

“Cambio de elastómero para manejo de arena en bombas de cavidades progresivas”

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

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

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

Sinopsis

El presente trabajo expone los resultados obtenidos con el cambio de elastómero en bombas de cavidades progresivas para mejorar el manejo de arena, aumento de la vida útil de la bomba y reducción de las intervenciones por aprisionamiento o succión tapada.

La aplicación se llevó adelante en los Yacimientos El Corcobo Norte, Cerro Huanul Sur, El Renegado, Jagüel Casa de Piedra, Gobernador Ayala Este y Puesto Pinto, productores de la Formación Centenario, Cuenca Neuquina.

Se trata de Formaciones Productivas de Arenas no consolidadas, con 18° API de viscosidad del crudo y explotados con el Método de Producción en Frío de Petróleo Pesado con Arena (CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sand), manteniendo de manera deliberada la producción de arena a lo largo del tiempo.

Desde el comienzo del desarrollo de los campos, ante la falta de un patrón o blanco de comparación, se optó por bombas de cavidades progresivas con elastómeros de alto nitrilo, ya que se trata del elastómero estándar en el mercado argentino.

Con la evolución de la producción y con el objetivo de aumentar la duración de las bombas, se iniciaron en el 2011 las pruebas con un elastómero más blando (nitrilo medio). Debido a la menor dureza, se tiene mayor resiliencia y mayor capacidad para absorber los impactos provocados por las partículas de arena dentro de las cavidades.

Con esto se logró un menor índice de aprisionamientos (comparadas bombas de la misma capacidad volumétrica y en el mismo pozo) reduciéndose el downtime y, por ende, una mayor producción. Estas bombas manifestaron también mayor eficiencia operativa y una mayor vida útil que la obtenida para los mismos modelos con el elastómero de alto nitrilo.

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 inyectoros. 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.

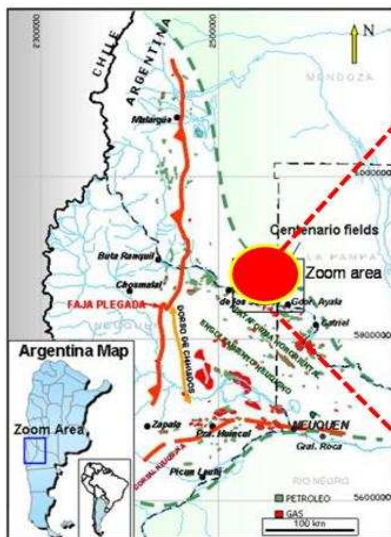


Figura 1

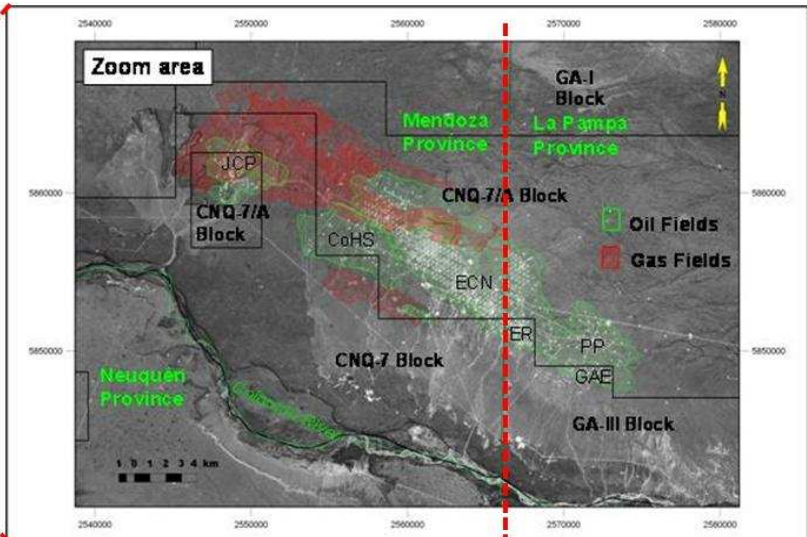


Figura 1.a

Desarrollo

Al verificarse pozos productivos, con aporte de arena se decidió en base a la experiencia de la primera compañía operadora, emplear bombas de cavidades progresivas (Bombas PCP) como método de extracción artificial. Ante la falta de datos de fluidos se comenzó con bombas PCP equipadas con elastómero de Alto Nitrilo, que resultan ser el común en el mercado argentino y más precisamente utilizadas en la Cuenca Neuquina.

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 de fondo y 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.

Elastómeros: tipos y aplicaciones

Los elastómeros son aquellos polímeros que tienen comportamiento elástico. Son polímeros amorfos que se encuentran sobre su temperatura de transición vítrea, de ahí su considerable capacidad de deformación. Los más usados en el ambiente de fondo son los nitrílicos y los hidrogenados.

