

Por **Fernando Villagra**, **Leandro Erviti**
e **Ignacio Cúneo** (YPF S.A.)
y **Luciano Bossotto** (Chevron).

Dispositivo 10 Mpsi para cierre de pozos con BM debido a Frac-Hit en yacimientos no convencionales

Una herramienta para simplificar procesos, optimizar costos y evitar riesgos.

El desarrollo de yacimientos no convencionales implica la perforación de pozos horizontales con distanciamientos (*spacing*) entre 250-400 m, de modo de estimular la mayor porción del reservorio sin dejar zonas no estimuladas. Esta forma de desarrollo implica lo que se conoce como *Frac Hit*, en el cual el pozo estimulado interfiere con el pozo productor vecino generando un incremento de presión anormal. En el caso de un pozo con bombeo mecánico, esta presión puede superar la serie de presión del puente de producción (2000 psi) y comprometer su integridad.

La práctica actual en NOC Oil consiste en intervenir el pozo con equipo de *pulling*, para dejar la sarta varillas en pesca e instalar sobre la sección T una armadura de surgencia serie 10 Mpsi durante todo el período que dure la estimulación en el pozo vecino. Una vez finalizada la operación de estimulación, se descomprime el pozo a batería (puede durar varios días) y se vuelve a intervenir el pozo con equipo de *pulling* para dejarlo nuevamente en producción con bombeo mecánico.

Esta necesidad de que el equipo tenga que ingresar en dos oportunidades al pozo genera pérdidas de producción, debido a los tiempos de intervención además de las pérdidas por el cierre en sí mismo. También implica un elevado costo por intervenciones de *pulling* y un costo de oportunidad, debido a que se destina el equipo a asegurar un pozo en lugar de reparar una falla y/o realizar optimizaciones.

Como parte del proceso de mejora continua y mediante el *benchmark* con otras operadoras de la cuenca y de USA, se propone la instalación de un dispositivo serie 10 Mpsi sobre la sección T. Este dispositivo cuenta con 2 rams para 10 Mpsi que cierran directamente sobre el

vástago evitando la intervención con equipo de *pulling*. Además, este dispositivo permite despresurizar el pozo a la línea una vez terminada la estimulación de forma simple y segura de la misma manera que con armadura de surgencia. Cabe aclarar que, los cierres por interferencia futuros pueden ser realizados directamente con una cuadrilla de servicios auxiliares.

Ubicación geográfica

El piloto en el que se llevó a cabo la implementación de esta tecnología fue desarrollado en el yacimiento No Convencional Loma Campana ubicado en el centro de la cuenca Neuquina (Figura 1).

A su vez, el yacimiento está dividido en cinco áreas y los pozos seleccionados son de las áreas Centro y Este (Figura 2).

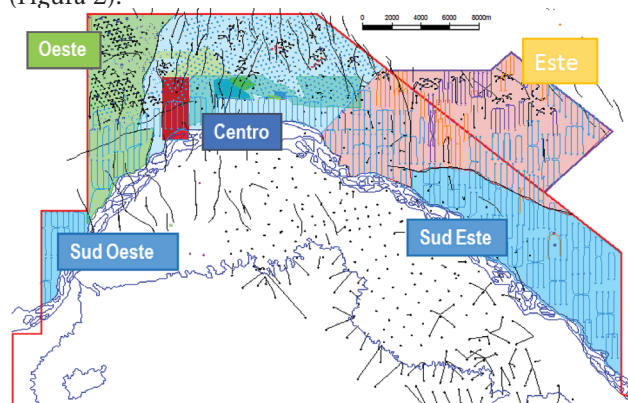


Figura 2. Áreas yacimiento Loma Campana.

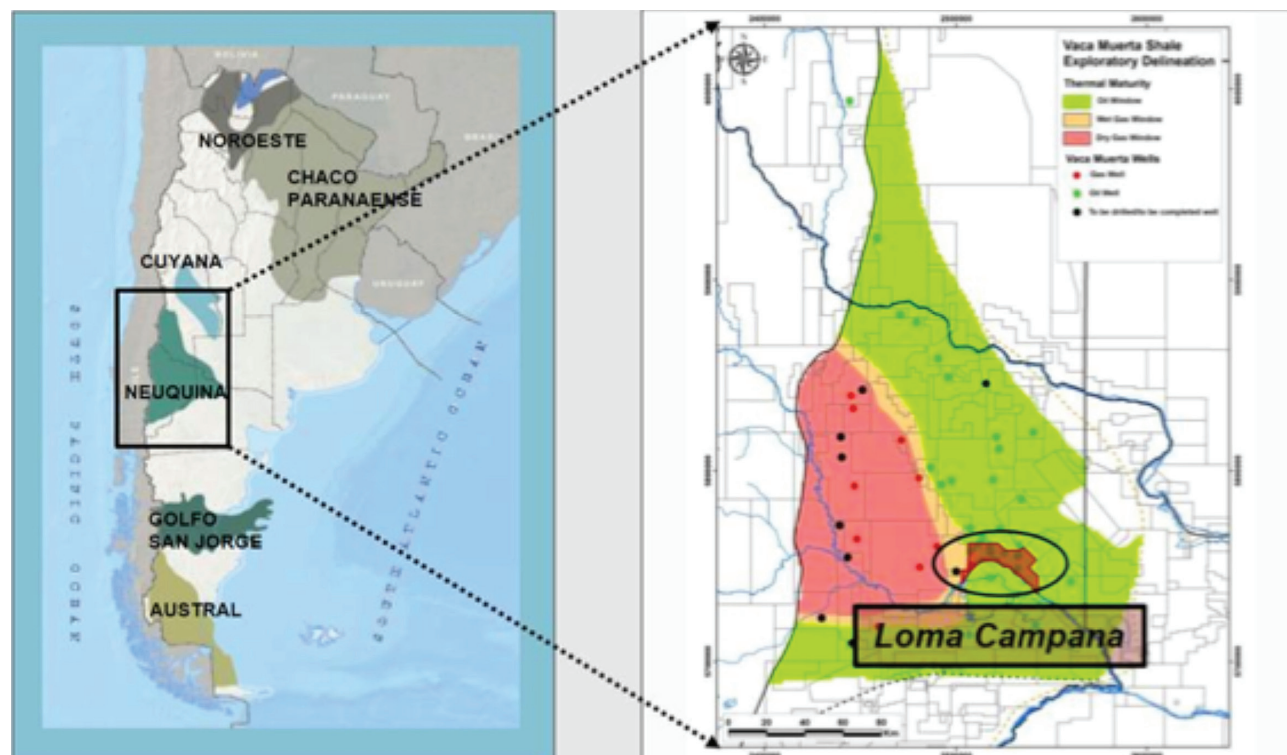


Figura 1. Ubicación geográfica.

