

Dispositivo 10 Mpsi para cierre de pozos con BM debido a Frac-Hit en Yac. No Convencionales

Fernando Villagra, YPF S.A., fernando.m.villagra@ypf.com; Leandro Erviti, YPF S.A., leandro.erviti@ypf.com; Ignacio Cuneo, YPF S.A., ignacio.a.cuneo@ypf.com; Luciano Bossotto, Chevron, luciano.p.bossotto@set.vpf.com

Palabras claves: Frac-Hit, Interferencia, Bombeo Mecánico, Aseguramiento, Rod Lock – BOP, No Convencionales.

Resumen

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 que se trate de un pozo con bombeo mecánico, esta presión puede superar la serie de presión del puente de producción (2000 psi) y comprometer la integridad del mismo con el consiguiente impacto ambiental.

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 periodo 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 perdidas por el cierre en sí mismo. También implica un elevado costo por intervenciones de pulling y un costo de oportunidad debido a que se debe destinar 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. El mismo 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, para cierres por interferencia futuros, los mismos pueden ser realizados directamente con una cuadrilla de servicios auxiliares.

Abstrac

The development of Unconventional basin involves the drilling of horizontal wells with spacing between 250 – 400 m, in order to stimulate the largest portion of the reservoir without leaving unstimulated areas. This way of development implies what is known as Frac-Hit, where the stimulated well interferes with the neighbor's wells generating abnormal pressure increase. In the case of Sucker Rod Pumps (SRP) wells, this incremental pressure could exceed the pressure rating of the well head and production lines (2000 psi) compromising piping integrity with the consequent environmental impact.

The current practice in NOC Oil consist on identify the SRP wells that are inside the frac-hit risk zone and perform a pulling job to change the well head to 10 Kpsi. This operation involves two interventions with pulling rig, one to change the Christmas tree, that are going to remain in the well for the whole period of the stimulation, and the other, for changing the well head back to normal after the well is bled off. This practice is very effective but involves high costs due to pulling times (plus costs of opportunity) plus production losses.

As part of the continuous improvement process and through the benchmark with other operators, in the basin and the USA, the installation of a 10 Kpsi series device on the T section is proposed. It has 2 rams for 10 Kpsi that close directly on the polished rod, avoiding intervention with rig. In addition, this device allows depressurization of the well, once the

stimulation is finished, in a simple and safe way, similar to a Christmas Tree. This device will remain in the well so as a plus, it can be use during several frac-hit with minimal maintenance costs.

Ubicación Geográfica

El piloto en el cual 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.

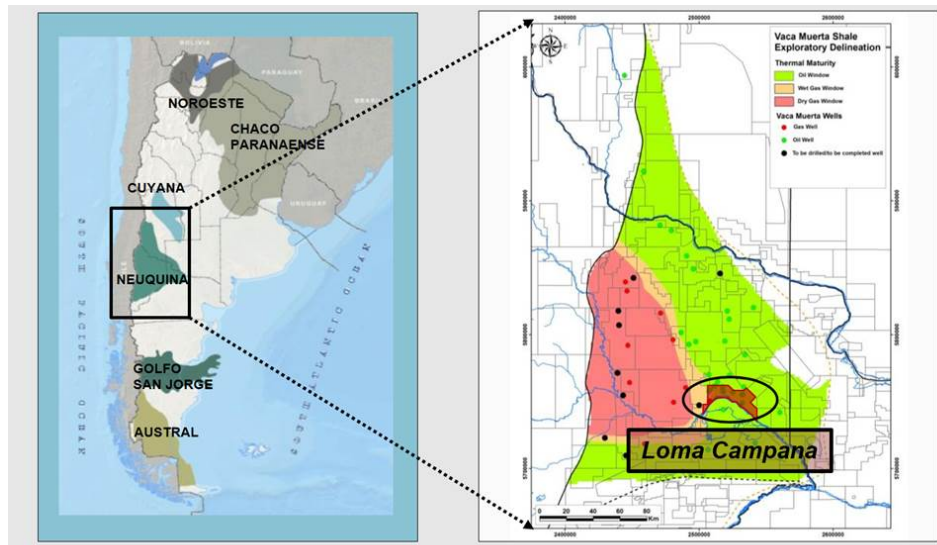


Fig. 1: Ubicación geográfica

A su vez, el yacimiento está dividido en 5 áreas y los pozos seleccionados son del área Centro y Este.