Los elastómeros nitrílicos son producidos por la copolimerización de butadieno y acrilonitrilo (ACN); y se dividen en medio nitrilo (25 a 35% ACN) y alto nitrilo (35 a 45% ACN). El contenido de acrilonitrilo impacta en la resistencia al petróleo y el de butadieno en el comportamiento elástico. En los elastómeros hidrogenados se aumenta el grado de saturación para mejorar la resistencia al ácido sulfhídrico (H₂S) y al calor.

Los elastómeros pueden ser afectados por los fluidos producidos y la temperatura de fondo. Los efectos más comunes por interacción con el fluido son hinchamiento, ablandamiento, contracción, endurecimiento y burbujas. El hinchamiento va acompañado de ablandamiento y, en general, es el resultado de la interacción del elastómero con petróleos livianos con alto contenido de aromáticos. Ciertos aditivos, como inhibidores de corrosión base amina, también pueden causar ablandamiento. Los solventes de bajo peso molecular y los petróleos parafínicos pueden causar la contracción del elastómero. El endurecimiento es resultado de la presencia de H₂S que ocasiona la cura excesiva del elastómero deteriorando sus propiedades mecánicas. Las burbujas se forman por la descompresión súbita en elastómeros expuestos a dióxido de carbono (CO₂).

En aplicaciones abrasivas las PCP pierden eficiencia debido al desgaste del elastómero. El desgaste depende de la concentración de abrasivos, el tamaño de las partículas y su dureza, la velocidad del fluido y la interferencia. Para minimizar el desgaste se deben elegir materiales adecuados y optimizar el diseño. Se deben usar elastómeros de altas propiedades mecánicas y menor dureza. Una propiedad fundamental de los elastómeros, que define la línea de sello entre las cavidades y que es vital a la hora de la duración de los mismos es la resiliencia.

La resiliencia, es la capacidad que tiene un compuesto elastómero de deformarse y volver a su forma original.

En la tabla 1 se exponen las aplicaciones y usos posibles de acuerdo al entorno y la composición o contenido de nitrilo.

Familia de Elastómero	Código ISO	Resistencia a agua a baja temp (< 50°C)	Resistencia a agua a alta temp (> 50°C)	Resistencia a H2S	Resistencia a los sólidos	Resistencia al CO2
Medio Nitrilo	118	Baja	Pobre	Baja	Excelente	Pobre
	116	Muy buena	Buena	Baja	Muy buena	Baja
Alto Nitrilo	309	Buena	Baja	Buena	Buena	Baja
	306	Buena	Baja	Buena	Buena	Buena
	310	Buena	Buena	Buena	Muy buena	Buena
	312	Excelente	Excelente	Buena	Baja	Excelente
Nitrilo Hidrogenado	501	Excelente	Excelente	Excelente	Muy buena	Buena
	503	Excelente	Excelente	Muy Buena	Muy buena	Buena

Tabla 1

Evolución del campo

Al poco tiempo de desarrollo, se verificó una alta tasa de fallas por vulcanización del elastómero, aunque también se verificó que esta falla se daba de manera prematura. Esta causa radicó en la muy baja productividad de los pozos, razón que hace necesario explotarlos con la menor presión dinámica posible, que en tal caso, quedaba un nivel dinámico a la altura de los punzados. Sumado a ello, la alta viscosidad del petróleo, bajo porcentaje de agua y formación de emulsiones estables, provocaban un llenado parcial de las cavidades de la bomba, quedando la misma muchas veces sin lubricación. Esto último, es lo que genera que el elastómero alcance una temperatura mayor a la soportable y se “queme”, ya que no es un buen transmisor del calor; perdiendo la funcionalidad de la bomba y provocando pérdidas de producción en el pozo.

Las modificaciones que fueron introducidas en el diseño de la instalación de producción, en algunos casos consistió con colocar la bomba por debajo de la zona punzada, asegurando un llenado permanente de la misma. Esto trajo aparejado algunos inconvenientes debido al aprisionamiento del ancla de torque con la arena de producción; por lo que gradualmente quedó sin aplicación. Para este inconveniente no es aplicable una cola de tubería por debajo del ancla (a modo de mantener ésta por encima de los punzados y la succión por debajo), ya que el área de succión resulta menor que la de contar con una succión del tipo “niple ranurado”.

Pasada la primera etapa de explotación y con el avance de la fase productiva de las áreas, en donde se verificaba casi en un 100% de fallas por vulcanización, aquellas bombas que superaban esa primera fase, poco a poco iban

perdiendo eficiencia. Dicha eficiencia, debía ser suplida con un aumento de la frecuencia, lo que podía traer aparejado fallas en la tubería o varillas de bombeo.

Entonces, fue allí que se decidió avanzar una fase más allá en el rediseño del sistema. Teniendo ya un resultado experimental en cuanto al hinchamiento del elastómero, en primer lugar se buscó aumentar la interferencia entre el rotor y el estator, para garantizar una línea de sello más fuerte; y al mismo tiempo, colocar bombas de una altura de elevación menor, con la reducción de costos asociada. Corregidas esas variables, no quedó otra alternativa que focalizar el estudio en el elastómero, componente primordial de una Bomba PCP.