Análisis de interferencias

A continuación, se detallan las consecuencias de que un pozo sea interferido sin haber tomado las precauciones necesarias para minimizar el impacto pueden ser significativas:

- Aumento del corte de agua y presión de boca de pozo en el pozo productor.
- Ahogue de un pozo surgente.
- Producción de arena con el consiguiente daño al SEA.
- Daño del SRV (*Stimulated Reservoir Volume*) del pozo productor.
- Pérdida de eficiencia de la fractura del pozo estimulado.

Si bien existen numerosos factores que influyen a la hora de intentar predecir si un pozo será interferido o no, es una premisa conocida el hecho de que existen distancias seguras que marcan el límite para la ocurrencia de los fenómenos de interferencias. Las distancias están basadas en estadística producto de la práctica y dependen de las características de cada campo.

Para realizar el análisis de interferencia se utiliza un software integrado que permite realizar el análisis a partir de la visualización de la trayectoria de los pozos (en ventanas 2D o 3D) y del análisis integrado de toda la información disponible del campo (estratigrafía, lineamientos, fallas, etc.).

Para realizar el análisis de interferencia se necesita una cierta información como *input* en el proyecto del software integrado del campo a analizar, esta información se lista a continuación:

- Pozos perforados en el campo:
 - Coordenadas definitivas.
 - Trayectorias definitivas.

- Niveles de navegación identificados.
- Pozos en los que se necesitan analizar la interferencia:
 - Coordenadas preliminares.
 - Trayectorias preliminares.
 - Nivel de navegación identificados.
 - Punzados y etapas preliminares del pozo a estimular.
- Sísmica del campo, con la interpretación de los niveles de navegación proporcionado por el equipo de geofísica.
- Mapa de discontinuidades interpretadas proporcionado por el equipo de geofísica.
- Esfuerzos horizontales del campo mapeados.

Una vez que se tiene el proyecto del campo cargado en el software integrado y los cronogramas de terminación y perforación, se realiza el análisis de las interferencias que pueden ocurrir durante la terminación de una locación.

El flujograma del análisis de interferencia entre pozos estimulando y pozos en producción comienza analizando la distancia entre dos pozos horizontales y/o verticales teniendo en cuenta las etapas de fractura del pozo que se prevé estimular (LSF) con respecto a los pozos vecinos ya perforados y en producción.

1. Si el pozo vecino en producción navega el mismo nivel o navega un nivel superior al pozo que se prevé estimular entonces se debe medir la distancia vertical (en la ventana 3D o la ventana de interpretación sísmica):
 - 1.1. En caso de ser dTVD menor a 60 m se debe seguir con el flujograma considerando si hay o no barreras de presión entre los pozos analizados.
 - 1.2. En caso de ser dTVD mayor a 60 m se debe seguir analizando la posibilidad de la existencia de lineamientos en subsuelo que generen una comunicación entre pozos. Si existen esos lineamientos, el pozo se debe cerrar, en caso contrario no.

Análisis de la situación	Riesgo asociado	Medida para adoptar	
Si se tiene 1 pozo barrera.	Con riesgo de conexión en subsuelo mediante lineamientos.	Riesgo alto.	Cerrar el pozo.
Si se tiene 1 pozo barrera. Si se tienen 2 pozos barrera.	Sin riesgo de conexión en subsuelo mediante lineamientos.	Riesgo medio.	Monitorear el pozo consecutivo al que se prevé estimular y en caso de detectarse conexión cerrar.
	Con riesgo de conexión en subsuelo mediante lineamientos.	Riesgo medio.	Monitorear el pozo consecutivo al que se prevé estimular y en caso de detectarse conexión cerrar.
Si se tienen 2 pozos barrera. Si se tienen > 2 pozos barrera.	Sin riesgo de conexión en subsuelo mediante lineamientos.	Riesgo bajo.	Monitorear el pozo consecutivo al que se prevé estimular y en caso de detectarse conexión cerrar.
	No hay riesgo.	No cerrar ni monitorear.	No cerrar ni monitorear el pozo a menos que se haya detectado conexión previa por lineamientos de subsuelo.

Tabla 1. Criterio de cierre pozo según barreras de presión.

Análisis de la situación	Lineamientos	A° respecto a S1	Riesgo	Medida a adoptar	
Pozo vertical u horizontal a igual nivel del pozo a estimular	A < de 700 m de distancia horizontal	No	< a 30°	Alto	Cerrar el pozo
	A < de 700 m de distancia horizontal	No	> a 30°	Bajo	No cerrar el pozo
		Sí	< a 30	Alto	Cerrar el pozo
	Entre 700-1200 m de distancia horizontal	Sí	> a 30°	Bajo	No cerrar el pozo
	A > de 1200 m	No	indistinto	Bajo	No cerrar el pozo
		indistinto	indistinto	indistinto	No cerrar el pozo

Tabla 2. Criterio de cierre pozo según distanciamiento.

Si se cumple la condición 1.1 y hay barreras de presión (uno o más pozos horizontales en producción cerrados al mismo nivel del pozo a estimular) se califica el riesgo de interferencia según la tabla 1.

No se consideran barreras de presión a pozos verticales; pozos horizontales a diferente nivel de navegación.

Si no existen barreras de presión entre pozos a estimular y productores dada la situación 1.1 y que estos pozos naveguen el mismo nivel, deben tenerse en cuenta variables, como la distancias, los lineamientos y los ángulos respecto al esfuerzo horizontal máximo (S1) para evaluar los riesgos.

A modo de conclusión se pueden enumerar algunas buenas prácticas producto de la experiencia:

- Los lineamientos en subsuelo y las zonas de riesgo estructural son de suma importancia para el análisis de interferencia.
- Tener una interpretación ajustada de la dirección de esfuerzos regionales en el campo es de suma importancia para determinar azimut de interferencia.

Finalmente, una vez definidos los pozos productores que deberán ser cerrados para minimizar una posible interferencia con un pozo que está siendo estimulado, se procede a implementar un cronograma de cierres.

Metodologías de aseguramiento de pozos

En los inicios del desarrollo del campo, la cantidad de pozos que tenían posibilidad de ser interferidos eran mínimos, debido a ello en el caso de los pozos productores surgentes se cerraban directamente las válvulas de la armadura, de la misma forma que se continúa haciendo en la actualidad; y en el caso de los pozos productores con bombeo mecánico se colocaban en el cronograma del equipo de *pulling* para intervenirlos, retirar toda la instalación de fondo y montarles una armadura de surgencia de 10 Mpsi. Esta forma de asegurar un pozo con bombeo mecánico se fundamentaba en evitar el aprisionamiento de la instalación de fondo por arena y en que la cantidad de cierres eran pocos, lo que permitía realizar este tipo de intervención para mitigaban cualquier complicación con el sistema de extracción.

