

OPTIMIZACIÓN DE TIEMPOS EN MANIOBRAS DE PULLING DE POZOS CON PRODUCCIÓN DE ARENA

Autores:

Ing Federico Furlan; Pluspetrol S.A.; ffurlan@pluspetrol.net
Ing Mariano Montiveros; Pluspetrol S.A.; mmontiveros@pluspetrol.net
Ing Lucas Echavarría; Pluspetrol S.A.; lechavarría@pluspetrol.net
Ing Fernando Coeli; Pluspetrol S.A.; fcoeli@pluspetrol.net

Sinopsis

El presente trabajo expone el análisis, la implementación y los resultados obtenidos al optimizar los tiempos y técnicas de algunas de las maniobras habituales realizadas durante los pulling de pozos productores del Área Río Colorado, Distrito Sur de Pluspetrol SA.

El Área Río Colorado está formada por los yacimientos El Corcobo Norte, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanul Sur, El Renegado Gobernador Ayala Este y Puesto Pintos, productores de la Formación Centenario, Cuenca Neuquina.

Se trata de Reservorios de Arenas no consolidadas, con crudos de 18° API de densidad y explotados con el concepto CHOPS (petróleo pesado con producción de arena), manteniendo de manera deliberada la producción de arena a lo largo del tiempo, utilizando el Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) como Sistema de Extracción mayoritario.

Actualmente hay 470 pozos productores y 260 pozos inyectores, con una producción neta de 4500 m3/d y 73% de corte de agua. El índice de Pulling promedio del Campo es de 0.8 intervenciones / pozo x año, disponiendo entre 5 y 6 equipos de torre para pulling, reparación y terminación.

Teniendo en cuenta que los costos de pulling alcanzan el 30% de los OPEX totales del Área y el Down Time asociado a los tiempos de intervenciones ronda el 2% de la producción neta, resultó mandatorio el análisis exhaustivo de las maniobras habituales realizadas durante los pulling y su consecuente optimización.

Los resultados obtenidos permitieron reducir en un 20% los tiempos de cada pulling (de 2.7 a 2.1 días promedio por pozo) y liberar equipos de torre para atender mayor cantidad de reparaciones, optimizaciones, adecuaciones y terminaciones, sin necesidad de incorporar equipos adicionales.

Introducción de Yacimiento

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 Fm. Centenario, con un 60% de las reservas en el Mb. Inferior y el resto en el Mb. 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 crudo tiene una gravedad API de 18° y viscosidad in situ entre 160 y 270 cP, si bien han sido hallados crudos 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 11 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.

