

“Gestión de Ingeniería de Producción en Yacimiento El Corcobo”

Ing. Miguel Andrés Curtti; PLUSPETROL S.A. mcurtti@pluspetrol.net
Ing. Sergio Gabriel Nobello; PLUSPETROL S.A. snobello@pluspetrol.net
Ing. Juan Ignacio Lapuente; PLUSPETROL S.A. jlapuente@pluspetrol.net
Ing Mariano Montiveros; PLUSPETROL S.A. mmontiveros@pluspetrol.net

Sinopsis

El rol que cumple el Ingeniero de Producción en un yacimiento de petróleo y gas, muchas veces depende de diversos factores, como ser: la visión de la Compañía que lo emplea, las necesidades y complejidad del campo en explotación, ubicación geográfica, disponibilidad / necesidad de recursos, contexto económico-social, entre otros.

Si bien el pilar fundamental es el seguimiento de la producción, en muchos casos el campo de acción puede llegar a extenderse más allá, llegando a cumplir la función de conector (o nodo centralizador) entre diversos sectores (o clientes) de una misma compañía.

El presente trabajo pretende, por un lado dar a conocer la gestión del sector de Ingeniería de Producción durante el desarrollo y explotación del Yacimiento El Corcobo, en el cual sus funciones abarcan (paralelamente al seguimiento de la producción), la terminación de pozos mediante CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand), la coordinación / asignación de tareas a equipos de torre, equipo de torre ligero (Flush By) y equipo Slick Line, el diseño de instalaciones de producción para pozos productores de petróleo (principalmente PCP) y para gas, así como para inyección (simples y selectivas), el análisis para la selección de tecnologías y gestión de materiales, revisiones semanales de pozos (las cuales funcionan como principal disparador de oportunidades, así como, medio para la detección de desvíos), entre otras no menos destacables. Y por otro lado mostrar su performance y la forma en la que fue adaptándose dicha gestión, como consecuencia de los cambios e incorporación de nuevas problemáticas / necesidades asociadas al desarrollo y explotación de dicho Yacimiento.

A través de un análisis centralizado, se mostrará en detalle el impacto que tuvieron y tienen cada una de las acciones tomadas desde Ingeniería de Producción, para contribuir principalmente a la operación de uno de los activos más importantes de esta compañía.

Introducción

Los yacimientos El Corcobo Norte y sus aledaños (Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanul Sur, Puesto Pinto, El Renegado y Gobernador Ayala Este) engloban las denominadas “Áreas Río Colorado” o “ARCo”, que comprenden las concesiones Jagüel Casa de Piedra, CNQ7A, CNQ7 y Gobernador Ayala III.

La operación en estas áreas comenzó en el año 2004. Pluspetrol tomó la operación en el año 2009.

La exploración comenzó en 1964, siendo el año 1984 en donde se evidenció la presencia de petróleos pesados en condiciones de subpresión y en reservorios no consolidados proclives a producir arena.

El hallazgo de petróleo se circunscribió a un pequeño cierre estructural que fue la base de una intensa campaña de exploración iniciada en 2004 por otra compañía operadora y con un resultado altamente exitoso.

Los reservorios principales 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 a una profundidad promedio de 600 m. La porosidad promedio es del 30% y la permeabilidad varía entre 0.5 y 4 Darcy, siendo el promedio 1 Darcy. El espesor útil promedio es de 8 metros, siendo el mayor

espesor de 18 metros (en diferentes intervalos). El mayor volumen de petróleo tiene una gravedad API de 18° y viscosidad in situ entre 160 y 270 centipoises, si bien han sido hallados petróleos pesados de varios rangos y algunos más livianos. La temperatura promedio al nivel del reservorio es de 38°C aproximadamente.

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 tres años.

En base a esto se implementaron dos técnicas simultáneas en todos los campos: la producción de petróleo en frío con arena ("Cold Heavy Oil Production with Sand", CHOPS) y el mantenimiento de presión mediante inyección de agua (Waterflooding o Recuperación Secundaria).

A partir de dichas técnicas, se fueron desarrollando diferentes alternativas de producción que evolucionaron a medida que se adquiría un mayor conocimiento de las áreas. Los desafíos fueron varios y continúan en la actualidad.

Como primer desafío se planteó la terminación y ensayo de los pozos; ensayando hasta obtener un porcentaje de producción de arena de formación que, a priori, no significara un problema para el sistema de levantamiento artificial. A medida que se fue adquiriendo conocimiento de la evolución del reservorio frente al ensayo, es que se fue aumentando el porcentaje de arena producida al momento del corte del ensayo. Con esto, se optimizaron los tiempos de ensayo y por ende, los tiempos de terminación y de pulling.

Por otro lado, se debieron aplicar y desarrollar dentro del sistema de levantamiento por cavidades progresivas (ALS PCP), algunas variantes; tanto como de aplicaciones especiales como de selección de componentes. Además, la problemática dentro del sistema de levantamiento fue migrando desde aprisionamientos de rotor por producción de arena y pérdida de hermeticidad en tubería por corrosión y rozamiento hacia pesca de varillas por corrosión. En función de esto, se expone la problemática surgida en el año 2012, que motivó que en la actualidad, alrededor del 90% de los pozos productores esté equipado con tubería revestida, para mitigar problemas de corrosión y desgaste; y que por otro lado, se haya dado inicio a un piloto de aplicación de varillas de bombeo grado KD. Esta aplicación permitió que en un período de tres años, el índice de pulling disminuyera al 50% de su valor inicial.

Existieron casos especiales en donde se debieron aplicar otros sistemas, tales como bombeo mecánico, PTS Continua o Recoil con aplicaciones normalizadas o bien desarrolladas por el equipo de ingeniería de producción.

Actualmente, la operación cuenta con tres equipos de torre (un equipo para terminaciones y dos equipos para pulling) y un equipo de flush by para trabajos ligeros. Por otro lado, se cuenta con una cuadrilla de mediciones de nivel, contando además con equipamiento de sensor de presión en fondo en el 15% de los pozos productores. También, un porcentaje de los pozos productores se halla telesupervisado, por lo cual, los tiempos de restitución o bien de detección de paros o alarmas se reduce en gran manera.

El cierre de producción de todas las áreas a Marzo de 2016 fue de 4460 m³/d de petróleo, a un porcentaje de agua promedio de 86%. La cantidad de pozos productores activos es de 590. La inyección ascendió a 29200 m³/d distribuida en 330 pozos inyectoras; siendo la producción acumulada de petróleo de 14.5 MMm³.

Estos yacimientos se ubican geográficamente 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.

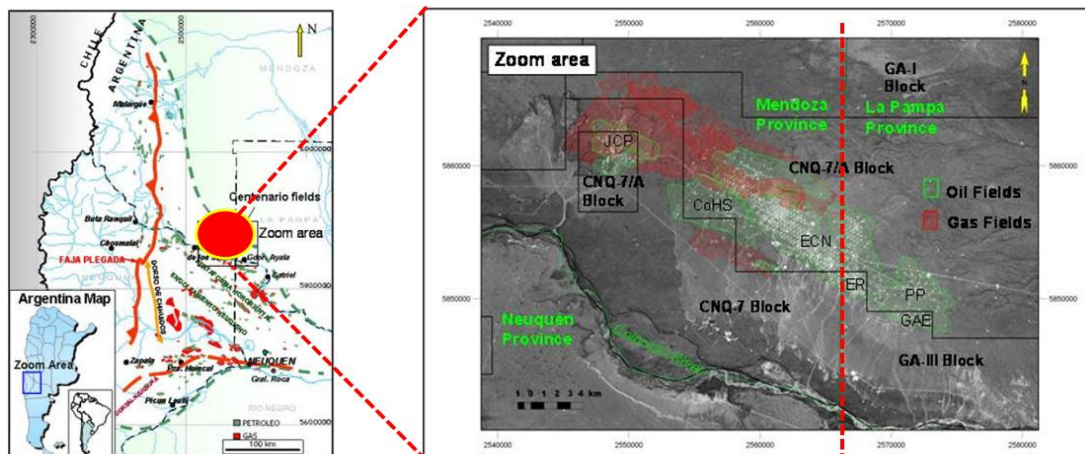


Figura 1 y 1a: Ubicación geográfica y detalle de los yacimientos

A continuación, se desarrollarán cada uno de los tópicos en donde se podrán verificar los avances, evolución y optimización en la explotación de este activo.

Desarrollo

Seguimiento y Optimización de tiempos de ensayo.

Un foco de alto impacto y sujeto a optimización continua entre las tareas de Ingeniería de Producción en ARCo, es el seguimiento de ensayos de terminación de pozos productores e inyectores.

Tal como se comentó, debido a la característica no consolidada de los principales reservorios de estas áreas, el método CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand), resultó ser el mecanismo de producción seleccionado.

El mismo es un método de recuperación primaria, e implica producir deliberadamente la arena no consolidada del reservorio junto a sus fluidos sin alterar temperatura. Conforme se produce la misma, se generan canales de alta permeabilidad (popularmente llamados “Worm Holes” o “Huecos de Gusano”) generando una estimulación constante del reservorio. Al principio esto se genera en la zona cercana al pozo y luego, con el avance de la producción, en zonas más retiradas del mismo.

En pozos productores, se consigue un incremento en el índice de productividad, mejorando el aporte de fluidos hacia el pozo. Mientras que para los pozos inyectores se busca el mismo efecto, pero en sentido inverso a fin de mejorar su inyectividad.

Las características del petróleo antes mencionadas, sumadas a la baja presión del reservorio y relativamente altos caudales iniciales de producción (50 m³/d de líquido en promedio), resultaron al comienzo en fuertes declinaciones de producción, por lo que a fines de 2005 se implementó el primer piloto de inyección de agua para mantenimiento de presión, en consecuencia el mecanismo de producción pasó a ser una combinación entre CHOPS y Waterflooding, técnica vigente hasta la actualidad.

En cuanto a los pozos productores, tomando como referencia las experiencias obtenidas en campos de Canadá y por sus ventajas para el manejo de fluidos de elevada viscosidad y densidad, además de su capacidad para el manejo de gas en solución y relativo bajo costo y consumo energético frente a otros ALS, el sistema PCP fue seleccionado y extendido en todo el campo.

Como se comentó, para poder establecer los Worm Holes, es necesario ensayar el pozo durante su

terminación y así lograr una producción sostenida de arena mediante el uso sistemas específicos. En principio se establecen un alto porcentaje de arena, el cual luego disminuye y se estabiliza en torno a un valor manejable con los sistemas PCP en uso.

Los datos proporcionados durante un ensayo de terminación, típicamente son:

Regimen [SPM ó SPH], Extracción [L/hr.], OIL %, WATER %, SAND %, Acc. [m3], Cl [g/l].

Y es necesario realizar un seguimiento exhaustivo de estos parámetros para estimar el comportamiento del pozo y lograr un compromiso entre productividad, contenido de sólidos manejable por la PCP a instalar y duración del ensayo.

Principalmente los parámetros de referencia para la determinación del corte del ensayo son: el porcentaje de arena (para compatibilidad con el sistema de extracción) y el volumen de arena acumulado por metro lineal de punzado (como indicador de productividad).

Según las características de las zonas de explotación (ya sean de desarrollo, de borde, de avanzada ó exploración), la evolución de corte de arena durante el ensayo de un pozo en ARCo, puede variar de un pozo a otro, sin embargo, en la mayoría de los casos tienen el siguiente comportamiento.