Evolución de las fallas

Como se dijo líneas arriba, al comienzo de la explotación, se verificó que la falla principal o mayoritaria, era por vulcanizado o endurecimiento del elastómero en un corto tiempo de servicio de la bomba. Pasada esa fase, se verificaba una disminución progresiva de la eficiencia y al realizar los análisis de fallas en las bombas, se verificaba una tasa muy alta de erosión o abrasión. Eso dio la idea de que era necesario cambiar el tipo de elastómero por uno de mejores propiedades mecánicas. En la figura 2, se puede observar la evolución de aquellas bombas que no tuvieron una falla prematura (dentro de los 3 meses de uso) por trabajar sin fluido.

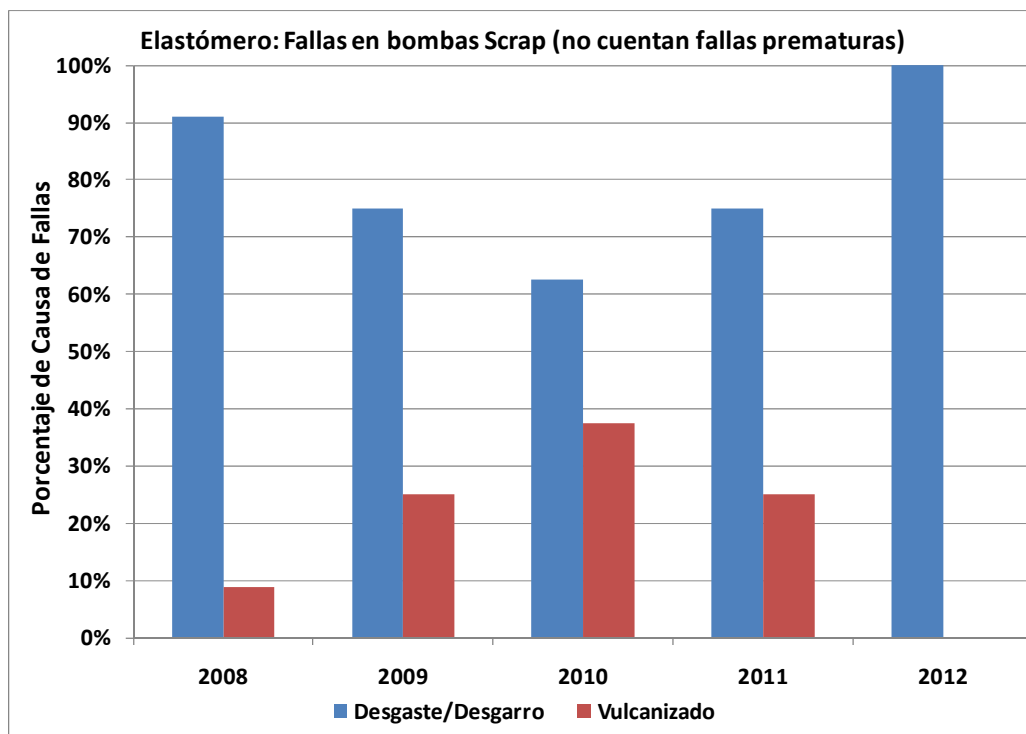


Figura 2: Porcentaje de causas de fallas referidos al total de bombas falladas

El efecto de disminución de las fallas por Desgaste / Desgarro (producto de la abrasión y erosión) y luego aumento se explica a que luego del comienzo de la explotación de un pozo productor, la arena, producto del C.H.O.P.S. disminuye. Luego, producto de la recuperación secundaria y nuevo arrastre de arena producto del avance del banco de petróleo por el barrido del agua, la producción de arena vuelve a aumentar. Es por ello, que se tiene una especie de segunda fase de producción de arena y es esa, la principal causa de la baja de bombas por Desgaste / Desgarro.

A continuación, se observa en la figura 3 y 4, una visualización de cómo quedan los materiales luego de cada una de las fallas principales, y con la curva de ensayo correspondiente.

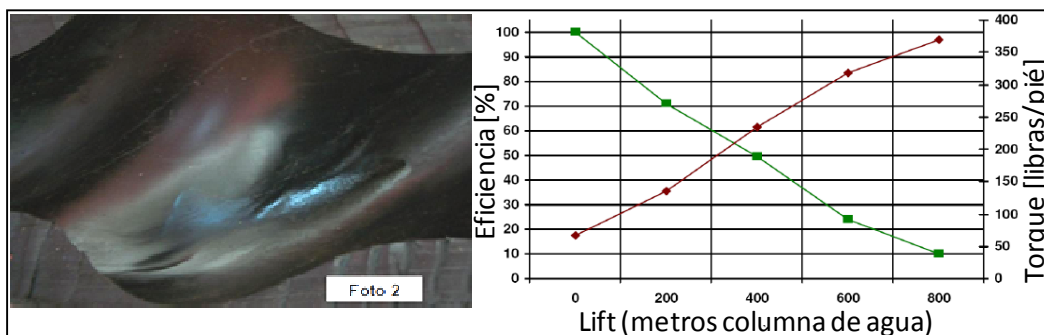


Figura 3: Izquierda: Daño por erosión / abrasión; Derecha: ensayo de eficiencia asociado