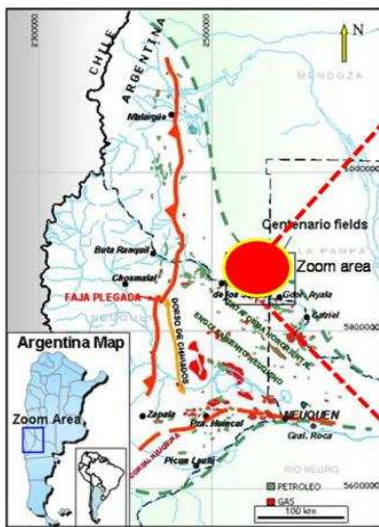


Figura 1

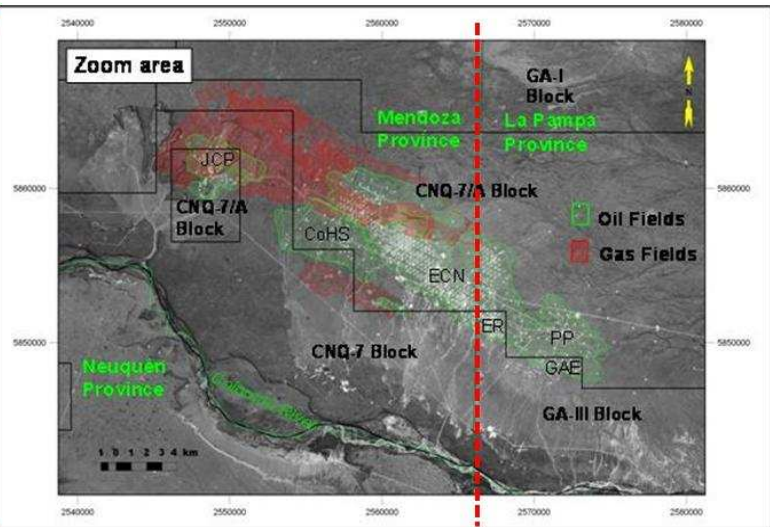


Figura 1.a

Desarrollo

Teniendo en cuenta que el impacto del Pulling y Flush By para el mantenimiento de pozos productores en servicio es del 30% del OPEX del yacimiento, resulta fundamental un análisis y optimización de todos los aspectos que afectan al mismo, ya que su afectación a la economía del yacimiento es de suma trascendencia.

Una de las premisas sobre las que se trabajó, y que se describe a continuación, es la optimización de los tiempos de maniobras en operaciones de Pulling, lo que a través del tiempo logró una disminución de los mismos en un 20%. Esta mejora no sólo impactó en el costo mismo del Pulling, sino que colaboró en la reducción de las pérdidas de producción por “Pozo intervenido con equipo de torre” maximizando el recurso de disponibilidad de equipos.

Intervención modelo de pulling

Los reservorios principales del yacimiento que se producen presentan características petrofísicas muy similares, por lo que es de esperar características similares en los sistemas de extracción. Así, el yacimiento es desarrollado en más de un 90% de los pozos, utilizando como sistema de levantamiento artificial, la bomba de cavidad progresiva (PCP).

Este tipo de sistema de levantamiento tiene dos grandes motivos de falla. En los inicios del desarrollo del yacimiento o en zonas de borde donde se encuentran arenas menos consolidadas aún, se observan altos aportes de sólidos, por lo que el motivo de falla se concentra en aprisionamientos; mientras que, a medida que avanza el desarrollo y madura la zona, la concentración de arena disminuye y el corte de agua toma preponderancia; en esta situación la falla migra hacia la “falta de hermeticidad” de la instalación (falla en bomba o falla en tubing). Ambas situaciones son atacadas con dos enfoques distintos, pero que comparten características en común.

En los Aprisionamientos el objetivo es estimular al pozo a la producción de esa arena que impide el correcto funcionamiento de las PCP. Para ello, en las intervenciones de pulling lo que se busca es ensayar el pozo mediante una técnica similar al bombeo mecánico, que se denomina Sistema PTS y es accionada con el equipo de torre y a través de sarta de tubing's de maniobra (1).

Todo lo contrario ocurre en fallas por bomba o cañería, donde el reservorio no es el causante principal del Pulling, sino que es la misma instalación la que falla, ya sea porque la bomba alcanzó su tiempo de vida útil o por mecanismos de rozamiento/corrosión que afectan la integridad del tubing. En este caso el objetivo de la intervención será simplemente sacar la instalación y reemplazarla por otra (nueva, o utilizada e inspeccionada mediante Inspección No Destructiva).

En términos generales, un programa de intervención consta de 4 a 5 etapas, a saber:

1. **Montaje y Barrido de línea:** preparación del equipo y barrido de línea de conducción hasta satélite o Single Well Battery (SWB, del castellano “Tanque en Locación”).
2. **Retiro de la instalación de fondo:** sacada al peine del equipo en tiros dobles o en simple desarmando, dependiendo de la maniobra que se realizará a continuación. En los casos de aprisionamientos, es común que esta etapa se realice mediante desenrosque pues la sarta de varillas (v/b) se encuentra atascada en algún punto, lo que impide su desinserción.
3. **Ensayo de pozo:** esta etapa es condicional al diagnóstico del problema y aplica a pozos aprisionados principalmente. Aquí es donde se baja el sistema PTS para estimular el pozo y producir la arena. El objetivo de esta etapa es estabilizar los caudales de producción, pero haciendo hincapié en el corte de arena (3% por 3 horas consecutivas).
4. **Limpieza de fondo de pozo:** se baja a limpiar el relleno de arena acumulado en el pozo con un sistema de “sand pump”, asegurando una cámara de 30 mts desde la base de los punzados hasta el fondo del pozo. En esta carrera se aprovecha para probar toda la cañería de producción del pozo con el objetivo de detectar los tubing's perforados (en caso que los hubiere), lo cual es utilizado posteriormente para determinar el mecanismo principal de falla.
5. **Bajada de instalación de producción:** finalmente se arma el nuevo diseño de producción y se baja al pozo en 2 etapas, primero tubing/estator bomba/ancla/accesorios y luego sarta de varillas de bombeo y rotor.