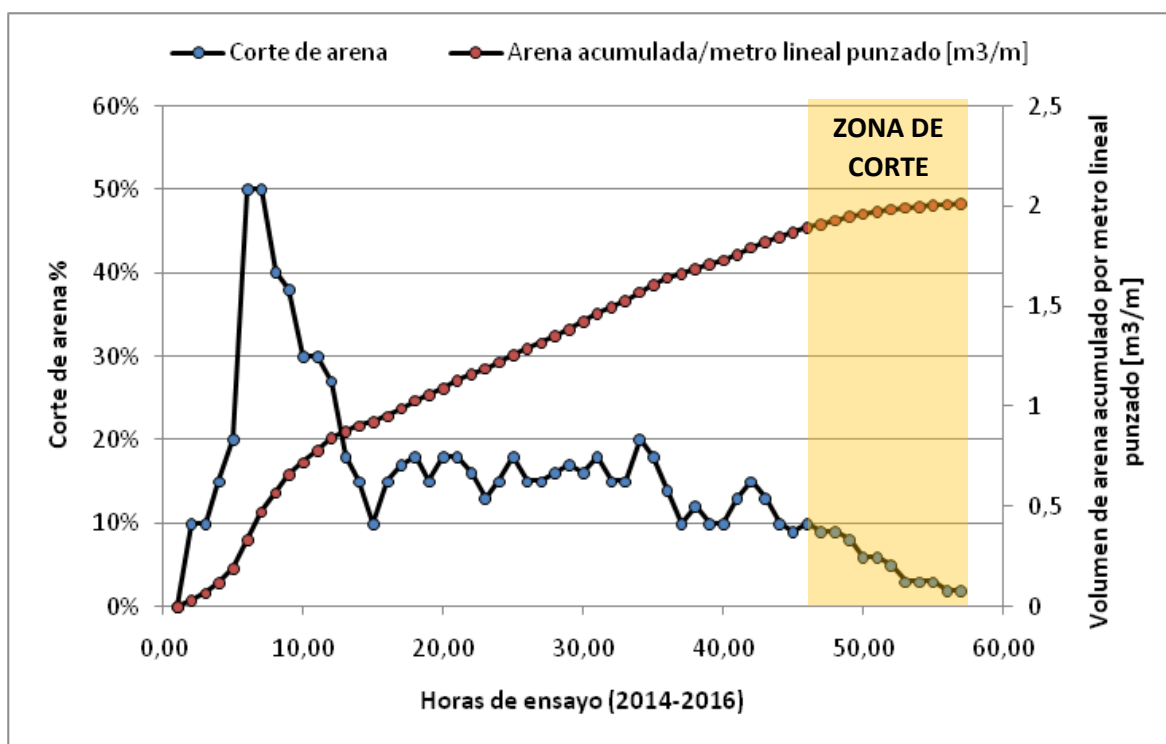


Figura 2: Evolución de corte de arena y volumen acumulado de arena por metro punzado.

La secuencia de ensayo para un pozo productor, cumple con el siguiente diagrama de flujo:

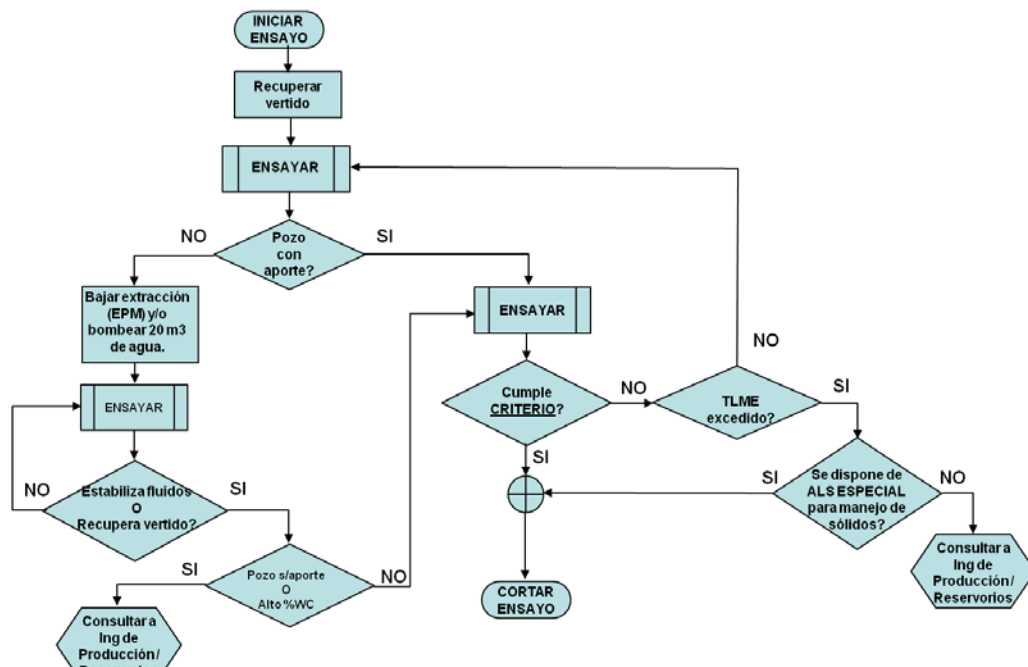


Figura.3: Flujo grama de ensayo de terminación por CHOPS para un pozo productor en ARCo.

Referencias:

Ensayar: Muestrear en cada hora de ensayo y reportar datos al equipo de Ingeniería de Producción, Ingeniería de Reservorios, Well Construction y Operaciones.

Criterio: Dependerá del sistema de ensayo, a saber.

- **PTS con Ancla / Pistoneo:** Estabilización de corte de arena entre 4 al 6 % durante 3 hs consecutivas. Volumen de arena acumulado por metro lineal punzado entre 1.6 y 2.1 m3.
- **PTS con cupla tapón (ensayo sobre el fondo del pozo):** Estabilización de corte de arena entre 6 al 10 % durante 3 hs consecutivas. Volumen de arena acumulado por metro lineal punzado entre 1.7 y 2.2 m3/.

Tiempo límite mínimo especificado (TLME): 36 hs (Productores) / 48 hs (Inyectores).

La diferencia respecto a un flujo grama para un pozo inyector, radica en que si no es posible estabilizar fluidos según criterio, se realiza una prueba de inyectividad, y condicional a su resultado, se evalúa extender el ensayo o no.

La esencia de esta secuencia se mantiene desde el inicio del desarrollo del campo, sin embargo la re-evaluación continua de los criterios de corte de ensayos y el advenimiento de nuevas tecnologías, permitieron flexibilizar aún más los mismos y disminuir la duración de los ensayos, ergo, los costos asociados. La gráfica mostrada a continuación, ilustra lo comentado.

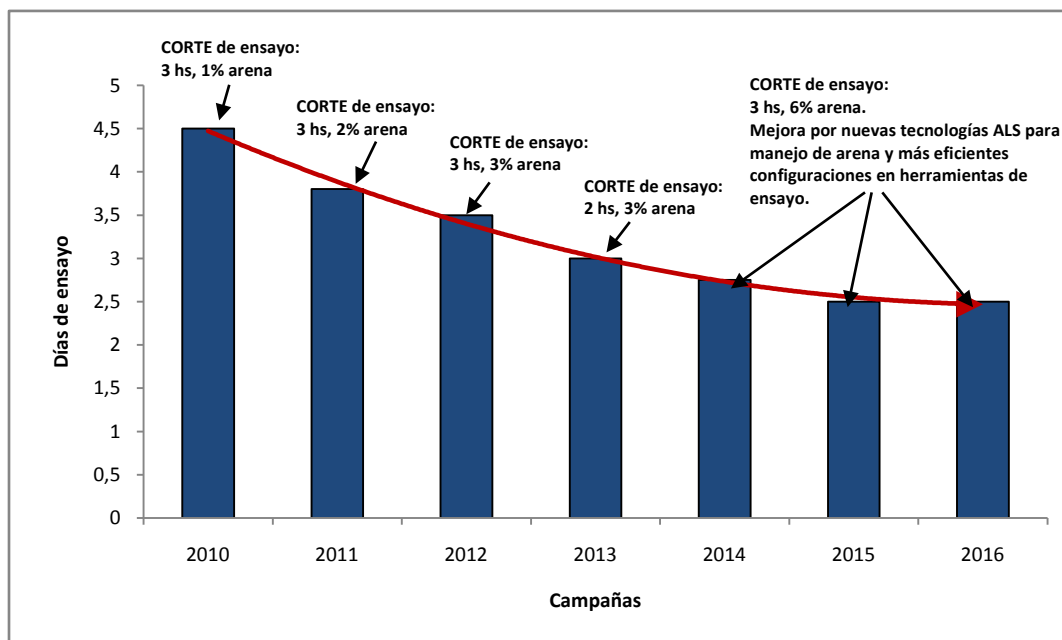


Figura.4: Evolución del tiempo promedio de ensayo en terminaciones por CHOPS.

Como puede verificarse, se han optimizado los tiempos de ensayo, reduciéndolos en promedio en 2 días.

Esto se logró, en principio a través de la experiencia y conocimientos adquiridos en el área, por otro lado mediante configuraciones de ensayo más efectivas (diversos arreglos con el sistema PTS) y como se mostrará más adelante, mediante la disponibilidad de tecnologías (principalmente PCP) con mejor performance para el manejo de arena.

Evolución de causas de falla en pozos con sistema PCP e IP.

Como se describió inicialmente, los reservorios principales son areniscas no consolidadas. La estrategia de trabajo aplicada desde el inicio de la explotación apuntó principalmente a lograr producir los pozos con altas tasas de finos provenientes de formación (Técnica CHOPS). A medida que se fue ganando conocimiento sobre el comportamiento del reservorio y del campo, se implementaron en la misma medida, mejoras en los diseños de las instalaciones de producción. Estos diseños así como las tecnologías implementadas, debieron adaptarse y/o modificarse como consecuencia de la evolución de los mecanismos de falla, conforme avanzó la explotación del campo.

En el gráfico mostrado a continuación, se muestra la historia de producción de ARCo junto a la evolución del índice de pulling (IP).

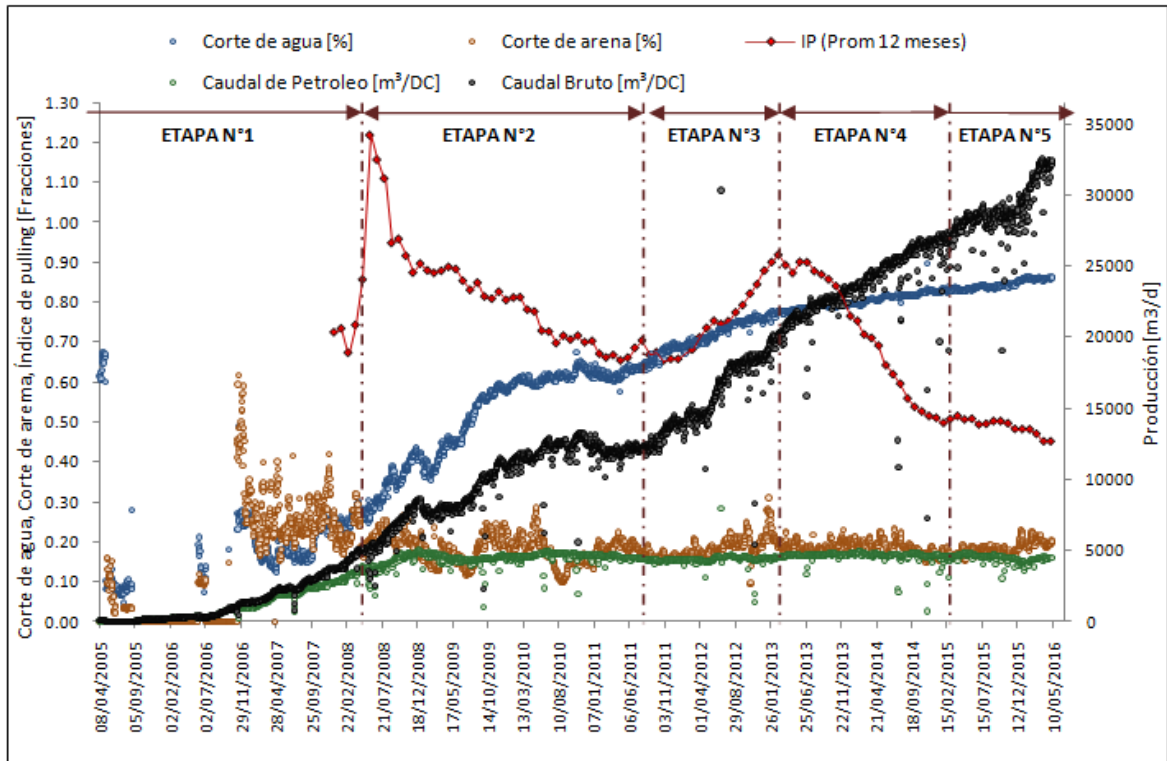


Figura 5: Historia de producción y evolución de índice de pulling.

A continuación se detallarán las mejoras realizadas en los diseños de instalaciones con sistema PCP, implementados durante cada etapa y el impacto que tuvieron en la evolución del índice de pulling (IP).