Figura 4: Izquierda: rotor agrietado; Derecha: Elastómero vulcanizado

Acciones tomadas: Ensayos de compatibilidad de elastómeros

En función de lo anterior en el año 2010, y luego de haber tomado a lo largo de los años 2007 a 2010 diferentes acciones tendientes a optimizar el sistema, se decidió ir por la última variable que quedaba: el cambio de elastómero. Para ello, previamente es necesario realizar una serie de ensayos de compatibilidad entre el elastómero en sí y los fluidos del pozo, para asegurar que no habrá modificaciones fuera de escala de las propiedades del elastómero. Si bien este análisis fue realizado en el comienzo de la vida del campo, es necesario repetirlo debido a que ciertas condiciones de los fluidos pueden llegar a modificarse en el tiempo.

Dichos análisis, pueden ser hechos a escala de laboratorio, a escala de campo y ambas a la vez. En nuestro caso, se optó por la tercera opción y luego se decidió la implementación un piloto en campo de diez pozos en primera instancia y doce pozos posteriores; para dar con un total de veintidós pozos implementados y con resultados.

Análisis de laboratorio

La metodología del ensayo de laboratorio, radica en colocar en autoclave los diferentes cupones o muestras del elastómero a ensayar en el fluido del pozo. Previamente, se toman los datos de dureza y volumen de ese cupón. Acto seguido, se sumergen los cupones en el fluido, y con el autoclave, se le configuran la presión y temperatura a la que estará sometido dicho elastómero en el fondo del pozo. Se eligieron para comparar con el compuesto usado históricamente (compuesto 3), el compuesto 1 (medio nitrilo con mejores propiedades mecánicas respecto del compuesto 3) y el compuesto 2 (medio nitrilo con mejores propiedades químicas respecto del compuesto 3).

Con el avance del tiempo, se toman resultados parciales a un día de comenzado el ensayo, luego a cinco días, a quince, a treinta y a cuarenta y cinco días, para poder de esa manera, construir una curva de evolución de volumen y evolución de dureza de las muestras.

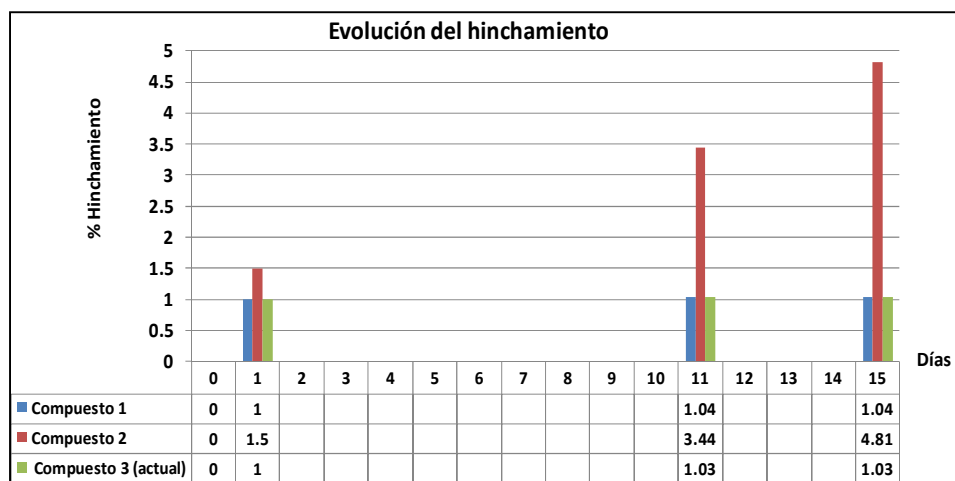


Figura 5: Evolución del hinchamiento, ensayo de laboratorio



Figura 6: Evolución de la dureza, ensayo de laboratorio

En este caso, se hizo un ensayo acotado a 15 días, debido a que no se vió gran variación entre el día 11 y 15.

Análisis de campo

Para este análisis, la metodología consistió en tener al cupón de elastómero sometido a la vena fluida, tal de no perder en absoluto las propiedades del fluido. Está claro, que al momento de tomar una muestra de fluido del pozo, algunos componentes livianos del mismo pueden perderse. Es por ello, que además del ensayo de laboratorio se hizo el ensayo de campo. La desventaja de este último ensayo, es que no se pueden dar completamente las propiedades en fondo de pozo; ya que la temperatura principalmente, podría ser menor y no constante; ya que debido a la amplitud térmica varía entre el día y la noche. En nuestro caso, como el ensayo se hizo en el verano, puede asumirse que durante el día, la temperatura en superficie es aproximadamente igual a la temperatura en fondo (35 – 38 °C).