En la medida que se fue incrementando el desarrollo del campo, también aumentaron los pozos con bombeo mecánico que debían ser cerrados. Este aumento devino en la necesidad de optimizar los tiempos de equipo de *pulling* para aseguramiento de pozo. Teniendo en cuenta esta premisa y que estadísticamente los arenamientos no eran frecuentes, se modificó la estrategia de aseguramiento y actualmente no se retira toda la instalación de fondo.

Entonces, cuando ingresa el equipo de *pulling* en los casos que sea necesario se desmonta solamente la cabeza de mula, luego se retira el puente de producción, el vástago y el primer trozo sin desclavar la bomba y a con-

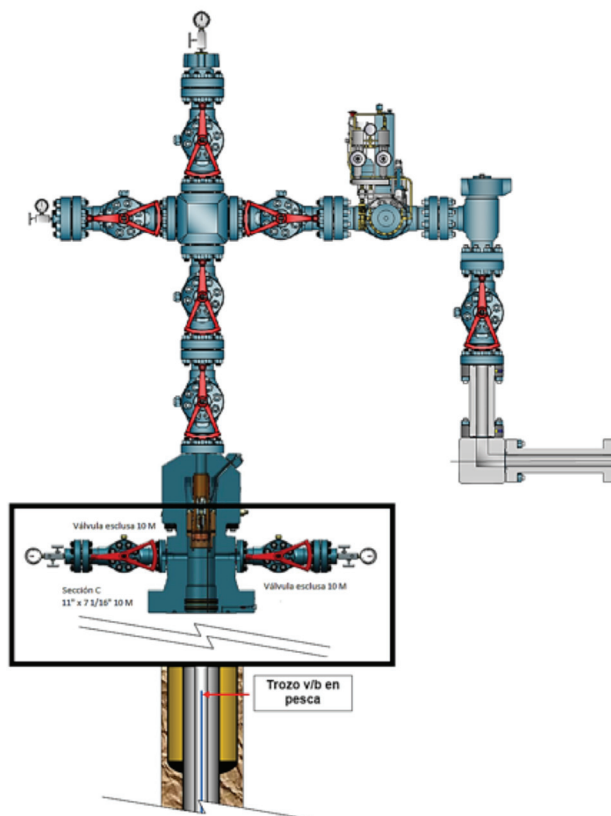


Figura 3. Esquema de aseguramiento con armadura de surgencia.

tinuación se monta sobre la sección T una armadura de surgencia serie 10 Mpsi (Figura 3).

Se debe tener en cuenta que asegurar un pozo de esta forma implica, que al finalizar la fractura en el pozo cercano y luego de pasar el *Frac-Hit*, es necesario intervenir nuevamente el pozo equipo de *pulling* para retirar la armadura de surgencia, pescar la sarta en pesca, colocar el vástago, instalar el puente de producción de bombeo mecánico y montar la cabeza de mula del AIB en los casos que corresponda.

En la medida que se incrementan la cantidad de pozos para cerrar por interferencia en simultáneo y poder asegurarlos a todos, esta metodología de aseguramiento con armadura de surgencia requiere que se cierren con varios días de anticipación con la consecuente pérdida de producción, además se suma la pérdida asociada a las intervenciones con equipo de *pulling*.

Para minimizar las pérdidas de producción por cierres anticipados, por puesta en marcha y para optimizar la utilización del recurso de equipo de *pulling*, se propone la instalación de una nueva tecnología que consiste en un dispositivo con doble ram para 10 Mpsi. Este dispositivo es una combinación de una T de flujo y una BOP que tiene la capacidad de cerrar contra el vástago y permanecer instalado en el puente de producción. Este cuenta con salidas laterales bridadas y extremos inferior y superior también bridados (Figura 4).

Además, cuenta con tres puertos con conexión 1/2" NPT, uno por debajo del ram inferior, otro entre los rams y otro sobre el ram superior. Estos pueden ser utilizados como puntos de purga o bien como punto de medición de presión. En la parte superior, cuenta con una brida compañera con rosca interna 2 7/8" EUE de modo de poder vincular un Pup Joint o directamente el T-prensa.

Como se mencionó, los rams cierran sobre el vástago. Estos deben ser cerrados en forma alternada entre los

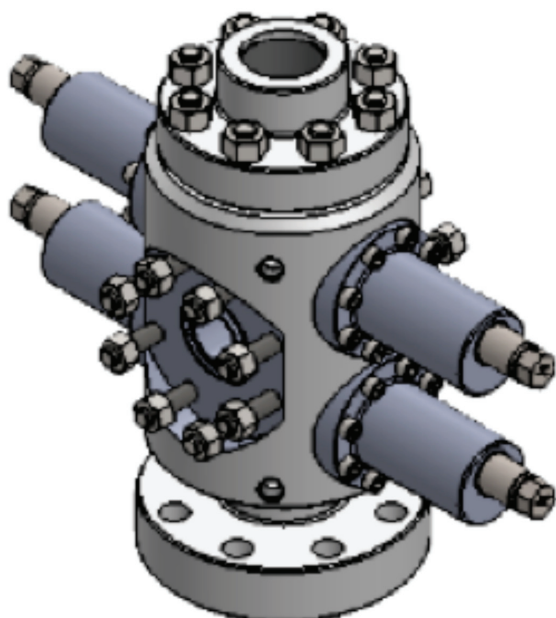


Figura 4. Esquema Rod Lock-BOP.

rams para tener un buen sello, y en escalones de torque hasta alcanzar el torque especificado por el fabricante de modo que el dispositivo pueda cumplir con las siguientes prestaciones:

- Permitir un sello que soporte 10 Mpsi de presión.
- Soportar una carga de 25 Mlb de peso.

Los materiales de los rams están compuestos por elastómeros y estos pueden ser seleccionados en función del fluido de producción del pozo o del yacimiento donde será instalado. A modo de ejemplo en la tabla 3 se muestra la selección de elastómeros.