Etapas N°1

La misma corresponde a la exploración y delineación del campo, y tal como se comentó, la técnica CHOPS implica producir deliberadamente la arena del reservorio para junto a los demás fluidos, motivo por el cual el sistema PCP fue el seleccionado como principal ALS.

En primer instancia, los diseños fueron convencionales, para los cuales se determinó mediante ensayo de compatibilidad con los fluidos producidos, que los elastómeros con alto contenido de Nitrilo (NBRA), fueron los que presentan el mejor comportamiento y por otro lado, los únicos existentes en la Cuenca.

Por otro lado, respecto a las capacidades de levantamiento, considerando que las bombas operarían según condiciones operativas y de optimización, con una presión diferencial de [60 a 70 Kg/cm²], se seleccionan bombas con capacidades de levantamiento entre 120 y 200 [Kg/cm²], para compensar pérdidas de eficiencia con lift (o bien, incrementando etapas). Como regla general, se seleccionaban aquellas bombas que operando entre 150 y 300 RPM, presentaban eficiencias comprendidas entre el 95-100% a 0 presión diferencial y por encima de 25-30% al lift (levantamiento nominal).

El posicionamiento de las bombas respecto a los punzados, fue en primera instancia, por encima de los mismos, y se utilizó cañería de cola de diámetro 2 7/8" o 2 3/8" para minimizar el ingreso de gas libre a través de la bomba. Posteriormente, se implementaron diseños con posicionamiento por debajo de los punzados para mejorar el comportamiento para el manejo de arena, como se comentará más adelante.

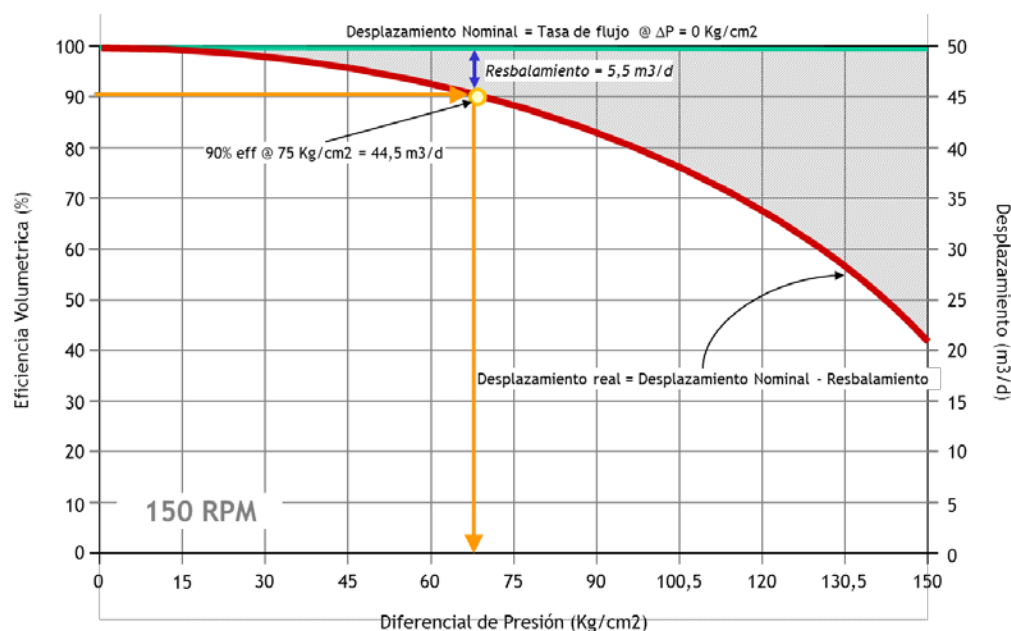


Figura.6: Ejemplo de curva de ensayo de rendimiento para una bomba 33-1500.

Por su parte, para el diseño de tubería y varillas se seleccionaron principalmente diámetros 2 7/8" y 3 1/2" EUE grado J-55 con varillas de diámetros 7/8" y 1" grado D, vinculadas a través de cuplas tipo T. En cuanto a los requerimientos de potencia, en primera instancia fue necesario disponer de 15 [KW] en superficie, sin embargo debido al cambio de condiciones operativas y al incremento de producción y/o modificación de características de los fluidos (debido a formación de emulsiones, incremento en corte de agua, alto contenido de sólidos, etc.), fue necesario estandarizar en 22 -30 [KW] y en algunos casos (muy puntuales) instalar 35 -42 [KW].

A modo de referencia, se detallan los diseños de instalación PCP convencionales, implementados durante la **Etapa N°1**.

Entubaciones y Sarta de Tubings	Casing	5 1/2" 14 lbs.ft; 7" 23 lbs.ft (Ambos grado J-55 y conexión EU)
	Tubing	2 7/8" 6,4 lbs.ft; 3 1/2" 9,3 lbs.ft (Ambos grado J-55 y conexión EU)
	Estatores PCP	Rango de caudales nominales entre 4 y 95 m³/d con elastómero NBRA.
	Niples de Paro	Lisos.
	Anclas de torque	Con agarre por mordazas.
	Cañería de cola	2 7/8" 6,4 lbs.ft; 3 1/2" 9,3 lbs.ft (Ambos grado J-55 y conexión EU)
Sarta de varillas	Vástagos de bombeo	Pulidos, de diámetro 1 1/2" y 1 1/4",
	Varillas _ Cuplas	7/8"; 1" Grado D _ 7/8"; 1" Tipo T (Full Size).
	Rotores	Con recubrimiento de Cromo Duro (Estándar).

Iniciada la explotación y desarrollo del campo con estos diseños, debido a los altos volúmenes de arena producidos, como consecuencia de la técnica CHOPS, las fallas por aprisionamiento de bomba y las fallas por erosión, fueron la principal causa de intervenciones con equipo de torre, tal como lo muestra el incremento drástico del índice de pulling en la **Etapa N°1**.

En consecuencia, fue necesario adecuar y/o mejorar los diseños de los sistemas de extracción, para el manejo de arena, los cuales dieron lugar a un nuevo hito en la evolución de dicho índice.

Etapas N°2

Desde entonces, se comenzaron a implementar modificaciones en los sistemas de extracción PCP convencionales, para mejorar su comportamiento para el manejo de arena.

Los principales problemas asociados al manejo de arena detectados para este campo, pueden clasificarse de la siguiente forma:

- **Decantamiento:** Este fenómeno produce un llenado prematuro de cámara del pozo, llegando en muchos casos a producir taponamientos (muchas veces permanentes), de la succión de la instalación.
- **Daño por erosión / desgaste:** Generación de desgaste mecánico en los elementos de la bomba, así como en el resto de los componentes de la instalación de producción. La afectación tiene el componente erosivo en el elastómero de la bomba y el componente de desgaste por el rozamiento cupla de varilla – tubería.
- **Aprisionamiento:** Esta causa de falla puede ser originada por dos fuentes distintas, por un lado por el reservorio y por otro lado bajo una condición de paro en la operación del sistema. La falla asociada al reservorio se origina cuando hay una ruptura en puentes de arena de la formación como consecuencia de un incremento brusco en los caudales de inyección y/o producción, ergo, debido al alto porcentaje de sólidos el rotor tiende a atascarse dentro del estator. Por otro lado, cuando se genera un paro en la operación (sea programado, o no), los sólidos en producción decantan y se acumulan sobre la descarga de la bomba, en consecuencia, muchas veces, el requerimiento de potencia para arrancar el sistema, excede la capacidad disponible en superficie, siendo necesaria la intervención con un equipo de Flush By o Pulling. Muchas mejoras se realizaron en base a consideraciones de diseño con los sistemas PCP comercialmente disponibles, mientras que otras, por el advenimiento de nuevas tecnologías.

Las primeras mejoras se orientaron en mitigar las fallas por decantamiento, mediante el uso de niple de paro ranurado, con el fin de incrementar la sección útil en la succión de la bomba y al mismo tiempo disminuir la velocidad del flujo anular en dicha zona, para lograr disminuir la velocidad de decantamiento de la arena e incrementar la probabilidad de ser captada y producida. Para maximizar este efecto, es necesario posicionar la succión de la bomba por debajo de los punzados (entre 5 y 10 [metros]), motivo por el cual, es necesario contar con accesorios específicos, para evitar incurrir en fallas por aprisionamiento de cañería debido al decantamiento de arena sobre el ancla de torque. Para minimizar este riesgo, se utilizan anclas de torque de agarre por una sola aleta.



Figura.7: Comparación entre anclas de torque de agarre por Aleta (Izq) y de agarre por mordaza (Der)

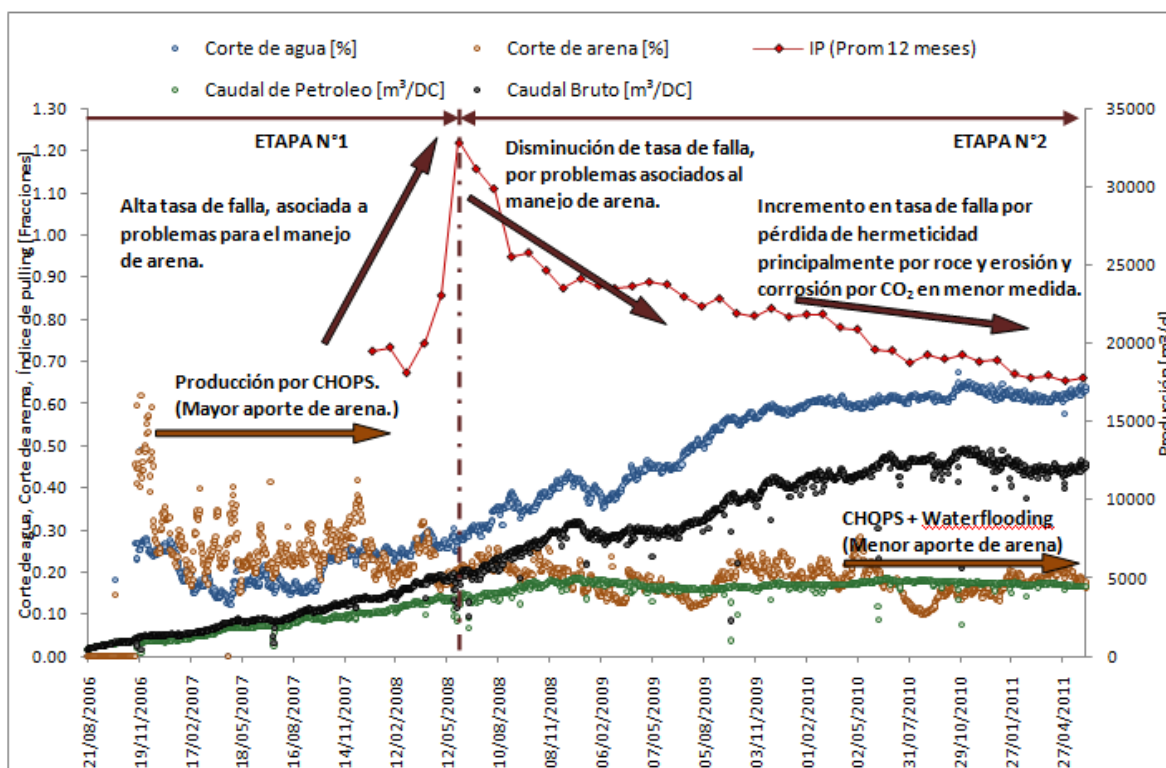


Figura.8: Producción y evolución de índice de pulling durante etapas N°1 y N°2.