En resumen, las intervenciones serán de dos tipos:

- Intervención corta o sin ensayo: aplicada en pozos con fallas por bomba o cañería, donde serán desarrolladas las etapas 1, 2, 4 y 5; lo que se traduce en 4 carreras de cañería más 2 de varillas. La duración promedio de este tipo de intervención es de unos 2.7 días.
- Intervención larga o con ensayo: aplicada en pozos con síntomas de aprisionamiento, donde se aplicarán todas las etapas descritas anteriormente; lo que se traduce en 6 carreras de cañería más 2 de varillas. La duración promedio de este tipo de intervención es de unos 4.5 días, pero con gran variabilidad debido a la incertidumbre de la duración del ensayo hasta lograr el corte de arena definido previamente.

Vale la aclaración, de que “una carrera” sólo incluye la bajada o la sacada de la tubería hacia o desde el pozo respectivamente; entonces, para una bajada y una sacada de cañería, serán dos las carreras realizadas.

Evolución del Índice de Pulling y Distribución del Diagnóstico de fallas

En la Figura 2 se puede observar la evolución del Índice de Pulling.

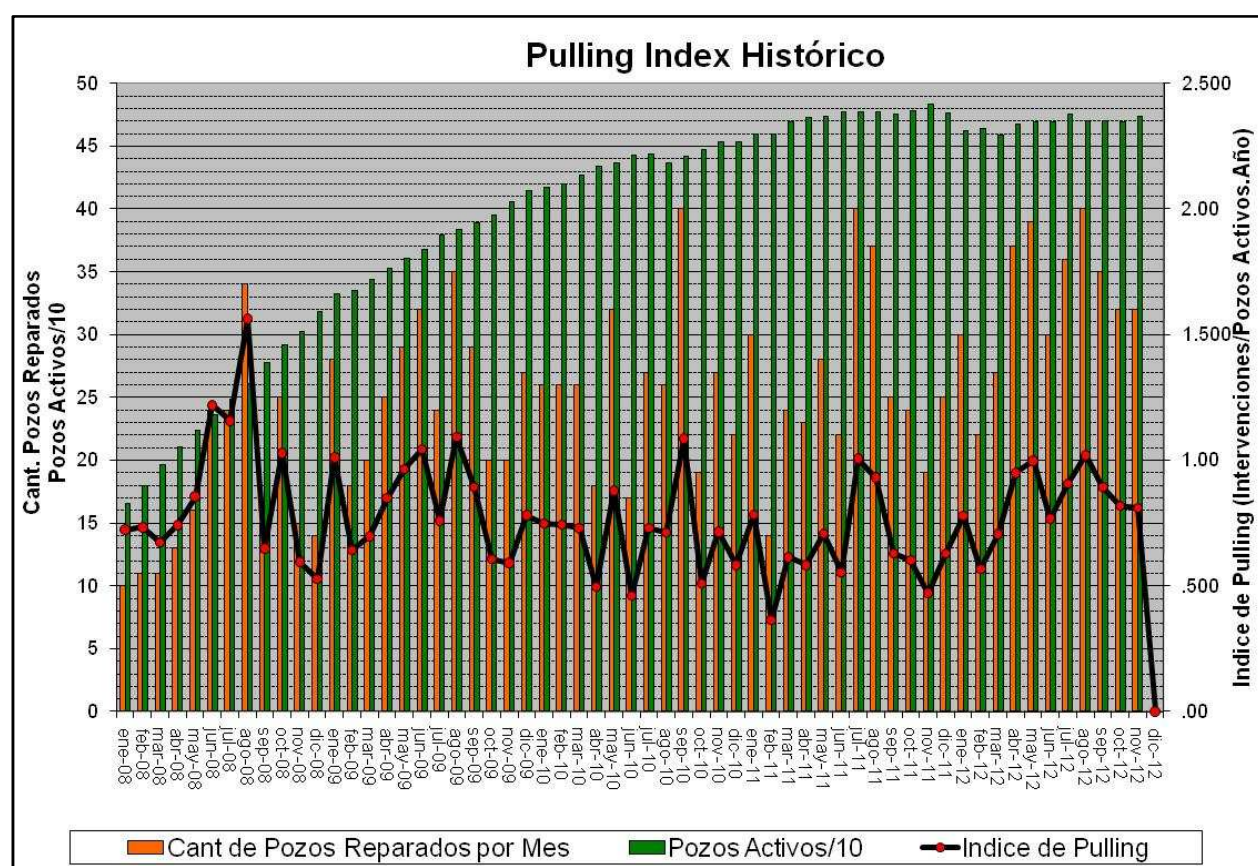


Figura 2: Evolución de Índice de Pulling

De la interpretación del mismo se pueden definir 3 períodos:

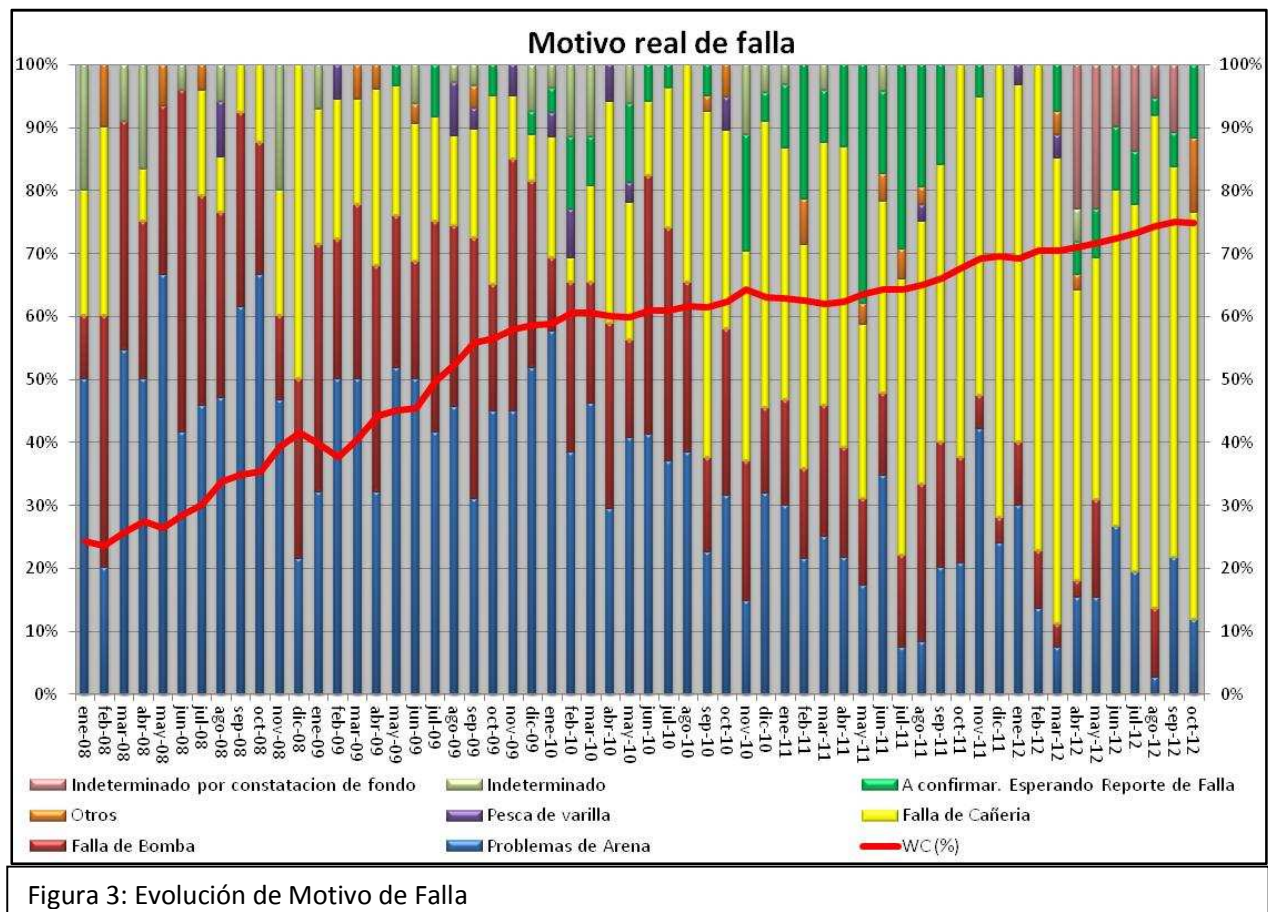
- Enero-2008 a Diciembre-2009: búsqueda y definición de características de bombas que mejor se adapten a las propiedades de fluidos y sólidos que aporta el reservorio. IP promedio 0.85 (intervenciones por pozo por año)
- Enero-2010 a Diciembre-2011: disminución de fallas prematuras de bombas e instalaciones de fondo de pozo. Se observan mejoras en performance de bombas y disminución de fallas por aprisionamientos. IP promedio 0.7 (intervenciones por pozo por año)

