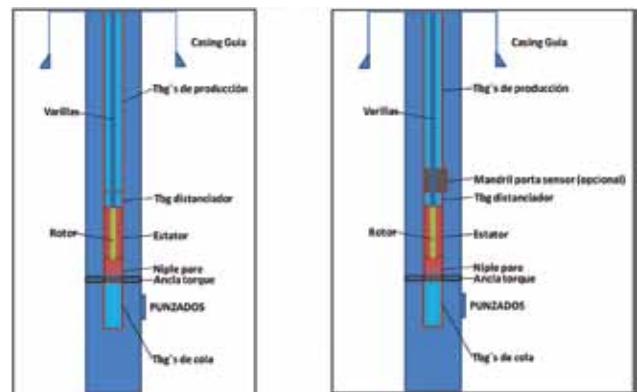


Figura 9. PCP convencional (izq.) y PCP con sensor de fondo (der.).

En la figura 9 se pueden observar las instalaciones de fondo de las PCP convencionales y las PCP con sensor de fondo. En la actualidad se está estudiando la composición óptima del elastómero de la bomba, puesto que es la última variable que queda por explorar luego de haber estudiado la altura de elevación de la bomba, interferencia del rotor y eficiencia de bombeo basado en la frecuencia de rotación.

En aproximadamente el 5% de los pozos restantes, aquellos en donde la producción de arena es mayor a la manejable con el sistema PCP convencional, se cuenta con una aplicación alternativa que se denomina aplicación PCP con bomba de carga ("Charge PCP").

Esta aplicación consiste en una instalación de dos bombas PCP en serie. La bomba inferior, denominada bomba de carga, posee una capacidad volumétrica aproximadamente 3 veces la de la bomba principal, ubicada por encima de la bomba de carga. Entre medio de ellas existe un niple ranurado por donde escapará el excedente del fluido bombeado por la bomba de carga. Ese excedente tiene como función mantener en agitación permanente el fluido en el fondo del pozo, evitando la deposición de la arena en él contenida.

Adicionalmente, el rotor de la bomba de carga es de "Tipo Paddle", lo que significa un aplastamiento de la punta del rotor en forma de "paletas", para favorecer aún más la agitación en el fondo del pozo y para romper potenciales terrones de arena que pueden llegar a formarse.

En la figura 10 se observa esquemáticamente una instalación del tipo charge PCP con sensor de fondo.

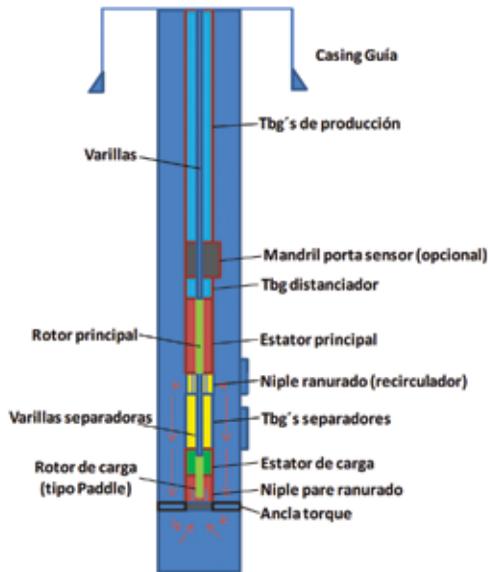


Figura 10. Charge PCP con sensor de fondo.

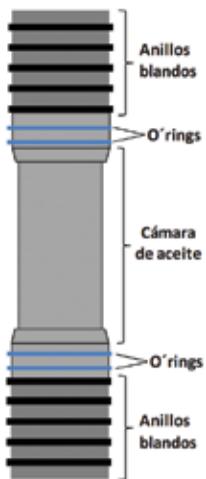


Figura 11. Pistón lubricado.

En el 5% restante de los pozos se ha aplicado con éxito el sistema de Bombeo Mecánico, con la salvedad de que la bomba de profundidad es del tipo pistón lubricado, con agregado de anillos blandos inferiores y superiores para protección del pistón. Esta aplicación solo se da en aquellos pozos en donde el aporte de la formación no resulta constante; es decir, si bien el sistema de extracción está en marcha todo el tiempo se presume que el aporte es intermitente. Allí se han probado diferentes tipos de configuraciones PCP, y se ha observado la misma falla en todos los casos,

elastómero vulcanizado, falla que se observa cuando la bomba trabaja sin fluido. En cambio, la bomba mecánica puede trabajar sin fluido un tiempo prudencial sin registrarse daños de consideración, más aún siendo el régimen de baja frecuencia (menos de seis golpes por minuto) y la carrera alta (entre ciento treinta y ciento sesenta y ocho pulgadas).

En la figura 11 puede observarse el detalle del pistón lubricado.

Finalmente, en los casos en los que siguen presentándose problemas de aprisionamientos por exceso de arena, en función de la severidad del problema y de la importancia del pozo, se afecta un camión bombeador para efectuar bombeos periódicos programados de agua por el espacio anular. Esta técnica ha resultado efectiva, puesto que con un simple bombeo de agua se han evitado desde la parada del pozo hasta la intervención del mismo.

Conclusiones

En el yacimiento El Corcobo Norte y alrededores la producción de arena es un componente necesario. Genera estimulación que incrementa notablemente la productividad, dadas la viscosidad del crudo y la baja presión de reservorio.

Para manejar la producción de arena se emplea bombeo PCP como sistema principal. Se continúan probando y desarrollando otros sistemas de extracción alternativos para aplicación en casos especiales.

Desde el inicio del desarrollo, se han completado con esta técnica más de 500 productores y 250 inyectores, lográndose un pico de 4.900 m³/d luego del cuarto año de producción.

Actualmente, la producción del campo se encuentra en una meseta, en torno a los 4.400 m³/d desde hace 2 años, lograda a través de un exhaustivo monitoreo de la recuperación secundaria, lo que ha permitido sobreponerse a las condiciones adversas de movilidad.

Agradecimientos

Este trabajo está dedicado a todas las personas 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

Exploración y desarrollo 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.