En la figura 6, se puede observar el by – pass que se armó en cada boca de pozo de los 10 pozos seleccionados.

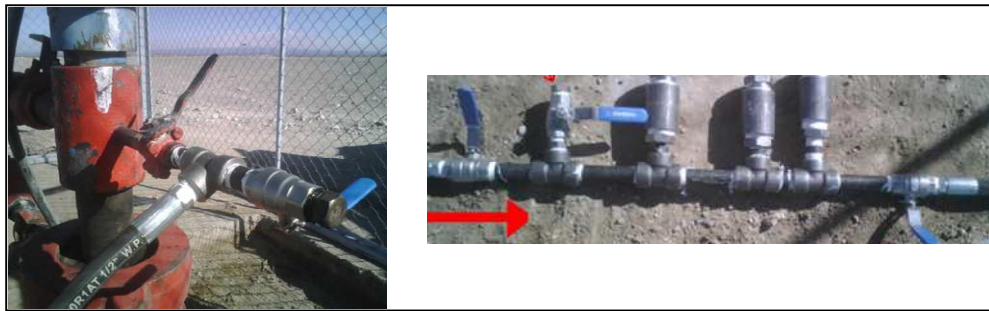


Figura 6: By – pass con 3 cuponeras y purga

En los gráficos de las figuras 7 y 8, se observan los resultados de campo de ambas evoluciones, hinchamiento y dureza.

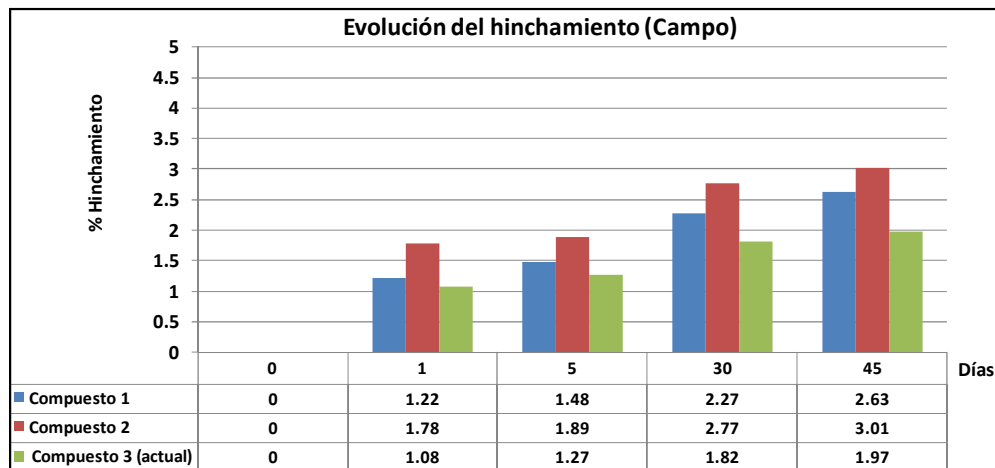


Figura 7: Evolución de hinchamiento (Ensayo de campo)

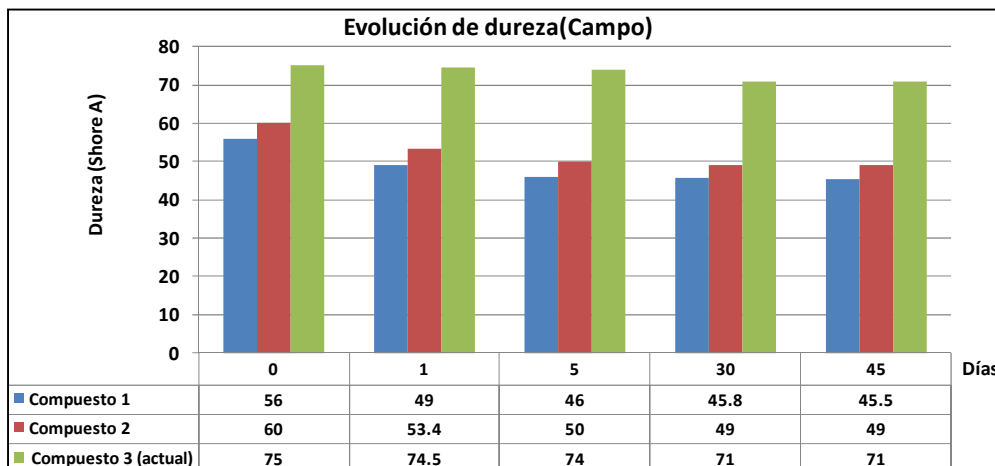


Figura 8: Evolución de dureza (Ensayo de campo)

Los resultados de laboratorio, claramente concuerdan con los de campo, por lo que se les otorga cierta validez. Finalmente y en base a ambos ensayos, es el compuesto 1 (contenido medio de nitrilo con mejores propiedades mecánicas que el compuesto 3) el que se eligió para comenzar a probar en reemplazo del compuesto 3 (alto contenido de nitrilo) en el primer piloto de 10 pozos mencionado.