- Enero-2012 al presente: aumento de fallas prematuras en pozos por pérdida de hermeticidad debido a mecanismos combinados de corrosión y rozamiento (selección de materiales, aumento de WC, presencia de CO₂ y en algunos casos H₂S). IP promedio 0.85 (intervenciones por pozo por año)

A su vez se cuenta con un equipo de Flush-by que trabaja 12 hs diarias con el objetivo de realizar trabajos preventivos, correctivos, o de definición del estado de pozo como medida previa antes de montar un equipo de torre. Los trabajos principales desarrollados son:

- Lavados por directa para limpiar la succión.
- Lavados por entre columna para destapar los punzados.
- Pruebas de hermeticidad con rotor insertado para probar la integridad de la cañería de producción.
- Pescas de sartas de varillas de bombeos.
- Verificación y re-espaciamento (si correspondiese) de rotor.

A continuación, en la Figura 3, se detalla la evolución de los motivos de falla analizados luego de las intervenciones y además, relacionado al incremento del corte de agua (WC).



- En un primer momento se concentraban las fallas prácticamente en 2 motivos: fallas en bombas y fallas por problemas de arena. Para solucionar dichos motivos se trabajó principalmente en el diseño de las bombas (elastómeros, ángulos de barrido, interferencia rotor-estator) con el objetivo de utilizar los modelos que mejor se adapten a las condiciones de trabajo. Respecto al aporte de arena del reservorio, el mismo fue disminuyendo a medida que avanzó el desarrollo del campo.

- A partir de la segunda mitad de 2010 lo que se observa es un crecimiento generalizado de la falla en cañería. Esto responde a un aumento generalizado del WC, en consecuencia aparecen mecanismos corrosivos, que junto al rozamiento previamente detectado, producen fallas en la tubería de producción.
- El resto de las fallas no representan, en comparación con las antes expuestas, un alto impacto.

Optimizaciones planteadas en las operaciones de Pulling

En función del análisis de la información detallada anteriormente, se plantearon e implementaron modificaciones en las operaciones de Pulling, con el propósito de optimizar todos los recursos disponibles, reducir las pérdidas de producción por pozo intervenido y asegurar el diagnóstico y puesta en marcha del pozo, sin que esto afecte la calidad del trabajo realizado. Si bien para la mayoría de los yacimientos de nuestro país, muchas de las propuestas aquí mencionadas como implementaciones o mejoras son de aplicación corriente, no lo eran para las áreas que estamos desarrollando, dada la naturaleza de las mismas.

a) Incorporación de Shear-Out

En todos los diseños de instalación de fondo se incorporó como último elemento de la sarta de cañería de producción, un elemento denominado shear-out. El mismo consiste en un elemento tubular que en su interior se aloja un mecanismo que permite el pasaje de fluido en un sentido pero no en el contrario. A su vez este último mecanismo se encuentra unido solidariamente al elemento tubular mediante una serie de pines que están calibrados.