Guía de aplicación	E-1	E-2	E-3	E-4	E-5
Relative cost	\$	\$	\$\$\$	\$\$\$	\$\$\$\$
Aromatics (Xylene, Toluene)	4	4	1	4	1
Amines (mixed)	4	4	3	2	1
CO ₂ (dry, or cold)	1	1	1	1	1
HCl 37%	4	3	1	1	1
H ₂ S (dry, cold)	1	1	2	1	1
Petroleum oil (below 120 °C)	1	1	1	1	1
Petroleum oil (above 120 °C)	4	3	2	2	1
Stream (below 150 °C)	4	4	3	2	1
Steam (above 150 °C)	4	4	4	3	2

Tabla 3. Selección de elastómeros de rams.

En nuestras operaciones se utiliza este dispositivo como un elemento más adicional en el puente de producción de bombeo mecánico, de modo que solo sea utilizado para los cierres por interferencias y no para las operaciones diarias de producción como puede ser un cambio de empaquetadura. También se lo utiliza como un elemento de cierre maestro en el caso que se necesite cambiar el T-prensa y no ingresar con equipo de *pulling* como se hace actualmente. Esta decisión está basada en el hecho de disminuir la manipulación y la utilización de los rams para extender su vida útil.

En la figura 5 se muestra el típico de puente de producción para los pozos con bombeo mecánico que cuentan con este dispositivo.

La instalación de este dispositivo (Rod Lock - BOP) nos permite cerrar los pozos que tienen riesgo de sufrir un *Frac-Hit*, debido a la estimulación de un pozo cercano con un menor tiempo de anticipación, así se logra disminuir las pérdidas de producción que ocurren al asegurar un pozo con equipo de *pulling*. Además, se disminuyen las pérdidas al momento de la apertura, luego de la despresurización, porque no es necesario el recurso de equipo de *pulling* para poner en producción el pozo.

Entonces, en función de lo expuesto, la metodología de cierres por interferencia con este dispositivo Rod Lock-BOP implica las siguientes secuencias de tareas elementales, que se realizan según las circunstancias:

1. Instalación del Rod Lock-BOP para 10 Mpsi.
2. Cierre y Pruebas de hermeticidad del Rod Lock-BOP.
3. Apertura parcial y despresurización del pozo luego del *Frac-Hit*.
4. Apertura total y PEM del SEA bombeo mecánico.

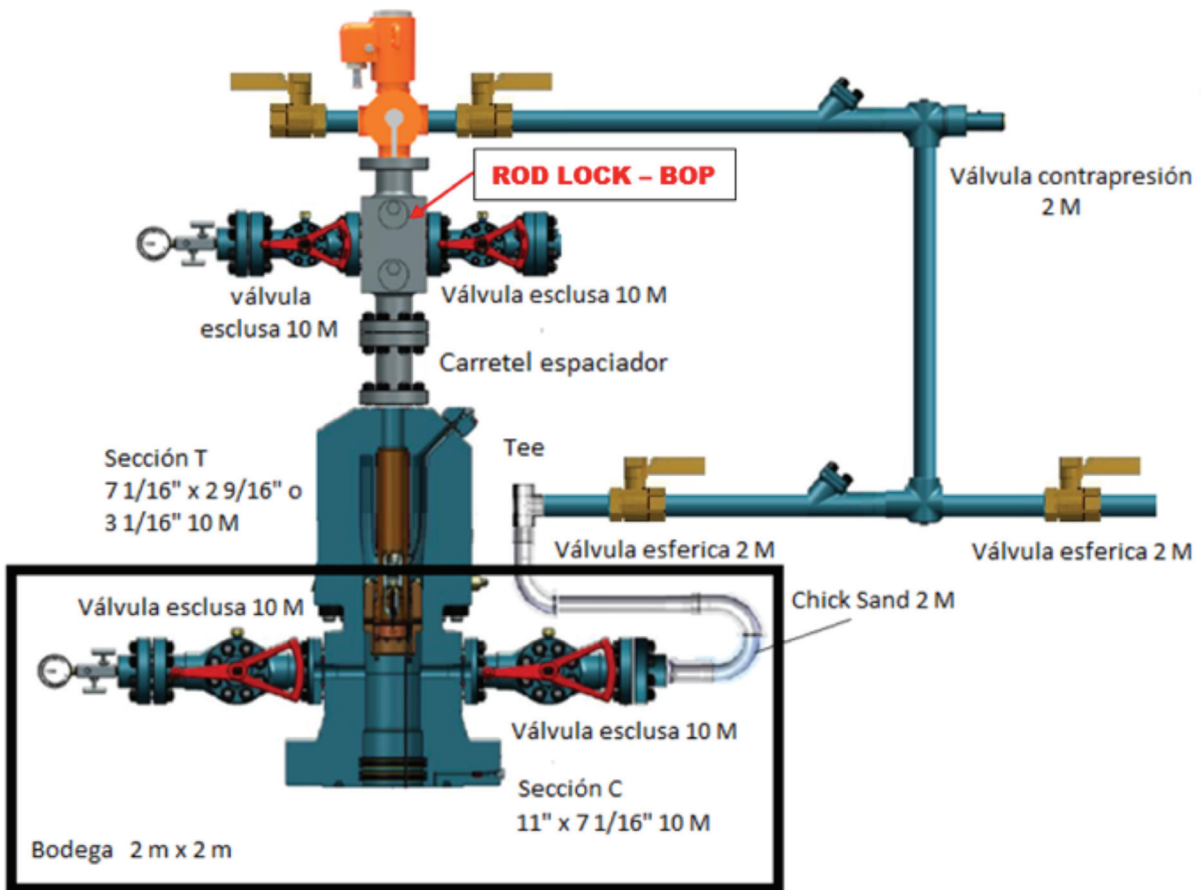


Figura 5. Esquema de instalación de Rod Lock-BOP en BM.