Análisis del piloto

- Evolución de intervenciones

Luego de obtenidos los resultados de los análisis de compatibilidad, se decidió encarar la fase de prueba en pozos, es decir, la instalación de las bombas.

De acuerdo a la disponibilidad de las mismas, a la entrada en pulling de los pozos candidatos y a las problemáticas detectadas, se fueron instalando las mismas en el transcurso del tiempo. La primera instalada fue en el año 2010 y a fin de 2012, se cuenta con un parque de veintidós bombas con elastómero de Medio Nitrilo. Alcanzados los diez pozos, se decidió continuar con la implementación, debido a que los resultados parciales obtenidos fueron mejor a los esperados.

En la figura 9 se puede observar la evolución de las intervenciones con equipos de Flush By. Se discriminan los Flush By generales, Flush by por intervenciones debido a problemas de arena (mermas por baja eficiencia de bomba) y Flush By por aprisionamientos. Se plantean estos dos últimos casos, ya que los mismos radican en las causas que se atacan directamente con el cambio de elastómero. Sin embargo, no toda la mejora se atribuye al cambio de elastómero en este piloto de veintidós pozos. Cabe aclarar que el porcentaje de arena con la evolución de la producción es menor.

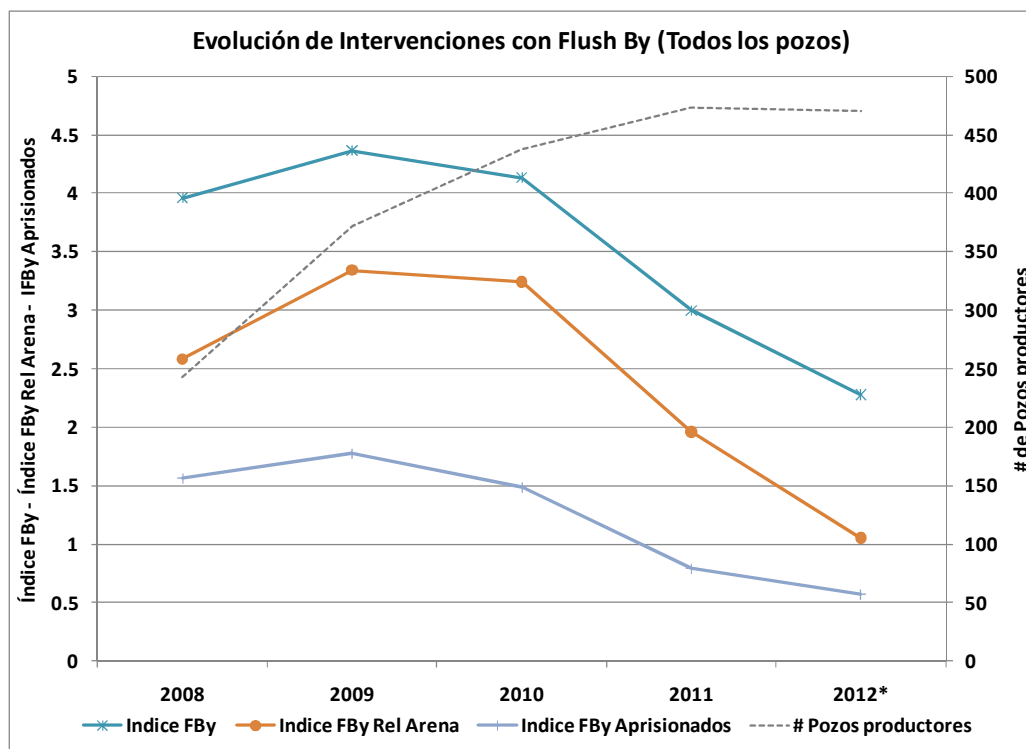


Figura 9: Evolución de Intervenciones con Flush By (general)

A continuación, se verificará en la figura 10, la cantidad de intervenciones con Flush by por inconvenientes debidos a problemas de arena (mermas por baja eficiencia de bomba) y por aprisionamientos, tomando en cuenta solamente los pozos a los que se les instaló bomba con elastómero más blando.