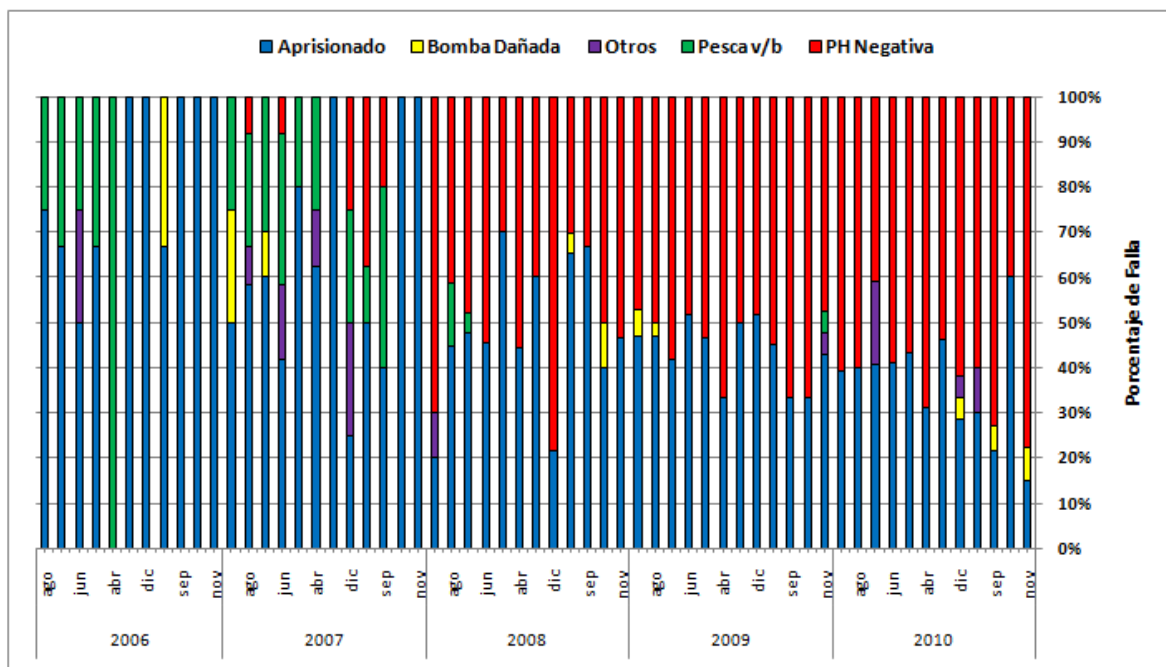


Figura.9: Evolución de causas de falla durante etapas N°1 y N°2

Los resultados obtenidos fueron aceptables, sin embargo, se verificaron casos de falla por pérdida de hermeticidad debido efecto jet en la zona de los punzados (debido a los relativamente altos caudales producción y cortes de arena asociados), por lo que este diseño comenzó a implementarse con más cuidado. Por su parte, en aquellos diseños en los que fue posible captar la arena, se verificaron considerables caídas en las eficiencias de las bombas PCP, debido a daño por erosión.

Para mitigar este efecto, es necesario minimizar la velocidad de la arena producida a través de las cavidades de los sistemas PCP empleados.

Esto pudo lograrse de 2 modos diferentes: por un lado sobredimensionando el caudal nominal de las PCP empleadas, así se produce el caudal requerido a un menor régimen, provocando una menor velocidad del fluido en las cavidades de la bomba (menor efecto erosivo) y un menor desgaste por rozamiento entre la cupla de las varillas y la pared interna de la tubería.

Además, se logró el efecto buscado, mediante la adecuada selección de aquellos modelos PCP, comercialmente disponibles y acorde los caudales requeridos, que cuenten con un menor ángulo de barrido. A grandes rasgos, esto implica contar con rotores con un menor paso y mayor sección, de modo que a un caudal dado, las partículas dentro de las cavidades de la bomba recorran una menor distancia por unidad de tiempo, en consecuencia disminuye la velocidad y el daño por erosión.

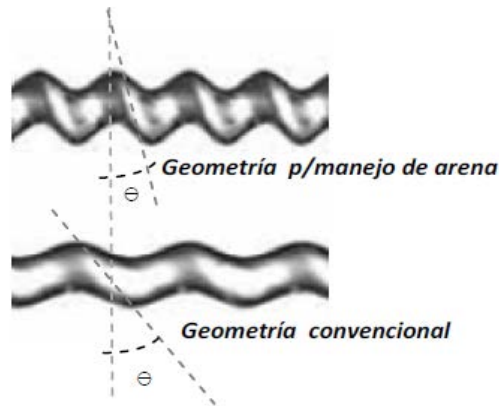


Figura.10: Comparación entre ángulos de barrido de rotores (geometría convencional vs geometría manejo de arena)

El siguiente paso, consistió en el estudio y aplicación de elastómeros con menor contenido Nitrilo (NBRM), el cual al ser más “blando” que el elastómero originalmente implementado (NBRA), resulta ser más apto para el manejo de arena minimizando el daño por erosión.

Mediante la combinación de sistemas PCP con elastómero blando, niples de paro ranurado y anclaje por debajo de los punzados (cuando fue posible), se obtuvieron muy buenos resultados para la mayoría de los casos, permitiendo disminuir el índice de Pulling, tal como se muestra al inicio de la **Etapa N°2**.

El mayor avance para el manejo de arena en pozos problema obtenido durante esta etapa (y quizás hasta la actualidad), se obtuvo mediante la aplicación de bombas de carga o CH (Charge)-PCP.

Este sistema básicamente consiste de 2 PCP convencionales vinculadas a través de una unión ranurada.

Inicialmente y en operación normal, la bomba inferior (o de carga) produce los fluidos del pozo. Posteriormente, parte de ellos es captado producido a superficie por la bomba superior (o principal), mientras que, el resto es drenado por el niple ranurado, para ser captado nuevamente por la bomba de carga.

De esta forma, mientras el sistema se encuentre en operación, se produce una recirculación continua de los fluidos evitando la decantación de sólidos en la cámara del pozo. Adicionalmente, para que esto sea posible, la bomba de carga debe poseer un desplazamiento volumétrico de 2 a 3 veces el del la bomba principal, y en cuanto a la capacidad de levantamiento, la bomba principal se dimensiona según los requerimientos operativos (120-200 [Kg/cm²]) para la mayoría de los casos, mientras que la bomba de carga cuenta con el levantamiento (o Lift) necesario (generalmente [20 Kg/cm²]) para producir los fluidos hasta la succión de la bomba principal y el niple ranurado.

Un aspecto clave a tener en cuenta durante el diseño de estos sistemas, es la ubicación relativa de

los componentes del sistema respecto a los punzados, como regla general, es recomendable posicionar el niple ranurado frente o inmediatamente por encima de los punzados, esto genera mayor agitación en esta zona y contribuye a mantener los sólidos en suspensión.

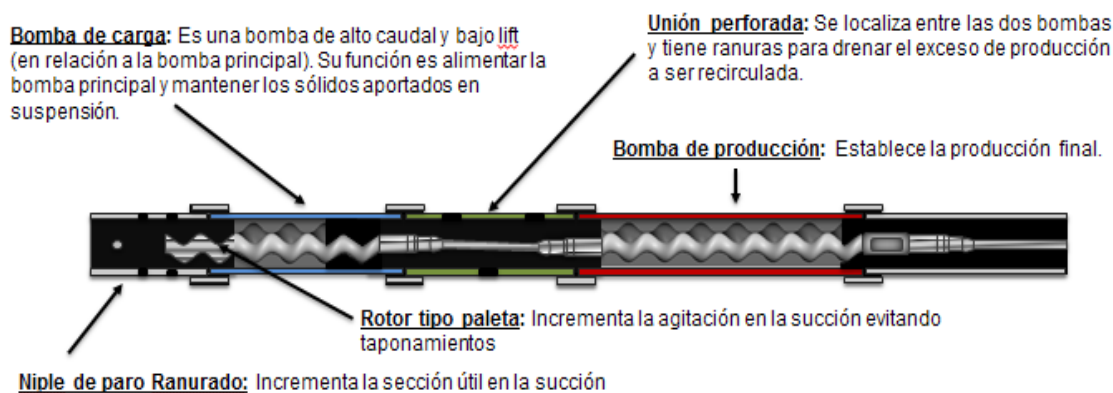


Figura.11: Componentes del sistema CH-PCP

Cabe mencionar que como ventaja adicional, estos sistemas cuentan bombas de carga con rotor tipo paddle (o paleta), los cuales están diseñados para operar dentro del niple ranurado incrementando la agitación en la zona y minimizando aún más la probabilidad de taponamientos con arena.

Otra alternativa de diseño para el manejo de arena, usada generalmente cuando no se cuenta alguna de las alternativas mencionadas, consiste en el uso de cañería de cola diámetro **2 2/8"** (sobre todo para pozos con poca cámara). De esta forma, se incrementa la capacidad para captar los sólidos aportados mediante el incremento de la sección anular Casing-Tubing en la succión (disminución de la velocidad de decantamiento) y el consecuente incremento de la velocidad de fluido en la succión.

Cabe mencionar que en aquel entonces, las mejoras o soluciones para prevenir fallas por decantamiento sobre la descarga de las PCP, consistían en trabajos de coordinación con Operaciones y Mantenimiento, para evitar paros no programados en los pozos.

En cuanto a paros programados, se realizaban previa ejecución de bombeos por anular Casing-Tubing para disminuir el porcentaje de arena previo al paro. Adicionalmente se realizaban bombeos programados de agua por anular a pozos problema, así como barridos de línea para normalizar parámetros operativos (como por ejemplo el torque).

Como se verá en la descripción de la **Etapá N°5**, mediante el uso de dispositivos específicos (válvula dinámica) fue posible mitigar la falla por decantamiento en descarga de bomba (o aprisionamiento).

Como pudo observarse en la evolución del corte de arena en las **Etapas N°1** y **N°2**, hay una tendencia a la baja, con una posterior estabilización promedio en torno al 0.2%, como consecuencia de la progresiva explotación del campo mediante CHOPS y recuperación secundaria.

Este efecto, en conjunto con los diseños mencionados anteriormente, contribuyó a la disminución progresiva de IP por fallas asociadas al manejo de arena.

Vale comentar, conforme avanzó la **Etapá N°2**, también se verificaron fallas por pérdida de hermeticidad y pescas en cupla de varilla, asociadas principalmente a rozamiento Tubing -Varilla (debido a altas cargas de contacto), considerando erosión e incremento del corte de agua como factores contribuyentes.

Las soluciones de base para mitigar fallas por pérdida de hermeticidad, consistieron en la implementación de varillas con centralizadores (Epoxy reforzado con fibra de vidrio), a fin de lograr una mejor distribución de cargas de contacto y minimizar el desgaste metal-metal, debido al

bajo coeficiente de rozamiento de dichos centralizadores.

Alternativamente, se realizaron diseños de sarta de varillas con 100% de cuplas revestidas para lograr tal fin, en aquellos casos en los que no se disponía de varillas con centralizadores.

A su vez, como solución a las fallas por pesca en cupla de varillas, se analizó e implementó en forma extensiva el uso de cuplas metalizadas SM (Spray Metal) verificando buenos resultados en el corto plazo.

Etapas N°3

El notable incremento en el caudal de bruta verificado a partir de mediados de 2011, acompañado con el corte de agua, marcaron un nuevo hito que dio inicio a la **Etapas N°3**, en la cual la matriz de falla cambió notablemente, de problemas asociados al manejo de arena ó aprisionamiento hacia fallas por pérdida de hermeticidad ó PH (-).

A través de análisis de fallos y continuos reportes de campo, se estableció que el mecanismo de falla se originó por **acción conjunta de rozamiento severo entre tubing-varillas y corrosión por CO₂**.

Al inicio de esta etapa, se detectó al rozamiento como principal factor contribuyente en las fallas por PH (-), como consecuencia del uso extensivo de cuplas de varilla tipo SM.

Estas cuplas, al tener una metalurgia más dura que la de los tubings utilizados, produjeron el desgaste y posterior rotura de los mismos en los puntos de contacto. Las acciones correctivas inmediatas, consistieron re-evaluar la utilización de las mismas, sobre todo en aquellos pozos que presentaban un bajo índice de falla por pesca en cupla y en la coordinación de trabajos con Flush By para modificar puntos de contacto, re-espaciando la sarta de varillas.

Adicionalmente, se detectaron fallas por PH (-) en aquellos pozos en los que se instalaron varillas con centralizadores. La verificación del progresivo desgaste de los centralizadores, marcó la pauta para instalar diversos arreglos entre varillas lisas y centralizadas en forma intercalada, o bien usar sertas 100% centralizadas. En cuanto a cuplas, se utilizaron revestidas intercaladas con cuplas lisas tipo T, o bien, con el 100% de cuplas revestidas (para reemplazar las SM).

Además, se realizaron diseños en donde, por separado o en conjunto, se maximizó el anular tubing-varillas para reducir puntos de contacto y se sobredimensionó la bomba instalada para operar a un menor régimen, para reducir la frecuencia de desgaste.