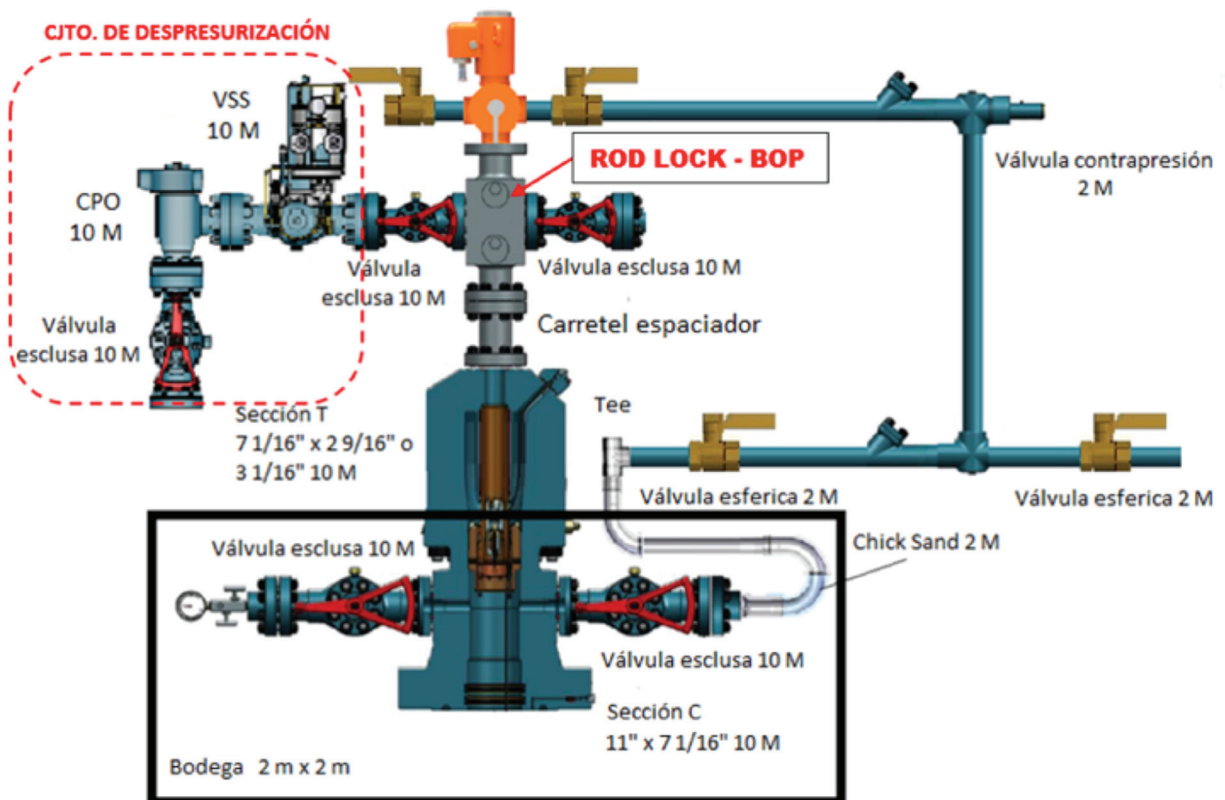


Figura 6. Esquema de aseguramiento con Rod Lock-BOP en BM.

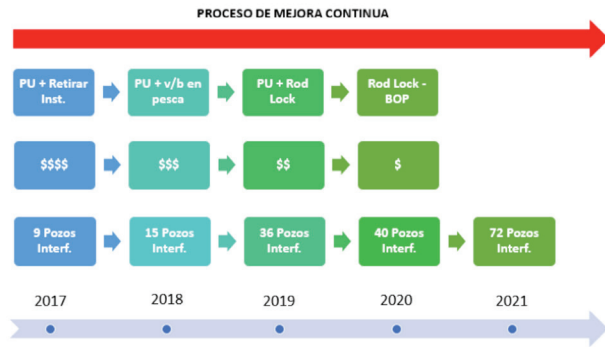


Figura 7. Proceso de mejora continua.

Para despresurizar el pozo una vez que finaliza la estimulación del pozo cercano, sobre una salida lateral del Rod Lock-BOP se monta un conjunto de 10 Mpsi, compuesto por una VSS, caja porta orificio y una válvula exclusiva, como se muestra en la figura 6.

Esta reducción de costos y tiempos en la metodología fue posible gracias a la implementación del proceso de mejora continua, que permitió alcanzar los objetivos establecidos y posibilitará seguir mejorando (Figura 7).



Figura 8. Prueba hidráulica a 10 Mpsi en el sentido de flujo y aplicada sobre el área transversal del vástago.



Figura 9. Prueba hidráulica a 10 Mpsi entre los rams.

Metodología de aseguramiento con Rod Lock-BOP

Para piloto de aseguramiento con Rod Lock-BOP fueron seleccionados seis pozos con riesgo de ser interferidos. Según la experiencia del piloto, para poder dejar asegurado un pozo con bombeo mecánico, debido a riesgo de Frac-Hit, se pueden dar las siguientes alternativas:

- Instalar el Rod Lock-BOP en un pozo que se dejará asegurado (Pzo-1, Pzo-4, Pzo-5 y Pzo-6);
- Asegurar un pozo mediante el cierre del Rod Lock-BOP (Pzo-2 y Pzo-3);
- Instalar el Rod Lock-BOP en una intervención de falla u otra, teniendo en cuenta que en el futuro el pozo deberá ser asegurado por riesgo de Frac-Hit (Pzo-2 y Pzo-3).

Antes de montar cada uno de los Rod Lock, se les realizaron dos tipos de pruebas hidráulica, una para asegurar la hermeticidad del cierre de los rams contra el vástago, y la otra para verificar que no exista desplazamiento del vástago una vez aplicado el torque recomendado por el fabricante en los rams (Figuras 8 y 9).

Entonces para dejar asegurado un pozo con bombeo mecánico, despresurizarlo luego del Frac-Hit y ponerlo en producción nuevamente se deben cumplir parte o la totalidad de las tareas descritas a continuación en función de las alternativas mencionadas.

Montaje

Para todas las alternativas el montaje del Rod Lock-BOP se realiza con equipo de *pulling*. Este se monta en el lugar del *pup joint* sobre la sección T colocando además un carretel para proporcionarle altura como se muestra en la figura 10.



Figura 10. Instalación Pzo-6.

Cierre de rams del Rod Lock-BOP

Los rams deben ser cerrados mediante cierres alternados de cada lado, girando en sentido horario. Iniciando

Montaje de Rod Lock con Pulling

Cierre de pozo con Rod Lock

Despresurización

Puesta en marcha BM

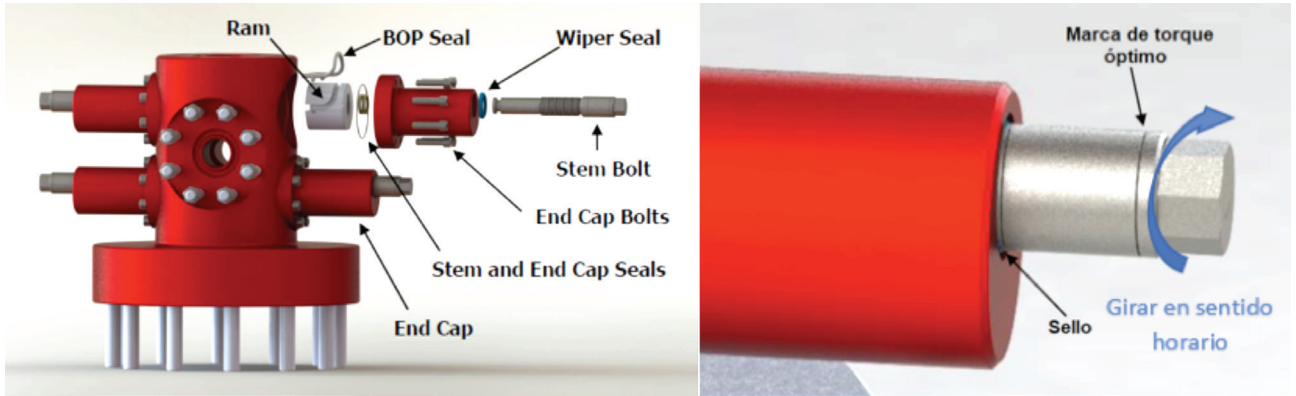


Figura 11. Rams de Rod Lock-BOP.