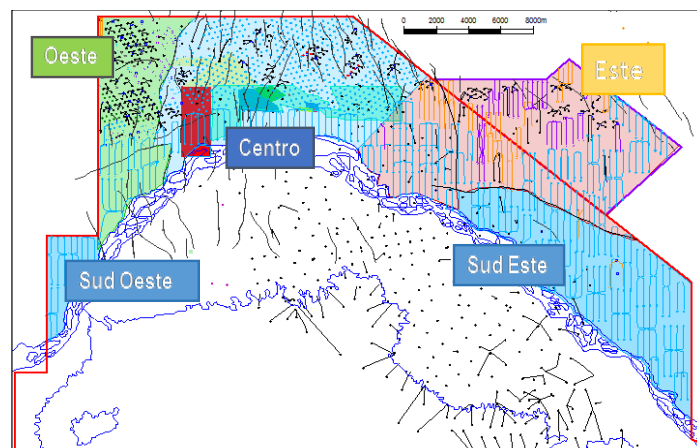


Fig. 2: Áreas Yac. Loma Campana

Análisis de interferencias

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

- 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 mismas 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, dicha información se lista a continuación:

- Pozos perforados en el campo:
 - Coordenadas definitivas.
 - Trayectorias definitivas.
 - Niveles de navegación identificados.
- Pozos en los cuales 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 dichos lineamientos el pozo se debe cerrar, en caso contrario no.

Si se cumple la condición 1.1 y hay barreras de presión (uno o más pozos horizontales en producción cerrado/s al mismo nivel del pozo a estimular) se califica el riesgo de interferencia en:

Análisis de la situación		Riesgo Asociado	Medida a 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.

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, debe tenerse en cuenta las siguientes variables: distancias, lineamientos y ángulos respecto al esfuerzo horizontal máximo (S1) para evaluar los riesgos.

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
	Entre 700-1200 m de distancia horizontal	Si	< a 30	Alto	Cerrar el pozo
		Si	> a 30°	Bajo	No cerrar el pozo
		No	indistinto	Bajo	No cerrar el pozo
	A > de 1200 m	indistinto	indistinto	indistinto	No cerrar el pozo

Tabla 2. Criterio de cierre pozo según distanciamiento.

Como 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 por lo que para 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 para 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 la posibilidad de aprisionamiento de la instalación de fondo por arena y en que la cantidad de cierres eran pocos, permitiendo realizar este tipo de intervención que mitigaban cualquier complicación con el sistema de extracción.

En la medida que fue incrementando el desarrollo del campo, también fueron incrementado los pozos con Bombeo Mecánico que debían ser cerrados. Este aumento resultó en la necesidad de optimizar los tiempos de equipo de Pulling para aseguramiento de pozo. Bajo 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, se retira el vástago y el primer trozo sin desclavar la bomba y luego se monta sobre la sección T una armadura de surgencia serie 10 Mpsi