Todas estas configuraciones mostraron resultados relativamente aceptables en la mayoría de los pozos con bajo corte de agua, sin embargo, para el resto se incurrió progresivamente en fallas por PH (-), debido a las altas cargas de contacto entre tubing y varillas complementado con los efectos de corrosión por CO₂.

Posteriormente, como resultado inspecciones en campo y ensayos de laboratorio, se determinó que debido a la relativamente alta producción de sólidos, los mismos tendían a depositarse o anclarse en la matriz del material de los centralizadores acelerando aún más el desgaste.

Al mismo tiempo y por su parte, el progresivo incremento en la producción y el avance de la recuperación secundaria, continuaron impactaron negativamente y se incurrió en aún mas de las fallas antes mencionadas, debido a los mayores volúmenes de agua manejados y a los consecuentes problemas de corrosión asociados. En consecuencia la situación se volvió prácticamente insostenible.

En la siguiente gráfica se representa lo comentado anteriormente:

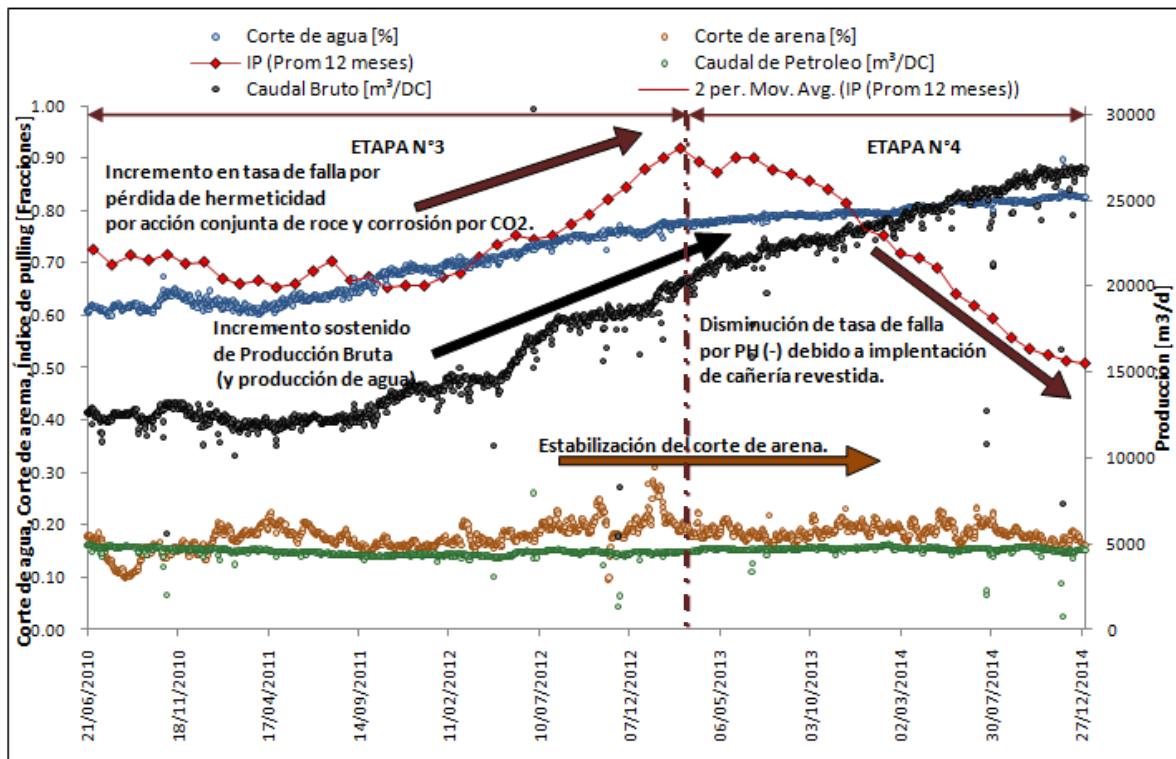


Figura.12: Producción y evolución de índice de pulling durante etapas N°3 y N°4.

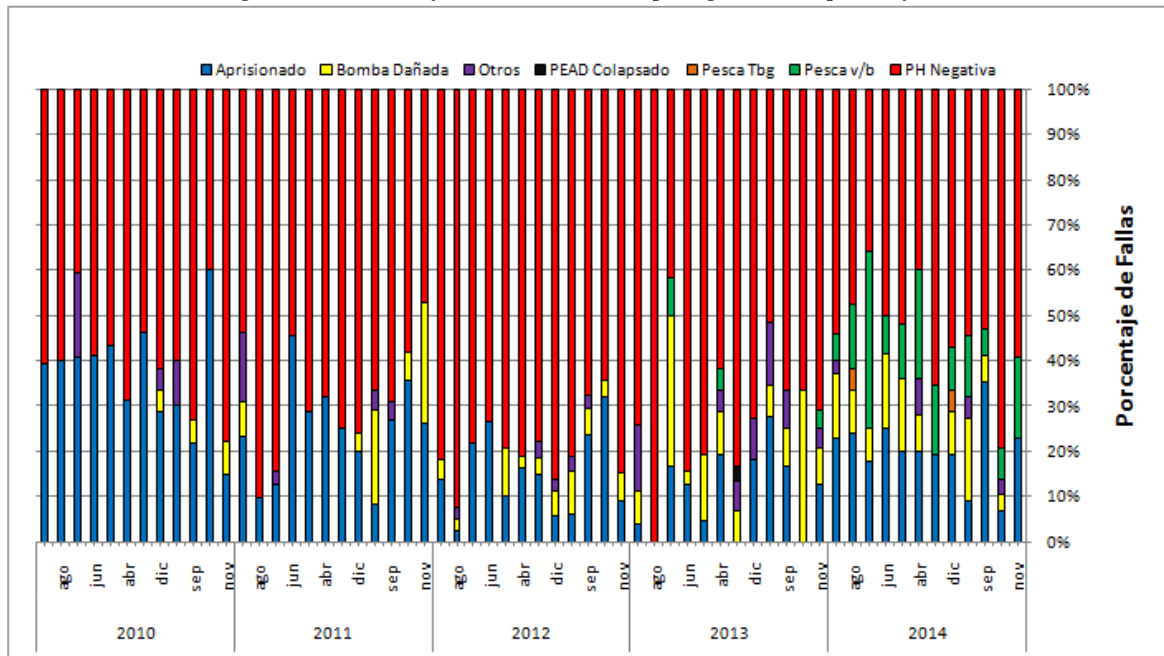


Figura.13: Evolución de causas de falla durante etapas N°3 y N°4.

Etapa N°4

El crecimiento sostenido de tasa de fallas por PH (-), instó en la búsqueda de alternativas tecnológicas para mitigar las mismas.

A través de Workshops entre Ingeniería de Producción, Ingeniería de Corrosión y Operaciones; e interconsultas entre yacimientos se evaluó analizar la efectividad del recubrimiento interno de tuberías de producción, para disminuir las fallas por PH (-) debido a rozamiento entre cuplas-

tubings en sistemas PCP y además reducir los efectos corrosivos sobre la cañería de dichos sistemas. Este hito marcó el inicio de la etapa N°4.

La selección de esta tecnología se basó en las siguientes ventajas:

- El material plástico, NO es susceptible de ningún tipo de ataque corrosivo.
- Muy baja rugosidad del material, lo que hace que se considere como un “tubo liso”, lo cual reducirá las pérdidas de carga y el factor de fricción con los otros componentes.
- Mejor performance frente a cargas aplicadas, por su posibilidad de absorción de energía y deformación.
- Resultados de análisis de laboratorio, muestran una mejor performance frente a la erosión del Polietileno comparado al acero, de entre 3 a 100 veces.

Por otra parte, las desventajas serían:

- Reducción del diámetro interior del tubing.
- Limitación para utilizar tubing 3 1/2” revestido en todos los pozos, debido a los Casing de producción utilizados en aquel entonces (5 1/2”).

Se inició con un piloto de 5 pozos con cañería revestida de 3 1/2”, y en base a los buenos resultados, en el corto plazo se extendió a cañería 2 7/8” revestida en pozos con Casing de 5 1/2”.

Dado el crecimiento sostenido del índice de pulling (Entre las **Etapas N°3 y N°4**), el piloto se extendió mediante análisis particular, solo a pozos con alta tasa de falla, sin embargo, debido a los buenos resultados verificados, de manera paulatina fue extendiéndose cada vez más.

Paralelamente, gran parte del análisis de la aplicación de esta tecnología, consistió en la determinación de aquellos diámetros de rotores PCP comercialmente disponibles, compatibles con los diámetros de cañería revestida en uso.

Esto obligó por un lado, a considerar el revestimiento de elementos y accesorios adicionales (tubos de 4”, reducciones, etc.) para asegurar un adecuado funcionamiento e integridad con los sistemas PCP, y por otro lado, a identificar limitaciones y/o incompatibilidades, entre requerimientos de caudales de extracción y modelos PCP no aptos para Tubing 2 7/8” revestido, principalmente para pozos con Casing de 5 1/2”.

En consecuencia, desde Ingeniería de Producción se justificó técnica y económicamente la necesidad de entubar los pozos productores con Casing de 7”, en base a estas limitaciones y a los requerimientos de producción a futuro. En efecto, desde Noviembre de 2013 todos los pozos productores de petróleo de ARCo se entuban con Casing de 7”, flexibilizando así, los diseños las instalaciones de producción.

Posteriormente, el foco de análisis se fijó en alternativas para extender la aplicación de cañería de producción revestida 3 1/2” a pozos entubados con Casing de 5 1/2”, dado que en aquel entonces poco más del 50% de los pozos se encontraba entubado en este diámetro.

La primera alternativa, derivada del consenso entre Ingeniería de Producción, Operaciones y Well Construction, consistió en instalar cañería de 3 1/2” revestida dentro de Casing de 5 1/2”, respetando las siguientes consideraciones:

- Eliminar posibilidad de recirculación en puente de producción.
- Anclado por encima de punzados.
- Ancla de torque de agarre por Aleta.
- Utilización de cuplas de tubing del tipo “special clearance”.

Todas ellas para minimizar el riesgo de decantamiento de arena, sobre los elementos de la instalación de producción y evitar un aprisionamiento de tubing en Casing.

La segunda alternativa consistió en el uso de un elemento auxiliar denominado “Dispositivo de encastre”.

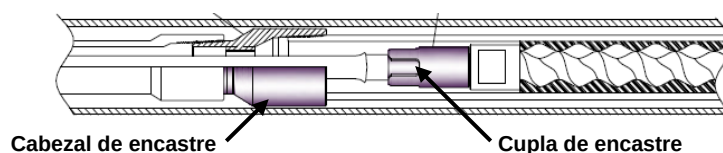


Figura.14: Componentes del dispositivo de encastre

Este elemento se utiliza principalmente cuando el diámetro del rotor de la bomba es mayor que el ID de la cañería de producción, y permite bajar el rotor en pesca e insertado en el estator.

Luego de instalar la sarta de varillas y pescar al rotor, se proporciona al mismo el torque de ajuste adecuado mediante encastrado de sus componentes.

Sin embargo, este elemento tiene una serie de limitaciones, ya que requiere de maniobras adicionales para pescar y proporcionar un torque de ajuste adecuado con la sarta de varillas, y en base a la experiencia en ARCo, es muy importante contar con personal del equipo de torre calificado, además de la presencia constante de supervisión para realizar esta tarea. Por otro lado, en caso de generarse una pesca de varillas (por debajo del cabezal de encastre), la intervención deberá realizarse solamente con equipo de Pulling / WO.

Los satisfactorios resultados de la aplicación de cañería revestida, hicieron que al día de la fecha se establezca como un estándar, aún en pozos nuevos. En consecuencia, como puede observarse, se provocó una marcada tendencia a la baja del Índice de Pulling, a partir de la **Etapa N°4**.