De esta manera en la carrera de bajada de instalación de fondo, este mecanismo permite el pasaje de fluidos ecualizando la cañería de producción con la cañería de entubación. Por la característica constructiva, al incrementar presión por la directa el mecanismo bloquea la succión y se aísla la cañería de producción de la de entubación lo que permite realizar una prueba de hermeticidad franca. Finalmente una vez que se tiene el diseño de fondo anclado y fijado en la profundidad correcta, se aumenta la presión por directa hasta superar aquella para la cual los pines del shear-out fueron diseñados. Como consecuencia el mecanismo de sello es expulsado del elemento tubular y la cañería de producción queda con pasaje pleno.

Antes de utilizar el shear-out en el diseño de fondo, la prueba de hermeticidad se realizaba con rotor insertado y bombeando por directa hasta llegar a una presión de entre 500 y 800 psi. Mediante este procedimiento se podían obtener resultados muy contundentes: mantenimiento de presión (instalación hermética), pérdida instantánea de presión (falla en la instalación); o resultados no muy concluyentes lo cual podía generar interpretaciones erróneas de la situación.

Se definió que era necesaria la prueba de hermeticidad de forma directa, eliminando todo tipo de incertidumbre en la lectura y es por esto que se introduce la herramienta shear-out. Esta mejora incorporó un mayor grado de seguridad y eliminación de toma de decisiones erróneas que hacían que el quipo debiera montarse nuevamente debido a una falla de hermeticidad.

b) Cambio en el criterio de corte de arena durante ensayos de pozos.

Con el objetivo de eliminar fallas prematuras de bombas por aprisionamiento, el criterio de corte de los ensayos de pozos era estabilizarlos en un 1% de arena durante 3 horas consecutivas. El mismo se mantuvo así hasta Enero-2011 donde dicho criterio cambió al 2%, y finalmente en Diciembre-2011 se cambió nuevamente aumentando el mismo hasta el 3%. Este cambio fue posible implementarlo sin que se produzcan arenamientos prematuros de pozos debido a la optimización lograda en el diseño de bombas PCP, y a su vez, a un aporte más estable de arena desde el mismo reservorio.

La implementación de este cambio repercutió en una reducción del tiempo promedio de “intervención con ensayo o larga”, a 3.8 días lo que significa una reducción del 33% de la duración total, implicando ahorros tanto en servicios de equipos de torre como en todos los servicios auxiliares.