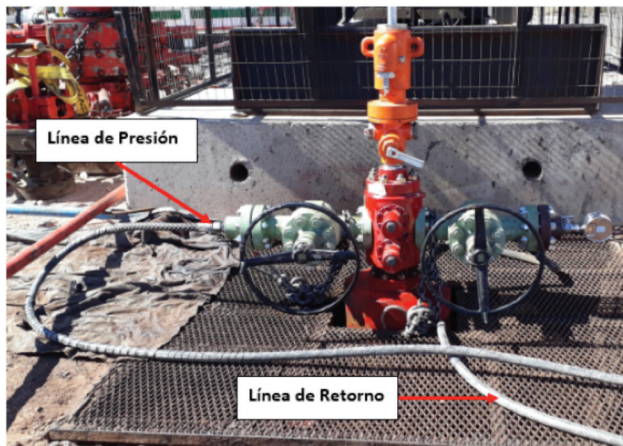


Figura 12. Conexión prueba hidráulica Pzo-1.

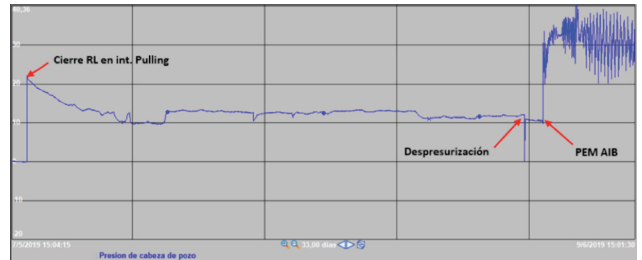


Figura 14. Registro de presión durante cierre de RL en Pzo-6.

con el 25% del torque final a cada lado, luego al 50% de cada lado, luego al 75% de cada lado y finalmente al 100% de cada lado. El torque final sugerido por el fabricante es de 110 Kg*m (800 lbs*pie).

En caso de no cumplir con esta consigna, se corre el riesgo de deformar la barra pulida y no lograr la hermeticidad necesaria (Figura 11).

Una vez que se han cerrado los dos rams, se procede a realizar la prueba hidráulica en campo para verificar el cierre efectivo. Esta prueba a diferencia de la que se realiza en el banco de pruebas se hace a 8 Mpsi, es decir, al 80% de la presión máxima de cierre 10Mpsi.

La prueba hidráulica consiste en purgar el espacio

entre los rams para evacuar todo el aire/gas atrapado, luego se incrementa la presión en escalones hasta alcanzar la presión final de 8 Mpsi y se observa que se mantenga (Figuras 12 13 y 14).

Despresurización

Una vez que se determina que no existe riesgo de Frac-Hit y se habilita a abrir el pozo, previamente se tiene que montar sobre una de las salidas laterales del Rod Lock-BOP una rama de alta presión serie 10 Mpsi. Este conjunto lateral está compuesto por una válvula de seguridad (VSS), una caja porta orificio (CPO) y una válvula exclusiva (Figura 15).

Para poder comenzar con el proceso de despresurización se debe abrir el ram inferior del Rod Lock-BOP y la válvula exclusiva lateral de manera de habilitar el conjunto de despresurización. Este conjunto, por seguridad, se monta por defecto independientemente del registro de presión que se tenga del pozo y se realiza la apertura del pozo a través de este y se monitorea la presión.

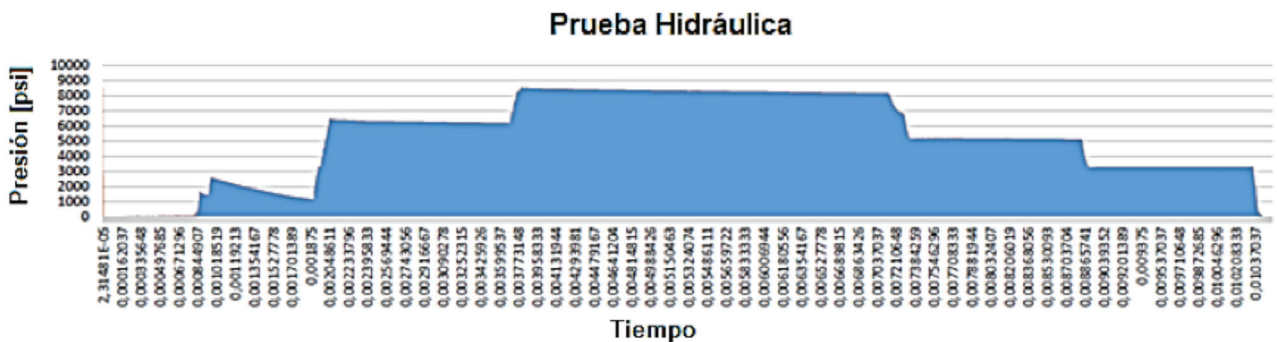


Figura 13. Registro de prueba hidráulica.

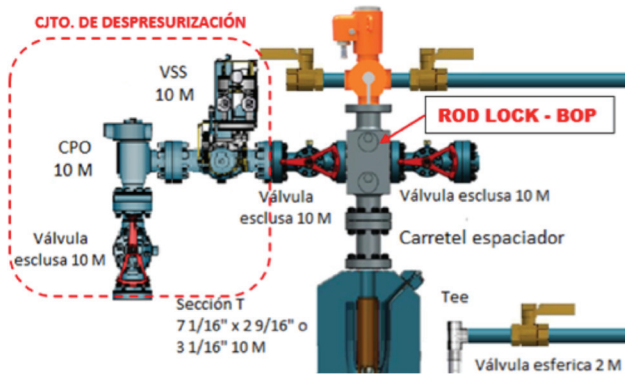


Figura 15. Conjunto de despresurización.

En función de cómo evolucione la presión, cuando esta alcance un valor por debajo de la presión de trabajo del puente de producción, se habilita el pozo a través del puente de producción de bombeo mecánico (Figura 16).