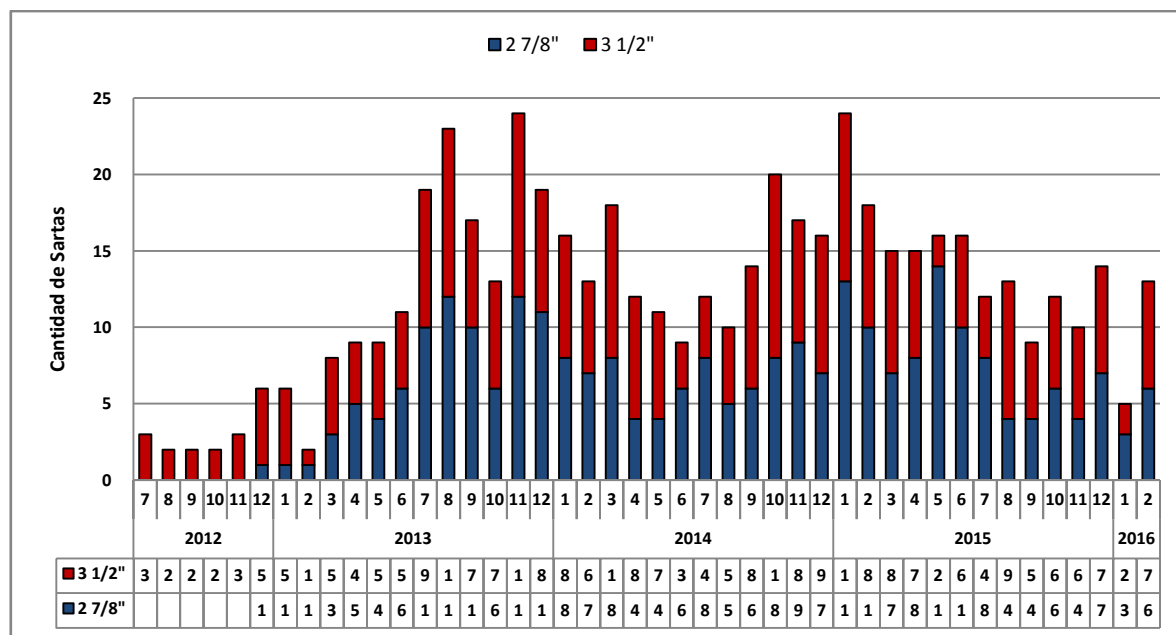


Figura.16: Evolución del consumo de sarta revestidas.

Puede observarse una disminución en el consumo de sarta revestidas. Por un lado debido a la disminución del índice de pulling, y por otro, al grado de reutilización de la cañería revestida.

Esto puede verificarse al evaluar el run life de las sarta instaladas entre 2012 y 2013 (180 sarta) hasta Mayo de 2016.

Observando el gráfico de distribución de frecuencias, la mayor concentración de muestras se acumula entre 866 y 1047 días de operación, es decir un promedio de 940 días, a su vez, por encima

del 70% de esta población se acumulan entre 866 y 1228 días de operación.

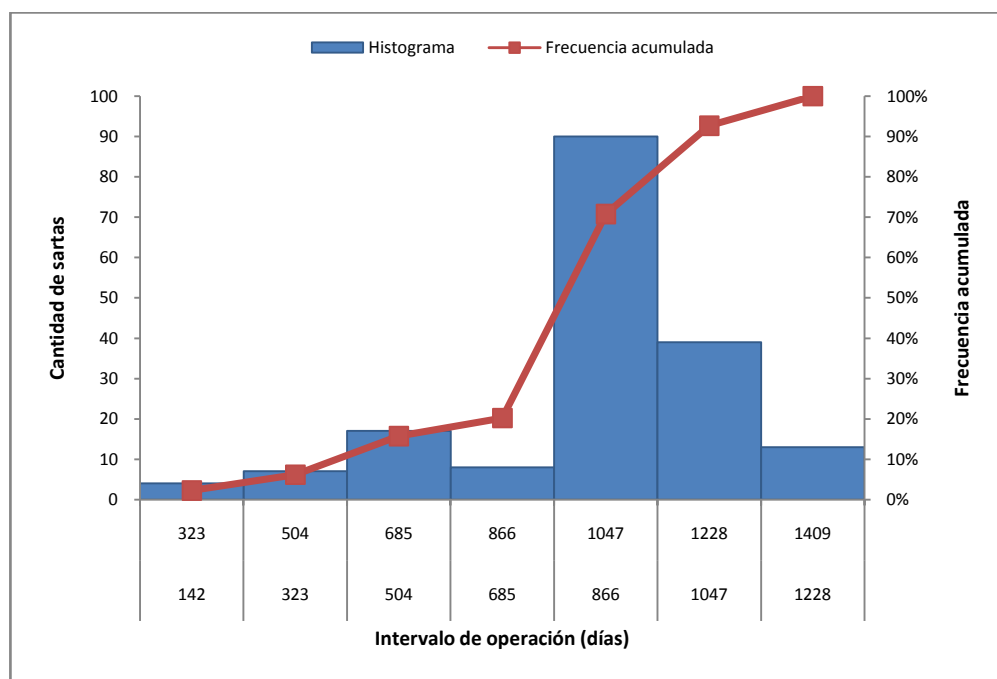


Figura.17: Distribución de frecuencias para sartas revestidas (2012/13 hasta Mayo de 2016).

Cabe mencionar que hasta 2016, solo un 20% de estas sartas han sido retiradas y acumularon en promedio entre 600 y 700 días de operación, verificando que el principal mecanismo de descarte de cañería revestida se encuentra asociado a causas externas, como ser manipulación inadecuada y corrosión sobre zonas no revestidas.

Durante la evolución de las **Etapas N°3** y **N°4**, debido al aporte constante de arena, si bien en menor medida, aún se detectaron fallas por aprisionamiento, motivo por el cual se continuó estudiando alternativas tecnológicas para hacer frente a las mismas.

Entre ellas se encuentran las PCP de geometría especial, cuya principal característica es que cuentan con un ángulo de barrido mucho menor que el de las PCP comercialmente disponibles hasta entonces, en consecuencia, se incrementa su capacidad para el manejo de arena.

Los resultados obtenidos con estos sistemas fueron alentadores, ya que permitieron explotar pozos que antes no habían podido serlo mediante PCP convencionales.

Como contrapartida, cabe recordar que para lograr un menor ángulo de barrido, es necesario (además de cumplir con determinadas condiciones geométricas), incrementar la sección del rotor, en consecuencia estas son de mayor diámetro, en comparación con PCP's convencionales y equivalentes, lo cual limita su instalación en cañería revestida. Por otro lado, al contar con una línea de sello más delgada, es conveniente limitar el régimen de operación, en aplicaciones con alto corte de arena.

Etapas N°5

Como se puede ver en la evolución del IP a partir de enero 2015, hay una tendencia asintótica motivo del cual surgen diversos análisis para estudiar posibles mejoras.

Marcando la **Etapas N°5**, en la cual se recurre al análisis por causa para evidenciar los motivos de falla.

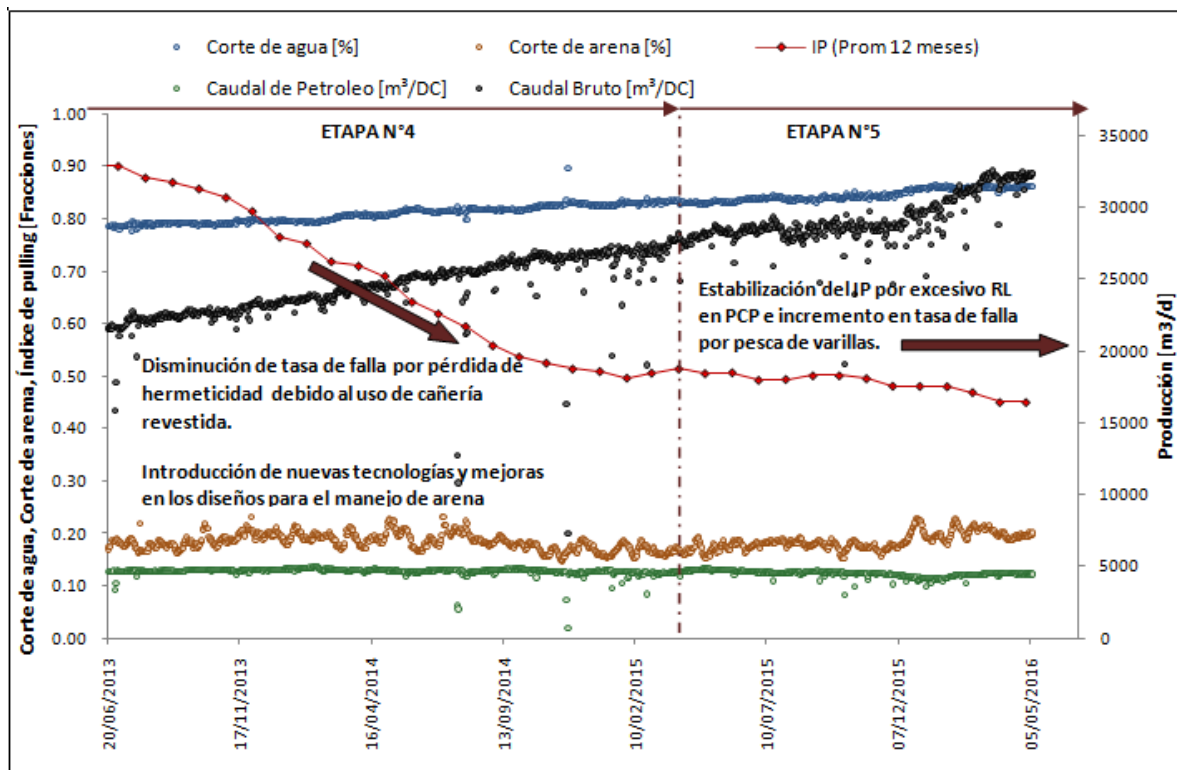


Figura.18: Evolución del IP y producciones de campo durante etapas N°4 y N°5.

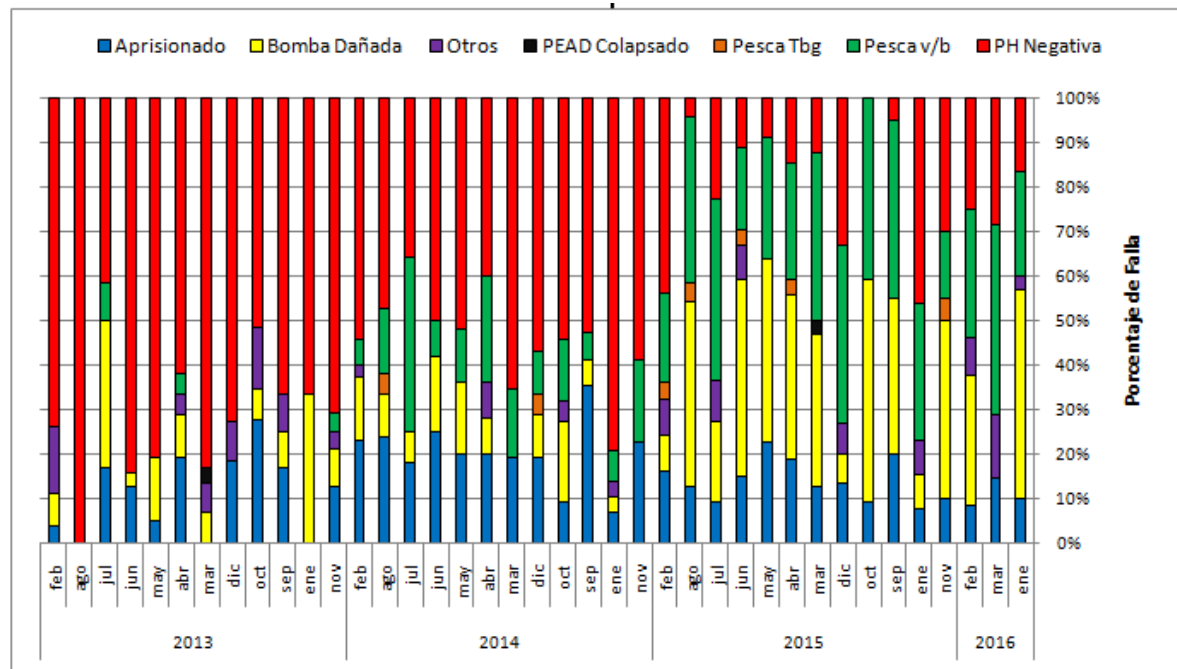


Figura.19: Evolución de causas de falla durante etapas N°4 y N°5.

Entre las causas de falla de mayor impacto, se tienen por un lado, bombas dañadas por excesivo Run Life y por otro, pesca de varillas de bombeo (principalmente en cuerpo), relacionado con mecanismos de corrosión por CO_2 .