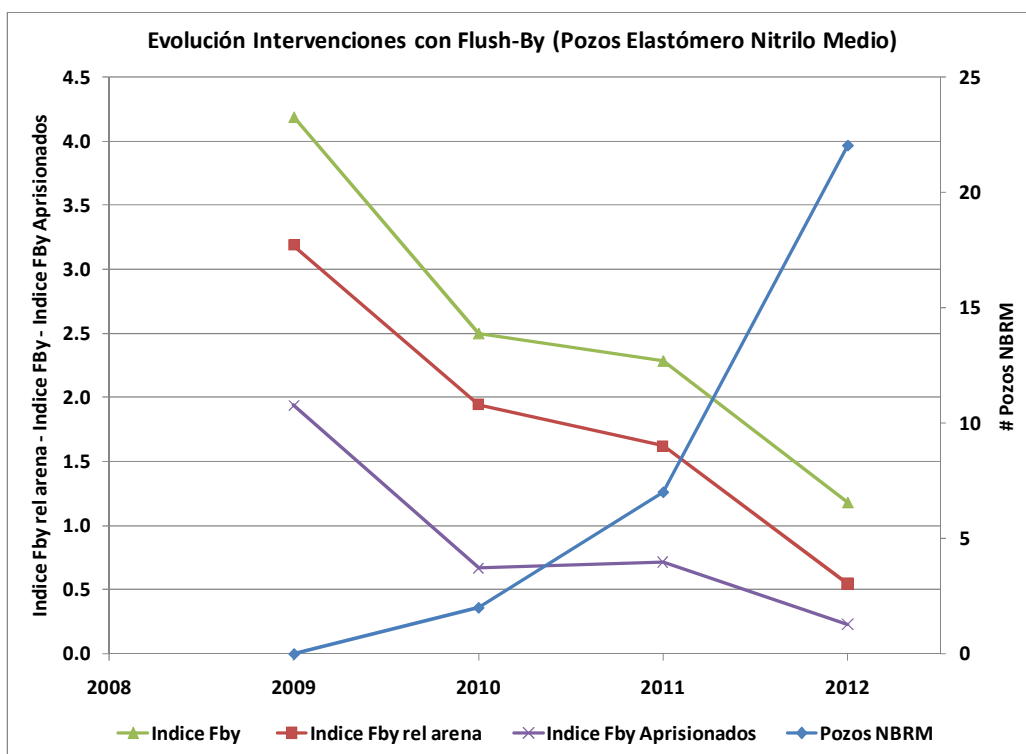


Figura 10: Evolución de Intervenciones con Flush By (pozos con bomba elastómero nitrilo medio)

Finalmente, es notable cómo en el mismo pozo, con el sólo hecho de colocar un elastómero más blando se disminuyeron las intervenciones con Flush By. Esto último, puede visualizarse en la figura 11.

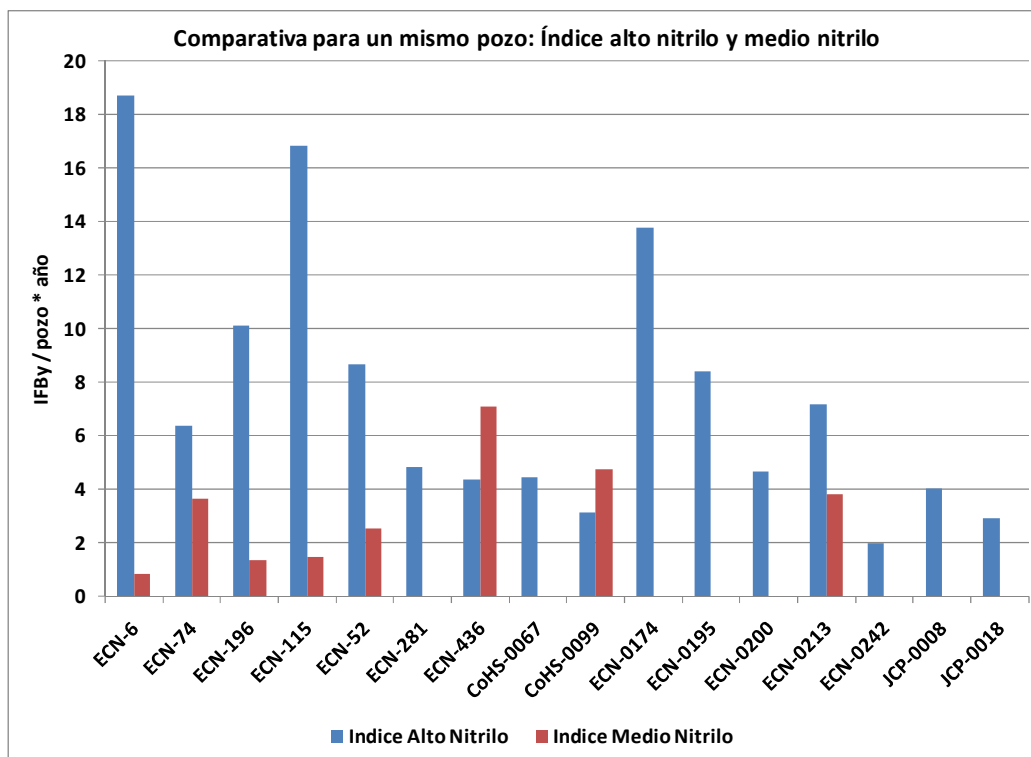


Figura 11: comparativa antes y después de colocación de bomba elastómero nitrilo medio

- Evolución de eficiencia

A continuación en la figura 12, se observa cómo resultó la eficiencia de bomba con el cambio del tipo de elastómero, de alto a medio nitrilo. En dicha eficiencia, intrínsecamente, están incluidas la presión dinámica de fondo y la frecuencia de rotación del rotor.