En las figuras 17 y 18 se pueden ver las caídas de presión durante la despresurización de los Pzo-4 y Pzo-5. Al abrir el

ram inferior, el ram superior soportó una presión máxima de 157 Kg/cm² (2234 psi) y de 272 kg/cm² (3869 psi), respectivamente en cada pozo de manera satisfactoria.

Puesta en marcha AIB

Una vez que durante la despresurización se alcance la presión de operación del bombeo mecánico, Pbdp < 30 kg/cm², se procede a abrir en su totalidad el Rod Lock-BOP para liberar el sello sobre el vástago y así poner en marcha el AIB. Además, se debe vincular nuevamente la entre columna, ya que por los estándares establecido de seguridad, al momento del cierre por interferencia esta se desvincula.

Lecciones aprendidas

El Rod Lock-BOP se instaló en seis pozos, de los cuales continúan instalados en cinco pozos. En el pozo que se desinstaló, la causa fue PH negativa de los rams, por eso se colocó una armadura de surgencia para asegurarlo y fue a partir de este pozo que surgieron la mayor cantidad de acciones de mejora.



Figura 16. Instalación del conjunto de despresurización en Pzo-5.

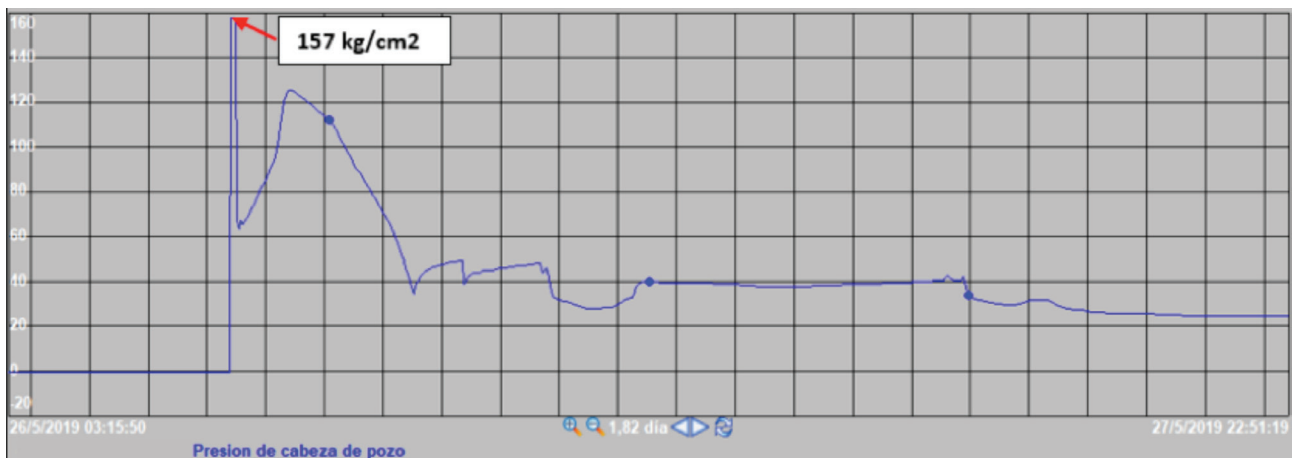


Figura 17. Registro de presión durante despresurización Pzo-4.

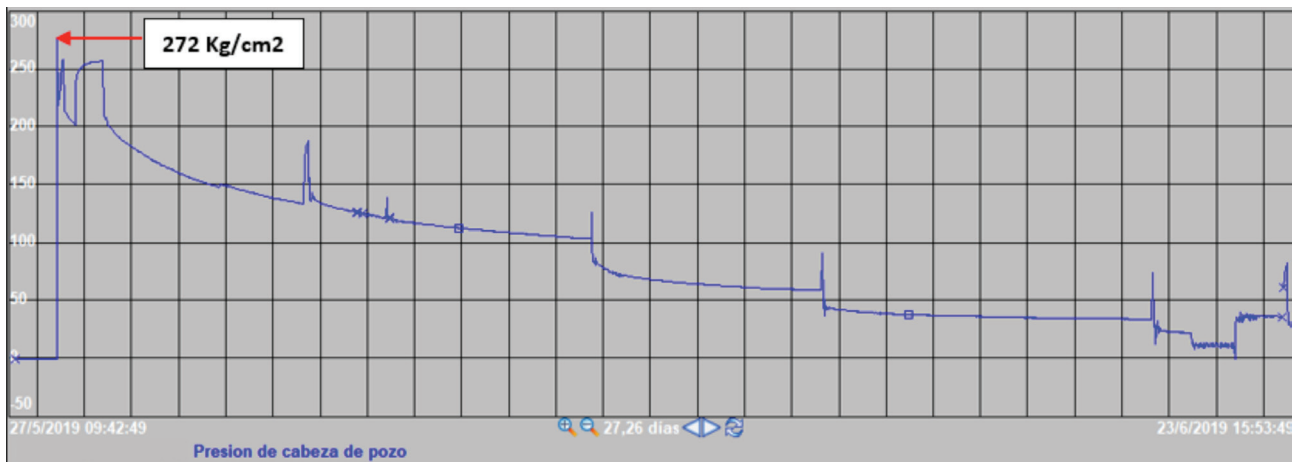


Figura 18. Registro de presión durante despresurización Pzo-5.

- Prueba Hidráulica (PH) de cierre: se implementó, previo a iniciar la PH, recircular con agua a través de las válvulas laterales y retornando por el puerto superior del Rod Lock durante un tiempo determinado y estrangulando la salida con una válvula aguja con venteo. Esta acción de mejora, debido a que en el Pzo-1 la PH resultó negativa por el entrapamiento de aire en los intersticios de las válvulas y del Rod Lock-BOP. Si bien los intersticios son pequeños, la presencia de aire afecta en forma significativa el resultado de la PH (Figura 19).
- Colocar carretel espaciador: para proporcionar altura y que las válvulas laterales del Rod Lock-BOP no impidan o facilite la vinculación del puente de

producción de bombeo mecánico a la salida de entre columna en la sección C y permita la manipulación libre de los volantes de las válvulas (Figura 20).