En cuanto a la causa "bombas dañadas", la misma tiene dos marcados justificativos: el envejecimiento del parque y fallas en aplicaciones específicas.

Contra el envejecimiento natural es muy acotado el campo de acción, pero las fallas en aplicaciones

hacen que se deban buscar variantes a instalaciones convencionales. En este sentido son variadas las pruebas, existiendo tecnologías con un futuro promisorio pero aún con poco desarrollo. Las bombas de geometría especial son un ejemplo de ello, existe alrededor de un 5% del total de pozos con esta tecnología. Las cuales deben estudiarse los resultados para que el ciclo entrante se consolide como una opción interesante frente a los fenómenos de manejo de sólidos. Las bombas Charge son otra alternativa técnicamente competente que tendría mayor cantidad de campo ganado, pero existe un problema de disponibilidad de materiales, ya que son importados desde Brasil o Canadá, haciendo dificultoso disponer de los elementos con facilidad y/o en cantidades. No obstante existen algunas aplicaciones que se encuentran en fase de estudio como las bombas doble lobular, bombas PCP insertables, y la HR (Hydraulic Recirculated)-PCP, cuya principal ventaja es proteger la integridad del elastómero en aplicaciones con alto contenido de gas libre.

Los primeros resultados aparentan ser satisfactorios, pero se están estudiando las condiciones de borde o limitantes para establecer el éxito del sistema.

El abanico de posibilidades es amplio, hay que tener en cuenta cuestiones anexas como pueden ser logística, disponibilidad de materiales y tiempos. Los cuales interfieren en las necesidades reales a la hora de afrontar las soluciones. Las probabilidades de resolución de fallos pueden encontrar escollos que delimitan el éxito y establecen las circunstancias a tener en cuenta a futuro.

Como puede verificarse a partir de la mitad de la etapa N°4, debido al incremento sostenido en la producción y en el corte de agua, se incrementó la tasa de falla por pesca en cuerpo de varilla de bombeo, debido principalmente a corrosión por CO₂.

La solución propuesta, sobre todo para aquellos pozos en los que los tratamientos químicos no fueron efectivos, consistió en el uso de varillas grado KD, cuya implementación se encuentra en fase piloto, pero con resultados alentadores.

Como se comentó durante la descripción de las fallas asociadas a los problemas de la producción arena durante la **Etapa N°1**, no había alternativas tecnológicas para evitar el decantamiento de la misma sobre la descarga de las bombas y prevenir así los aprisionamientos.

Por este motivo se recurrió a la coordinación de tareas entre Operaciones y Mantenimiento para evitar principalmente paros no programados. Sin embargo, debido a causas no gestionables, como por ejemplo: Factores meteorológicos (en mayor proporción), paros gremiales y fallas en generación (entre otros), no es posible cumplir con el objetivo mencionado, incurriendo en pérdidas de producción. En consecuencia, se detectó la necesidad de buscar alternativas tecnológicas para incorporar en las instalaciones de producción, e independizarse de esta problemática.

La solución encontrada consistió en el uso de un dispositivo denominado **válvula dinámica**, el cual básicamente consiste en un buje móvil capaz de desplazarse dentro de un vástago de bombeo posicionado algunas varillas por encima de la descarga de la bomba. A la vez, dicho buje cuenta con la capacidad de asentarse sobre un niple de asiento común, solidario a la cañería de producción.

Cuando el pozo se encuentra en producción, la válvula se eleva hasta contactar la cupla superior de vástago. En caso de ocasionarse un paro, el buje desciende y se aloja en el niple de asiento, obturando la cañería de producción y evitando así el decantamiento de sólidos sobre la descarga de la bomba. De esta forma, en el momento de la puesta en marcha, los requerimientos de torque serían considerablemente menores, facilitando el arranque. La aplicación de este dispositivo se encuentra en fase piloto, y al igual que con las varillas grado KD, los resultados son alentadores.



Figura.20: Conjunto de "Válvula dinámica"

Como pudo comprobarse, durante el desarrollo de las áreas ARCo, los diseños de las instalaciones de producción debieron adaptarse según las problemáticas que debieron afrontarse en cada una de las etapas y mediante el seguimiento exhaustivo de indicadores, inspecciones y datos de campo, así como de la evaluación continua de alternativas tecnológicas, y mejoras en los diseños de las instalaciones de producción, fue posible adaptarse y responder positivamente en la mayoría de los casos, y en los que no, las lecciones aprendidas reforzaron el criterio y la experiencia.

En base a esto a partir de mediados de 2013, fue posible mantener una disminución sostenida del índice de Pulling hasta en un 50%, habiendo expectativas de disminuirlo aún más, en caso que los pilotos en curso resulten exitosos y además se encuentren alternativas o tecnologías para extender el run life de PCP. Cabe destacar el continuo aporte de Ingeniería de Corrosión, Reservorios, Operaciones y Well Construction en el resultado obtenido, a continuación se muestra un cuadro resumen de lo expuesto.

Causa	Problema	Aplicación PCP	Resultados	Comentarios
Manejo de arena	Llenado prematuro de cámara, taponamiento de succión	Charge PCP	MB	Es vital evaluar el posicionamiento respecto a los punzados. Problemas de disponibilidad
		Sartas de velocidad (cañería de cola 2 3/8")	B	Útil en pozos con poca cámara. Como contrapartida, hay mayor riesgo de taponamiento.
		Anclaje por debajo de los punzados + niple de paro ranurado	MB	Se obtienen mejores resultados con rotores tipo paleta. Probabilidad de daño por efecto Jet en zona de punzados.
	Alto contenido de arena / Erosión	Geometría especial	MB	Al tener rotores de mayor sección, requieren tubería de mayor sección para poder ser instaladas.
		Selección de bombas con bajo ángulo de barrido y Elastómero blando.	B	Respecto a de bajo ángulo de barrido, no siempre están disponibles para el rango de caudales requeridos.
	Aprisionamiento por decantamiento	Válvulas dinámicas	MB	En etapa piloto, y hasta el momento con muy buenos resultados.
		Coordinación de trabajos de bombeo por E/C y paros programados.	B	No siempre hay disponibilidad de recursos/infraestructura.
Rozamiento y/o Corrosión	PH (-)	Varillas centralizadas (Configuración intercalada con varillas lisas o 100% centralizadas)	R	Solo se han verificado buenos resultados en el mediano plazo en pozos con bajo corte de agua. En general, el uso de centralizadores con aporte de fibra de vidrio sumado a la deposición de sólidos en los mismos, incrementa el desgaste por rozamiento.
		Varillas con cuplas revestidas	B	Ídem anterior.
		Operar a bajo régimen (sobredimensionar PCP) e incremento de anular Tbg.-varillas.	B	Solo se han verificado buenos resultados en el mediano plazo en pozos con bajo corte de agua.
		Tratamiento químico	R	No se verificaron buenos resultados en pozos con cierto grado de desviación, debido a que por su naturaleza filmica, es retirado o inhibido en los puntos de contacto entre Tubing y varillas.
		Cañería revestida	E	Hoy es considerado un estándar. Muy baja tasa de descarte. Como contra partida, limita el ID de la cañería en +/- 1 orden. Sin embargo posible el empleo de elementos auxiliares para sortear esta limitación.
	Pesca en cupla	Tratamiento químico	R	Limitado en pozos con desviación.
		Cuplas SM	MB	No es recomendable su uso en cañería desnuda.
	Pesca en cuerpo	Varillas grado KD	MB	En etapa piloto, y hasta el momento con muy buenos resultados.
		Tratamiento químico	R	Limitado en pozos con desviación.

Optimización de producción mediante revisiones sistemáticas de pozos.

Esta es una “Actividad de Base”; ya que es la principal generadora de propuestas de mejoras y de captura de oportunidades para optimizar producción. La base de la misma consiste en dividir el campo en zonas, las cuales son distribuidas entre los Ingenieros de producción, quienes a la vez, son los responsables de la recomendación de acciones a seguir en tareas operativas tales como:

- Modificaciones en regímenes de extracción.
- Solicitud de mediciones físicas y/o actualización de controles / muestras de agua.
- Intervención con Flush By y/o Bombeador.

Y por otro lado de mantener actualizada la cartera de trabajos con equipo de torre, por:

- Optimizaciones (cambio de bomba por límite operativo del sistema de extracción).
- Cambio de bombas por baja eficiencia.
- Cambio de sistema de extracción.

Vale decir que la información (controles, muestras de agua, niveles, datos de campo, etc), está encuadrada y sistematizada de tal manera que hace posible que la misma esté permanentemente actualizada y sea válido observar variaciones de una semana hacia otra en todos los pozos. A continuación se muestra el esquema sobre el cual se basa esta actividad.

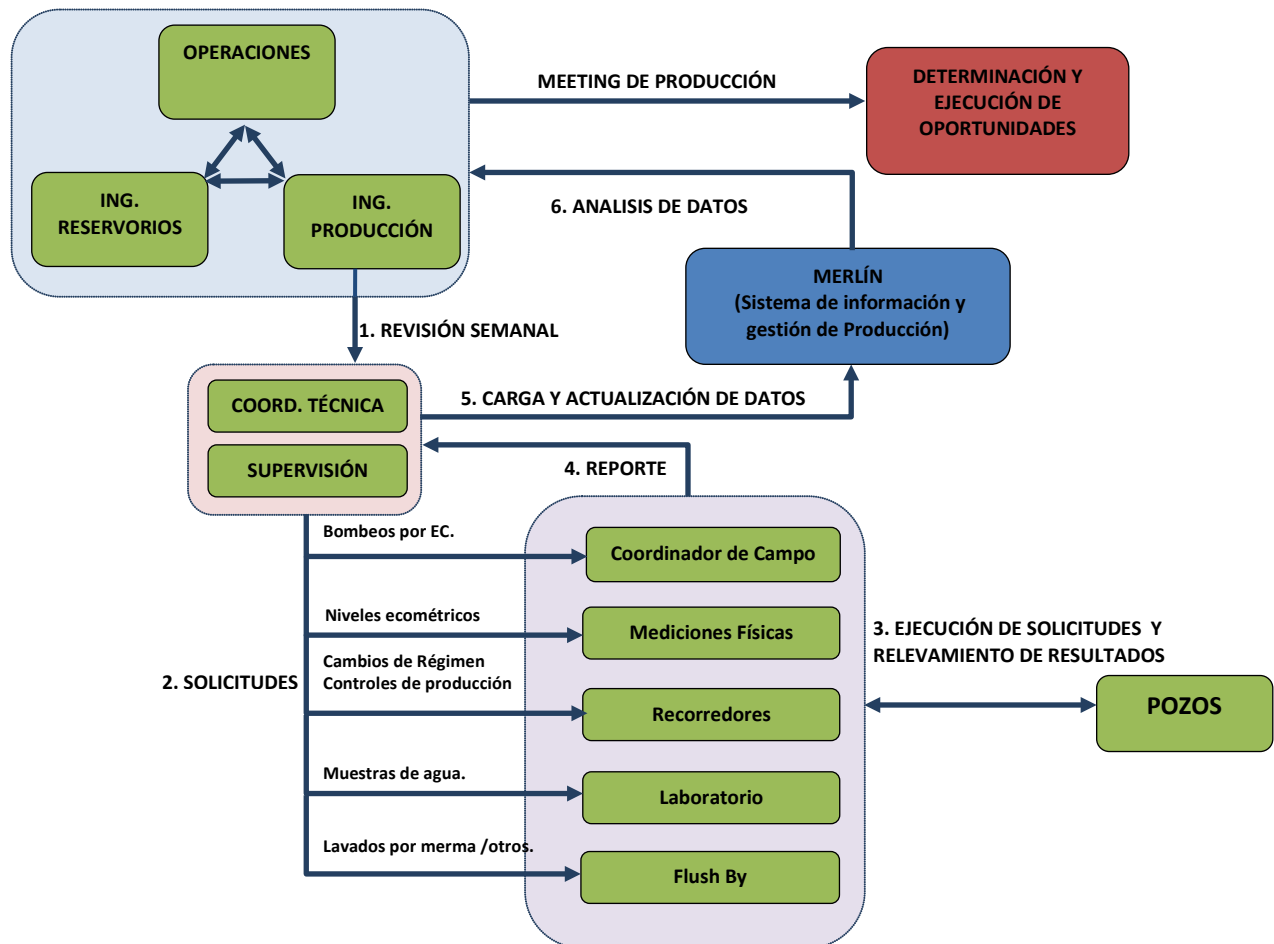


Figura.21: Diagrama de proceso para revisiones de pozos y captura de oportunidades.