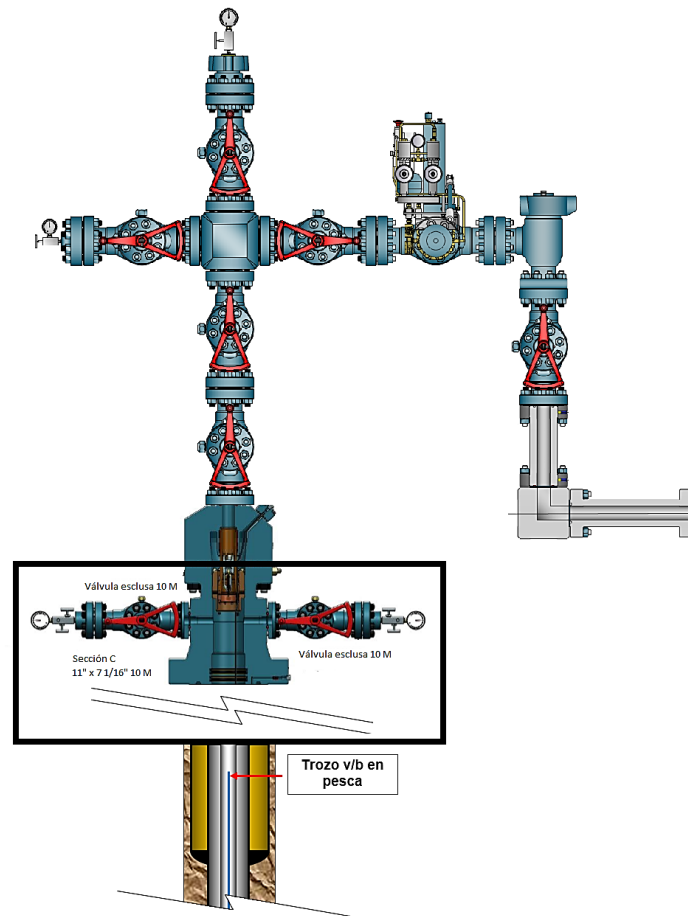


Fig. 3: Esquema de aseguramiento con armadura de surgencia.

Se debe tener en cuenta que asegurar un pozo de esta forma implica que, luego de finalizada la fractura en el pozo cercano y habiendo pasado 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 a cerrar por interferencia en simultaneo, esta metodología de aseguramiento con armadura de surgencia implica que, para lograr asegurar todos los pozos, sea necesario cerrarlos con varios días de anticipación con la consecuente pérdida de producción, sumando además la perdida 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 te de flujo y una BOP que tiene la capacidad de cerrar contra el vástago y permanecer instalado en el puente de producción. El mismo cuenta con salidas laterales bridadas y extremos tanto inferior como superior también bridados.

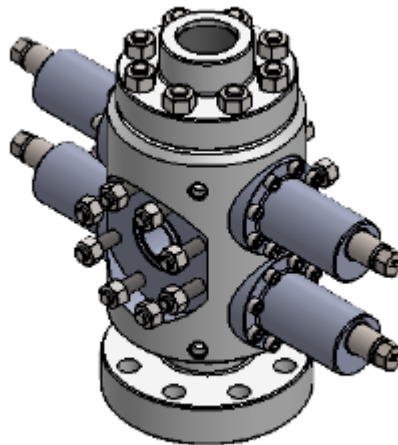


Fig. 4: Esquema Rod Lock – BOP

Además, cuenta con 3 puertos con conexión ½” 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 anteriormente los rams cierran sobre el vástago. Los mismos deben ser cerrados en forma alternada entre los 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.

En cuanto a los materiales de los rams, están compuestos por elastómeros y los mismos pueden ser seleccionados en función del fluido de producción del pozo o del yacimiento donde va a ser instalado. A modo de ejemplo se muestra el siguiente cuadro de 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
H ₂ S (wet,cold)	4	4	2	1	1
Petroleum Oil (below 120°C)	1	1	1	1	1
Petroleum Oil (above 120°C)	4	3	2	2	1
Steam (below 150°)	4	4	3	2	1
Steam (above 150°)	4	4	4	3	2

Tabla 3: Selección de Elastómeros de Rams.