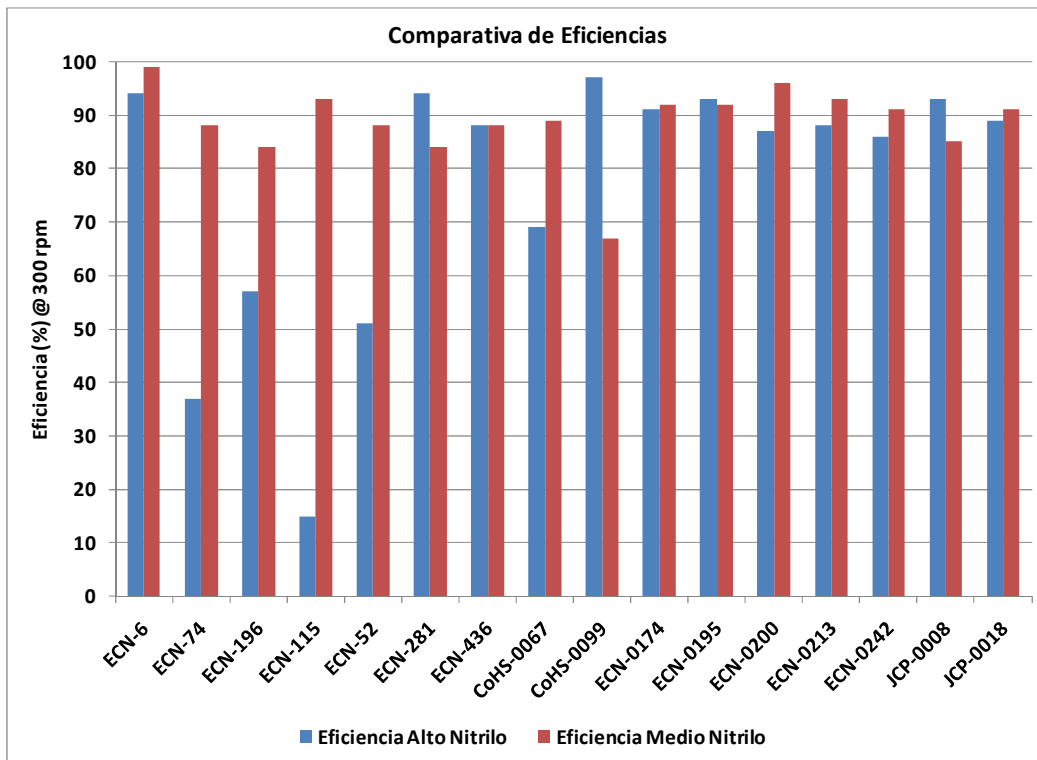


Figura 12: comparativa de eficiencias antes y después de colocación de bomba elastómero nitrilo medio

Se puede observar, que mayoritariamente, la eficiencia de las bombas con elastómero de medio nitrilo, es mayor a la de alto nitrilo.

Conclusiones

- Disminución de intervenciones: Al realizar los sucesivos análisis del comportamiento de estas bombas conforme el avance del proyecto, se verificó que existe una disminución de aproximadamente, cinco veces en el número de intervenciones con Flush By por pozo. Como consecuencia de esto, se aumenta la producción por la disminución de intervenciones y, naturalmente, se reducen costos por menos número de intervenciones de Flush By.
- Aumento de eficiencia: en base a la mayor resiliencia de los elastómeros con contenido medio de nitrilo por sobre los de alto nitrilo, potenciado con sus mejores propiedades mecánicas, era esperable este resultado en nuestra aplicación. Por la mayor resiliencia, se forman líneas de sello más resistentes, ayudado con la mejor capacidad de deformación ante los impactos de las partículas abrasivas del fluido de producción. Además, al mejorar la eficiencia se reducen las revoluciones de giro del rotor, resultando un menor rozamiento entre las cuplas de las varillas y el interior de la tubería.

En este punto, cabe aclarar que lo que puede ser una buena aplicación PCP para un yacimiento, puede no serlo para otro. Y además, también es bueno mencionar, que con los elastómeros, se manifiesta el efecto de “sábana corta”, lo que se gana en propiedades mecánicas, generalmente, se pierde en propiedades químicas; por lo que en la mayoría de los casos, se logran soluciones “adecuadas a la situación”.

- Tiempo de duración: el objetivo de la aplicación de nitrilo medio, es aumentar el tiempo de duración de las bombas. Aún no se está en condiciones de aseverar que el mismo se ha cumplido de manera satisfactoria, ya que todavía no se tiene un historial de fallas de estas bombas. Las mismas se encuentran funcionando en los pozos que fueron instaladas, siendo monitoreadas permanentemente, verificando la evolución de su eficiencia y así, poder concluir efectivamente que se haya alcanzado el objetivo de esta aplicación.

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 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.

Datos de Compañías proveedoras de bombas de cavidades progresivas.

Información propia.