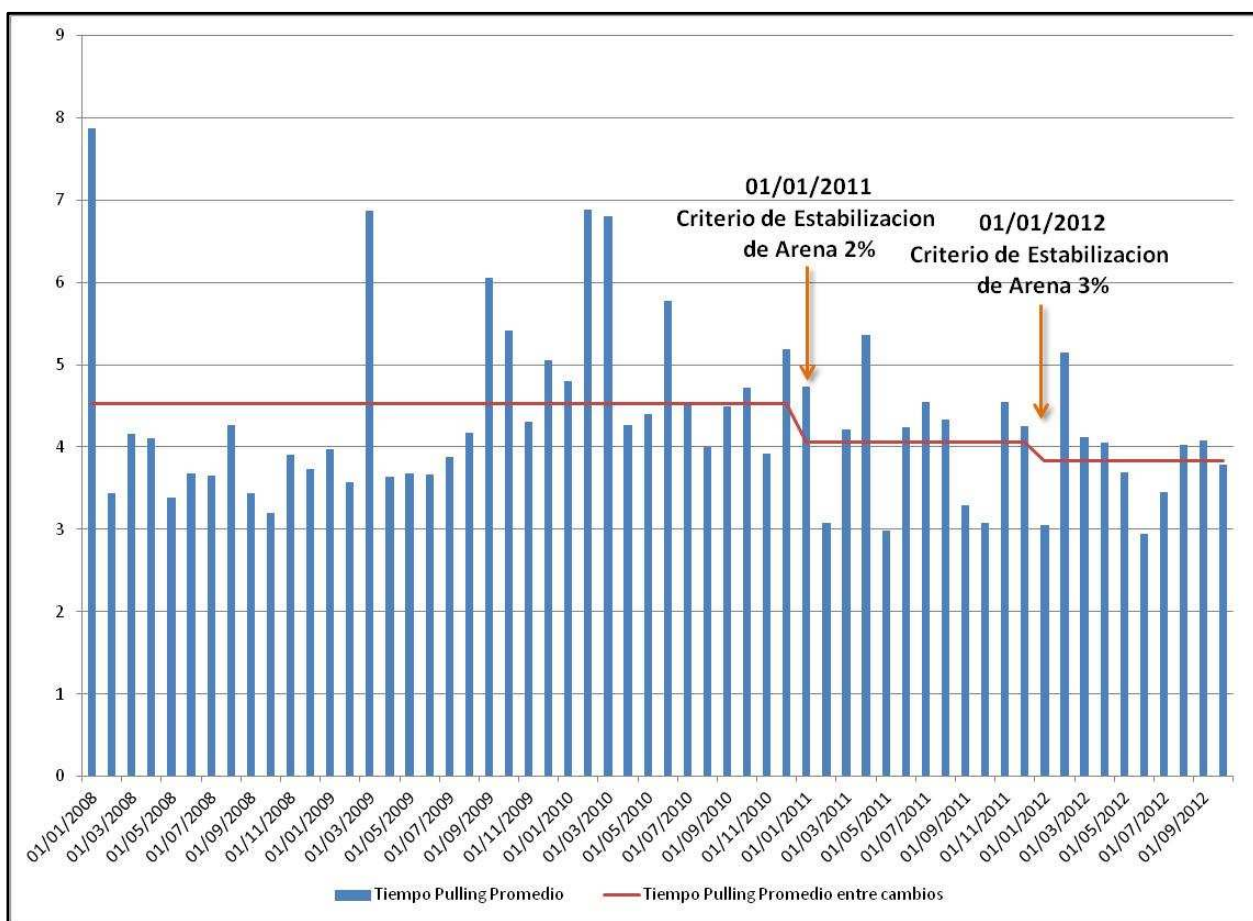


Figura 4: Evolución de Tiempos de Intervención en Pulling Largos o con ensayo.

c) Constatación de fondo de pozo con instalación de producción.

En todas las operaciones de pulling luego de retirar la instalación de fondo (etapa 2), se bajaba el diseño de Sand Pump para limpieza de fondo, aprovechando dicha carrera para probar la integridad de la cañería original del pozo.

Dicha operación (bajada de Sand Pump, limpieza de fondo y sacada a la torre) insuere aproximadamente unas 6 horas de equipo. Este procedimiento incorpora el riesgo de bajar a limpiar pozos que no tengan rellenos considerables en el fondo, punto que sirvió de base para la propuesta de optimización de tiempos.

Tal es así, que a partir de Abril-2012, se redefinió el alcance de la etapa 2 (Retiro de Instalación de fondo). La maniobra consiste en constatar el fondo de pozo con la misma instalación de producción, antes de comenzar a retirar la misma a superficie.

Comparando esta lectura con la del fondo original se determina la necesidad o no de correr la carrera de Sand Pump (etapa 4) y así obtener un ahorro de los tiempos asociados a esta maniobra.

De esta forma y a la fecha se redujo el promedio de “intervención sin ensayo o corta” a 2.1 días lo que implicó una reducción del 20% en los tiempos de intervención.