Para despresurizar el pozo una vez que finaliza la estimulación del pozo cercano, se monta sobre una salida lateral del ROD LOCK – BOP un conjunto de 10 Mpsi, compuesto por una VSS, caja porta orificio y una válvula exclusiva, como se muestra en la siguiente figura esquemática,

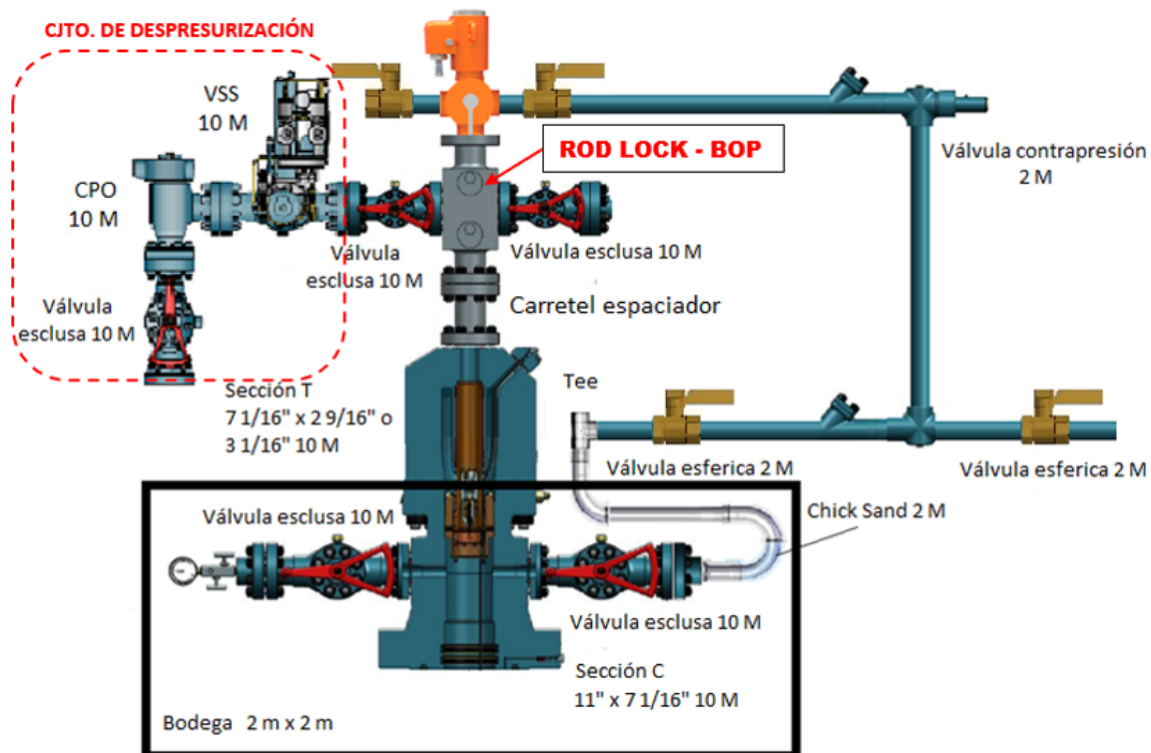


Fig. 6: Esquema de aseguramiento con Rod Lock – BOP en BM.

Esta reducción de costos, tiempos y en la metodología fue posible gracias a la implementación del proceso de mejora continua el cual permitió alcanzar los objetivos establecidos y permitirá seguir mejorando.