Por otro lado, como complemento de lo mencionado en el párrafo anterior, cabe mencionar la importancia de una correcta comunicación, entre Ingeniería de Producción con Operaciones e Ingeniería de Reservorios (Surveillance).

El criterio de optimización, consiste en explotar los pozos con presiones dinámicas en el orden de 30 – 50 PSI (respecto a la succión de la bomba), valores que permiten lograr un compromiso entre productividad e integridad de los equipos de fondo (dado que el 98% del campo es explotado por Bombeo por Cavidades Progresivas y son susceptibles a dañarse por trabajar con sumergencia baja o nula).

Por otro lado, se han fijado estos límites, dado que hay evidencia de desvíos en las eficiencias de bombas, debido a que, al producir crudo pesado (19 °API) y/o viscoso, puede ocasionarse un llenado insuficiente de las cavidades si se opera con baja sumergencia, sobre todo cuando la tasa de bombeo, es mayor a la que el fluido es capaz de fluir dentro de las cavidades y desde succión hacia descarga. En tales casos es necesario lograr un compromiso entre el régimen de operación y sumergencia óptima, lo cual obliga en algunos casos a operar con sumergencia aún más altas.

Para mostrar el impacto de esta actividad se mostrará en primer lugar, la optimización de producción durante 1.5 años, de los pozos asociados a la producción Básica del año 2014 (520 Pozos productores).

Esto mostrará el resultado de las recomendaciones de acciones a seguir detalladas al principio.

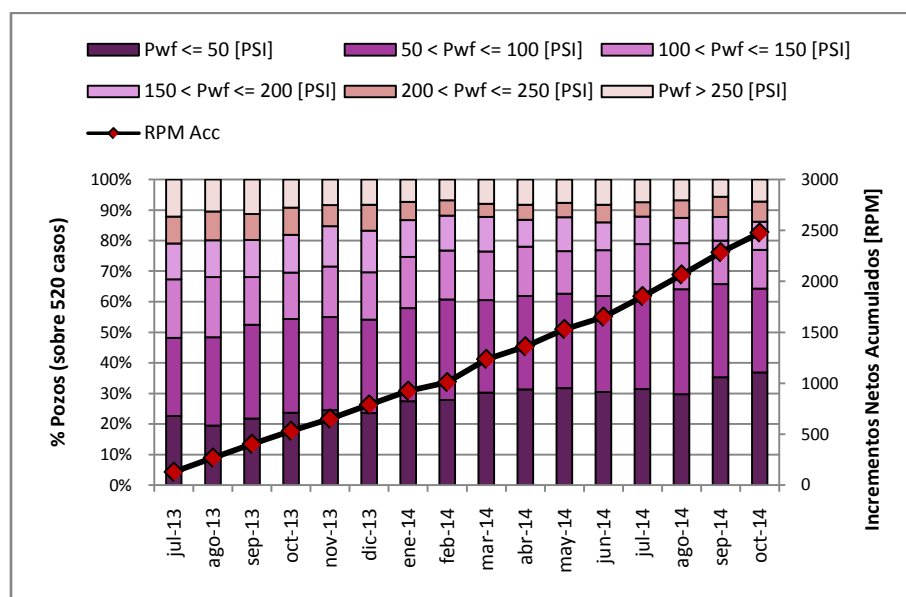


Figura.Nº22: Evolución de Pwf en 520 Pozos (Básica 2014) e Incrementos de régimen.

La correlación entre incrementos de régimen y disminución de Pwf (y la consecuente optimización de los pozos), puede verificarse mediante el incremento del parque de pozos cuyas presiones dinámicas se encuentran por debajo de 50 PSI (según criterio) y por los que se encuentran entre 50 y 100 PSI (criterio flexibilizado), ya que ambos grupos se incrementaron en +/- 17% durante el periodo de estudio. Estos pozos verifican respuesta franca de secundaria y además no tienen un caudal limitado de extracción. Este parque representa al principio el +/- 50% de la población y se incrementa hasta el +/- 67% al final del periodo de evaluación. Cabe destacar, que los pozos que se encuentran arriba del 80% de la población ($Pwf \geq 150$, PSI) corresponden a aquellos que tienen limitado su caudal de extracción, por recomendación de Ing. de Reservorios, con el fin de controlar la evolución del corte de agua y/o evitar canalizaciones con pozos inyectores.

Por su parte y tal como se mostró en la sección anterior, la producción bruta verifica un incremento sostenido como consecuencia de aumentos de régimen y desarrollo (Drilling, Work Over y Reactivaciones); dando como consecuencia un aumento de la producción de petróleo, de hecho, esta actividad tiene asociado un promedio mensual de 20 m/d de petróleo.

En segundo lugar se presentará el impacto en producción, correspondiente a intervenciones con equipos de torre, derivadas de revisiones sistemáticas. Puntualmente haciendo referencia al cambio, o redimensionamiento de bombas por baja eficiencia.

El régimen límite operativo establecido para las instalaciones de superficie en ARCo, se encuentra fijado entre 350 [RPM] y 450 [RPM], principalmente por requerimientos de seguridad :???, integridad y eficiencia. En algunos casos resulta conveniente adecuar la instalación de fondo para operar dentro de un rango admisible y obtener un incremental de producción siempre y cuando, el potencial del pozo lo permita (verificación de respuesta de secundaria) y en otros casos, hay pozos en los cuales no es posible compensar pérdidas de producción sostenidas en tiempo, mediante incrementos de régimen, principalmente debido al deterioro de la instalación de fondo.

Mediante las revisiones y reuniones de producción, estas oportunidades son detectadas y se les asigna una prioridad para su ejecución tal como se indica gráficamente.

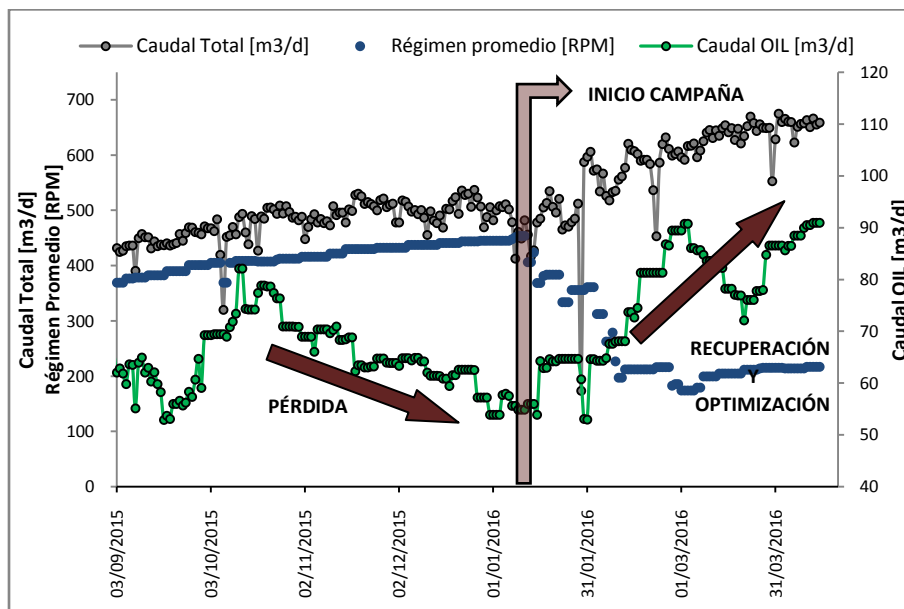


Figura.23: Resultado de campaña “cambio de bombas” – Incremento 35 m3/d de petróleo (9 pozos).

Quedó demostrado el impacto a través de la optimización de producción mediante revisiones sistemáticas de pozos, además de la infraestructura y/o tecnología, como pilares fundamentales se destacan el seguimiento ordenado, trabajo en equipo y comunicación.

Proyectos Especiales

En yacimiento El Corcobo, hay gran variabilidad en aplicaciones especiales tendientes a resolver problemas específicos. Actualmente, se cuenta con tecnologías en fase estudio y otras aplicaciones con resultados de pruebas de campo en el yacimiento. Las mismas surgen del estudio de casos, y en etapas posteriores búsqueda de resultados reales. Se cuenta con un margen de error ya que los resultados son controlados pero inciertos.

En términos globales las nuevas tecnologías hicieron que los indicadores sean altamente positivos, las instalaciones tienen un funcionamiento eficiente. Pero ese resultado integral es producto de un análisis particular exhaustivo y por más de contar con generalidades de comportamiento en el

yacimiento, cada uno de los casos es analizado en primer lugar como un individuo aislado, y una etapa posterior dentro de un contexto más amplio. No se debe caer en tomar un caso testigo como réplica para los demás, sino que analizar desde el caso puntual y luego ensayando si aplica a una cierta escala. Este ha sido el camino que ha conducido a los resultados obtenidos: **decisión en base a la evidencia**.

Las metas de investigación y estudio se reevalúan ya que el análisis de causas es la piedra fundamental para el inicio del complejo proceso. Este análisis causal es dinámico, en ese trayecto se introducen las modificaciones bajo condiciones controladas, para observar los resultados. Como comentario adicional, cabe destacar la importancia de lograr una alianza estratégica con proveedores especializados y adecuados a la vez.

En el siguiente cuadro, se muestran algunos de los desarrollos en fase de estudio por parte de Ingeniería de Producción:

Desarrollo	Descripción	Objetivo	Resultado
ECOMOD	Sutffig Box mejorado para cabezales PCP	Mejora introducida para corregir desvíos en el sistema de empaquetado de cabezales PCP, debido filtraciones ocasionadas por incremento del corte de agua.	Excelente. Desde el inicio de la aplicación en 2014, se verificó una reducción en los casos de falla de un 23% en 2015 y una reducción adicional del 15% en 2016.
HM-CH-PCP	Home Made - Charge-PCP	PCP de carga construida por elementos convencionales (y usados). Iniciativa tomada por indisponibilidad de estos equipos por problemas de importaciones.	Excelente. El sistema fue instalado en un pozo problema, mitigando por completo las fallas asociadas al manejo de arena.
Carrier porta sensor	Alternativa para la instalación de sensores de fondo	Se buscó una alternativa de menor costo y versatilidad frente a mandriles porta sensores convencionales.	Muy Bueno. El tiempo con señal/lectura del sensor de fondo fue en todos los casos mayor a 10 meses indicando una buena aceptación de la solución. Por otro lado durante las intervenciones de los pozos en donde se instaló este dispositivo se pudo verificar la integridad y reutilización del mismo. Los efectos fueron tan contundentes que la etapa de prueba fue superada, actualmente el dispositivo es de uso normal.

Conclusiones

- A pesar de estar constituidos por reservorios someros, debido al progresivo incremento en producción en los yacimientos que componen las Áreas Río Colorado, las problemáticas asociadas no fueron menores y las mismas fueron cambiando de manera permanente. Fue necesario, de manera constante, buscar alternativas tecnológicas y soluciones para hacer frente a la misma.
- Esto fue posible, además de contar con infraestructura y recursos, mediante el seguimiento exhaustivo de datos y análisis de campo y personal calificado. Sin embargo, lo más destacable es la calidad humana y predisposición del grupo de trabajo involucrado en estas.

En base a estas consideraciones, se pueden mencionar los siguientes puntos:

- La producción de petróleo de la totalidad de los yacimientos, se encuentra en una meseta en torno a los 4400 m³/d desde hace 5 años, con un aumento de producción bruta de 2.5 veces en ese período.
- Se logró reducir el índice de pulling de un valor de 0,93 a 0,45 ppa (pulling por pozo por año) al cabo de tres años.
- Se lograron resolver problemáticas que surgieron a medida que se fueron resolviendo otras.

- Se resolvieron “pozos problema” puntuales, en base a una tecnología adecuada.
- Se fortaleció el criterio de “solución adecuada en base a la evidencia”.

Agradecimientos

Este trabajo está dedicado a todas las personas que desarrollan tareas en Áreas Río Colorado. Una mención especial también a nuestros proveedores, que con su excelente predisposición volcaron sobre el metal la idea que se propuso. 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.

[2] Notas Técnicas de aplicación.