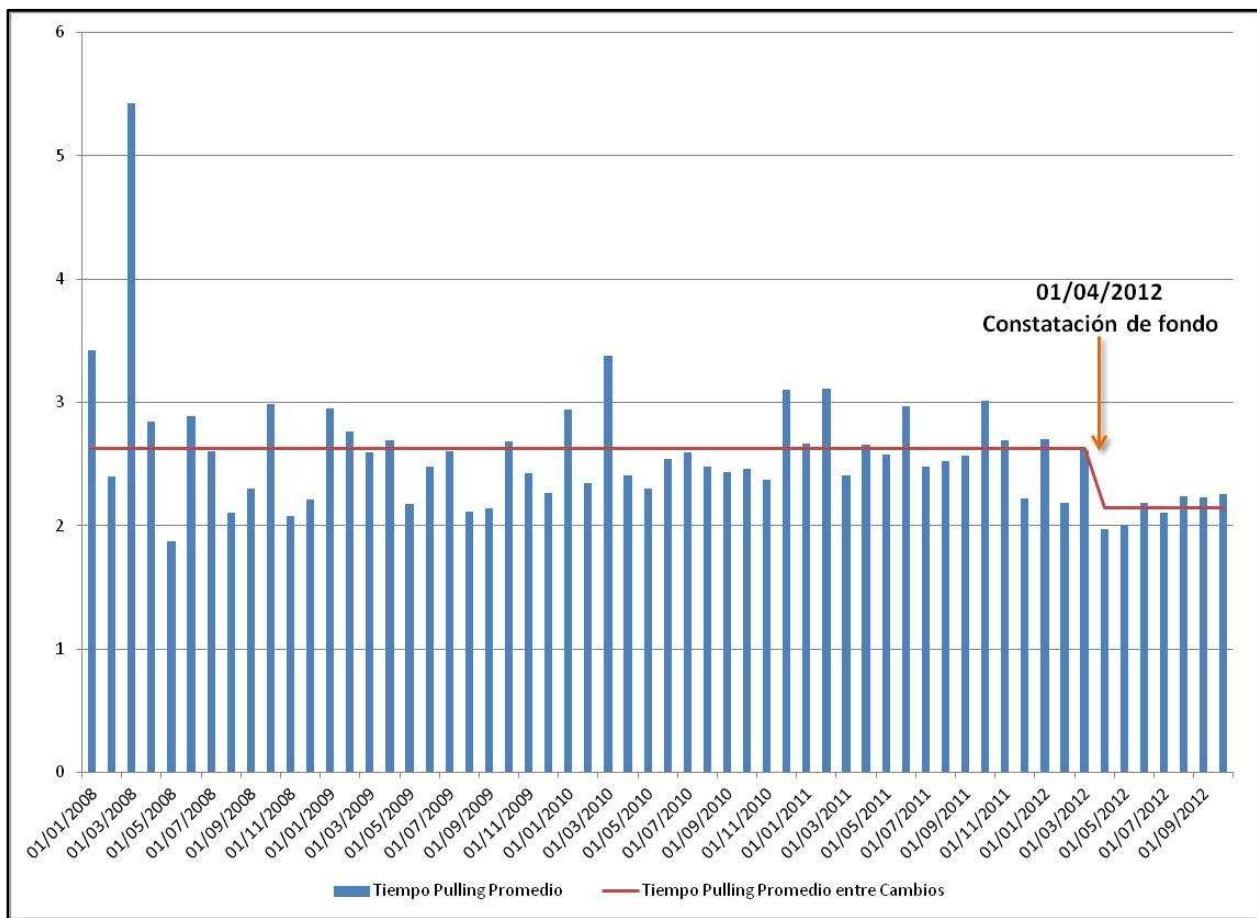


Figura 5: Evolución de Tiempos de Intervención en Pulling Cortos.

d) Optimización en logística de camino de equipo.

En forma más cualitativa se especializó la distribución de trabajos con equipo de torre. A la fecha, de los 5 equipos en campo:

- 1 (uno) tiene dedicación exclusiva a trabajos de Terminación
- 1 (uno) tiene dedicación a trabajos de Workover, Re-Completion, Conversiones.
- 3 (tres) tienen dedicación exclusiva a Pulling, optimizando las zonas de trabajo para minimizar los tiempos y distancias en DTM, logrando así una mayor disponibilidad operativa.

Conclusiones.

A través del tiempo y experiencias obtenidas con el desarrollo del campo, así como con los comportamientos tanto del Reservorio como de las Instalaciones de Producción, y mediante el análisis de maniobras llevadas a cabo en Operaciones de Pulling, se lograron implementar propuestas de mejoras que lograron un impacto importante en los tiempos de trabajo.

- 33% en tiempos de “Intervenciones largas o con ensayo”
- 20% en tiempos de “Intervenciones cortas o sin ensayo”

Todos los beneficios asociados a estas mejoras se resumen en:

- Mantener controlado el costo de Operación de Pulling (30% del OPEX)

- Optimizar el uso del recurso “equipo de torre”, aumentando la disponibilidad operativa para realizar mayor cantidad de intervenciones por mes.
- Disminuir la afectación de servicios auxiliares a operaciones de Pulling
- Reducir las pérdidas de producción por “pozo intervenido con equipo de torre”

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

[1] 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.