- Marca de torque óptimo de bulones en bonete de rams. Se especificó que se identifique con una marca que tales bulones (indicados en la figura 21) tienen el torque óptimo de ajuste. Esto surgió a partir de una falla observada en la PH en campo en uno de los Rod Lock-BOP, en la cual se produjo la deformación del o’ring empaquetador provocando la pérdida de hermeticidad. Además, como acción preventiva se verifi-

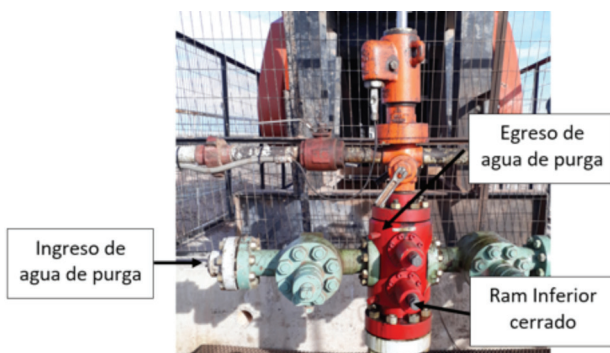


Figura 19. Prueba Hidráulica en instalación de Rod Lock-BOP.

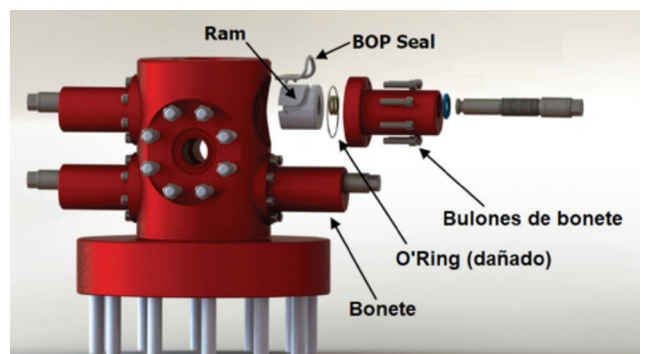


Figura 20. Instalación con carretel espaciador.



Figura 21. Marca de torque en bulones de bonete de rams.

có el correcto torque (110 lb.ft) de los Rod Lock-BOP instalados en el resto de los pozos (Figura 21).

Puertos del Rod Lock-BOP con válvulas 10 Mpsi: la PH debe realizarse con válvulas aguja con venteo de 10 Mpsi, de modo que no exista manipulación de los puertos una vez probados y que los sensores se coloquen luego de las válvulas. Esto permitirá monitorear la presión del pozo durante el cierre, aunque en algunos de los Rod Lock-BOP instalados no se pudo realizar (Figura 22).

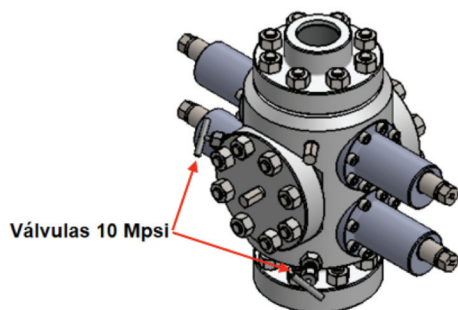


Figura 22. Válvulas 10 Mpsi en puertos de Rod Lock-BOP.

- Estandarización de las conexiones bridadas: se estandarizaron las conexiones bridadas a una medida con la que se cuenta con materiales recurrentes y disponibles. Esto es importante, ya que cuando la cantidad de cierres de pozos es grande, el stock de los materiales para las salidas laterales del Rod Lock-BOP y para el conjunto de despresurización se vuelve crítico y puede ocasionar pérdidas de producción por demora en el enganche del pozo luego del cierre.

Conclusiones y futuros pasos

El piloto de seis pozos fue satisfactorio y cubrió las expectativas que se esperaban, los cierres se realizaron correctamente y soportaron la presión generada por los Frac-Hit como consecuencia de la estimulación de un pozo cercano.

Los pozos que fueron cerrados con el Rod Lock-BOP instalado en una intervención de falla permitieron un tiempo de respuesta rápido ante un cierre temprano. Esta tecnología posibilitó que el Pzo-2 sea cerrado antes del tiempo establecido y no demorar la estimulación del pozo cercano, lo que hubiese ocurrido si se cerraba mediante la instalación de una armadura de surgencia a través de una intervención con equipo de *pulling*.

Además, permitió reducir las pérdidas de producción por no tener que intervenir el pozo con equipo de *pulling* para desmontar la armadura de surgencia y dejar el pozo enganchado, para luego poner en marcha el AIB, ya que con esta tecnología el AIB está siempre enganchado y una vez abierto los rams se puede poner en marcha.

La utilización de Rod Lock-BOP en los cierres permitió un ahorro significativo comparado con la metodología tradicional. Cabe aclarar que el ahorro en los pozos en los que fue instalado en la intervención de falla, previendo que debían ser cerrados por riesgo de Frac-Hit, presentaron un ahorro de un 75% en comparación con la metodología tradicional, mientras que en los casos en los que la instalación se realizó con equipo de *pulling* para poder asegurar el pozo, el ahorro fue del orden del 32% (Tabla 4).

Pozo Interferido	Ahorro [%] Metodología tradicional
Cierre con PU (inst. Rod Lock) y apertura con ROD LOCK - BOP	32%
Cierre y apertura con ROD LOCK - BOP	75%

Tabla 4. Ahorros con la instalación de Rod Lock-BOP.

Se estima que, en la medida que se avance en el desarrollo del campo, la cantidad de pozos que tendrán riesgo de Frac-Hit y por lo tanto deberán ser cerrados, se incrementará sustancialmente. La aplicación de esta tecnología permitirá un ahorro significativo en el presupuesto anual y una mejor utilización del recurso de equipo de *pulling*.

Futuros pasos

- Implementar esta tecnología en la totalidad de los pozos que se deban cerrar por riesgo de Frac-Hit.
- Teniendo en cuenta el plan de cierres de pozos anuales, se instalará preventivamente en aquellos pozos que deban ser intervenidos por falla u otro motivo.
- Implementar esta tecnología en los pozos que formen parte del piloto de "bombeo mecánico de alto caudal".
- Evaluar la estandarización de esta tecnología en los puentes de bombeo mecánico, debido al incremento exponencial de pozos a cerrar a causa del Frac-Hit por interferencia.

Referencias

Manual de Operación y Mantenimiento, Rod Lock Bolt on End Cap. Rev-1, 2017.

CHAMPIONX

Mejorando Vidas.

Somos ChampionX. Y brindamos más de un siglo de experiencia global a la industria del petróleo y gas de upstream y midstream. Ofrecemos programas y servicios químicos que incluyen:

- Productos químicos para onshore y offshore
- Soluciones de automatización y optimización
- Tecnologías de levantamiento artificial

Nalco Champion y Apergy, dos líderes mundiales ahora trabajando juntos para brindarles valor.



Somos ChampionX.

GOALZERO
YOU LEAD

championX.com