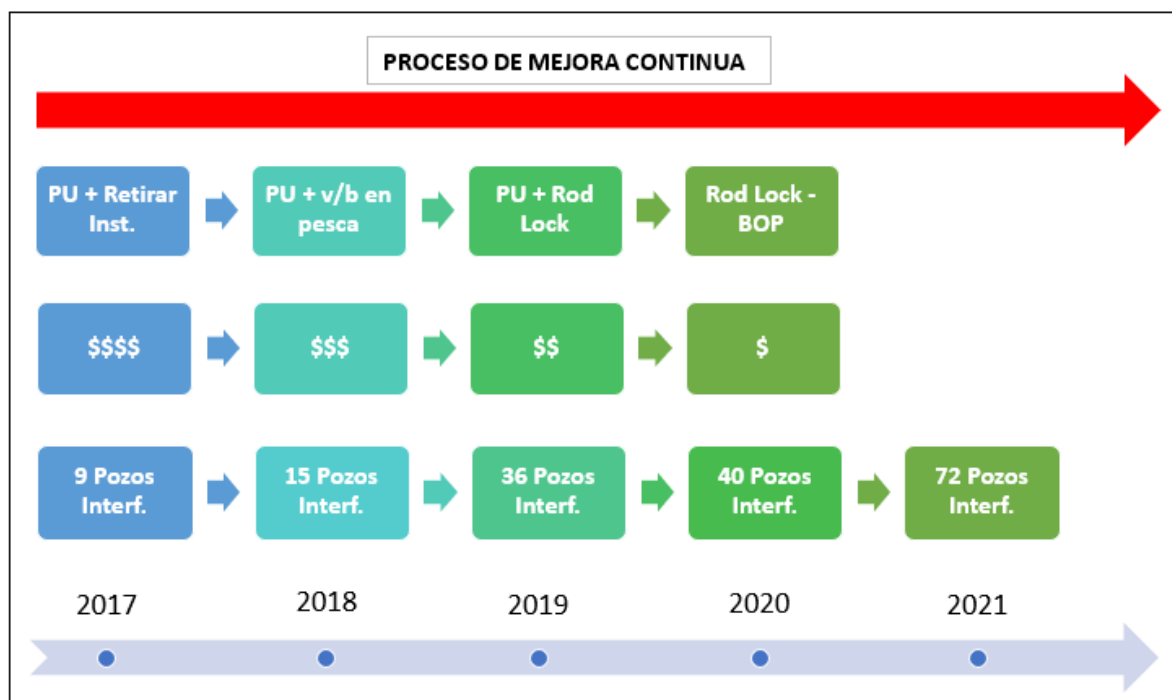


Fig. 7: Proceso de mejora continua.

Metodología de aseguramiento con ROD LOCK - BOP

Para piloto de aseguramiento con ROD – LOCK BOP fueron seleccionados 6 pozos que tenían 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:

- a) Instalar el ROD LOCK – BOP en un pozo que se dejará asegurado (Pzo-1, Pzo-4, Pzo-5 y Pzo-6);
- b) Asegurar un pozo mediante el cierre del ROD LOCK – BOP (Pzo-2 y Pzo-3);
- c) Instalar el ROD LOCK – BOP en una intervención de falla u otra, previendo que en el futuro el pozo deberá ser asegurado por riesgo de Frac-Hit (Pzo-2 y Pzo-3).

Previo a montar cada uno de los ROD LOCK se le realizaron 2 tipos de pruebas hidráulica, para asegurar la hermeticidad del cierre de los rams contra el vástago y otra para verificar que no exista desplazamiento del vástago una vez aplicado el torque recomendado por el fabricante en los rams.



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



Fig. 9: Prueba hidráulica a 10 Mpsi entre los rams.

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 descriptas a continuación en función de las alternativas mencionadas anteriormente:

Montaje de Rod
Lock con Pulling

Cierre de pozo con Rod
Lock

Despresurización

Puesta en marcha
BM

Montaje

Para todas las alternativas el montaje del ROD LOCK – BOP se realiza con equipo de Pulling. El mismo se monta en el lugar del pup joint sobre la sección T colocando además un carretel para proporcionarle altura como se muestra en la siguiente imagen.



Fig. 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 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.

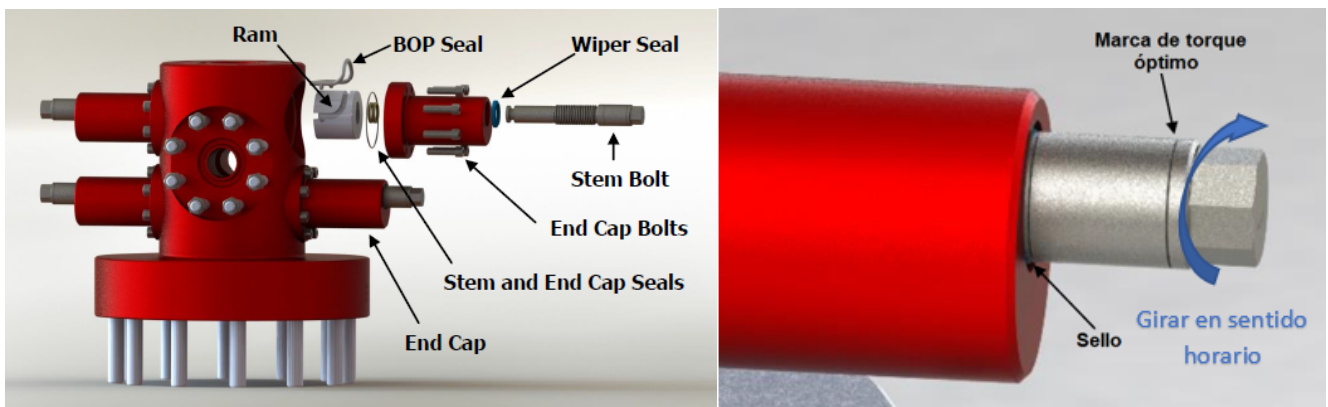


Fig. 11: Rams de Rod Lock – BOP.

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 realizada en el banco de pruebas se realiza 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 entrampado, luego incrementar presión en escalones hasta alcanzar la presión final de 8 Mpsi y observar que se mantiene.

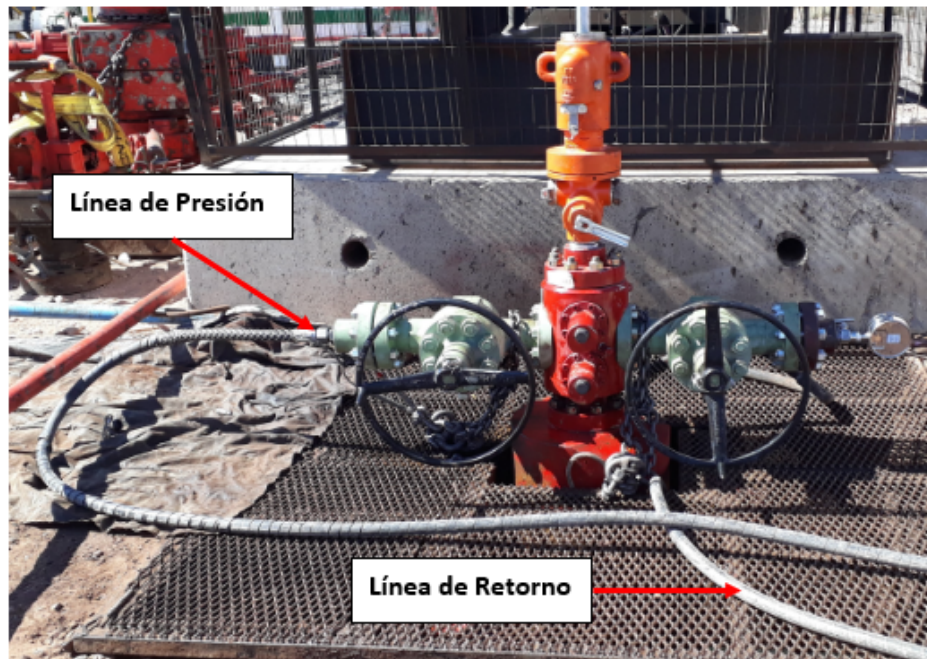


Fig. 12: Conexión Prueba Hidráulica Pzo-1.

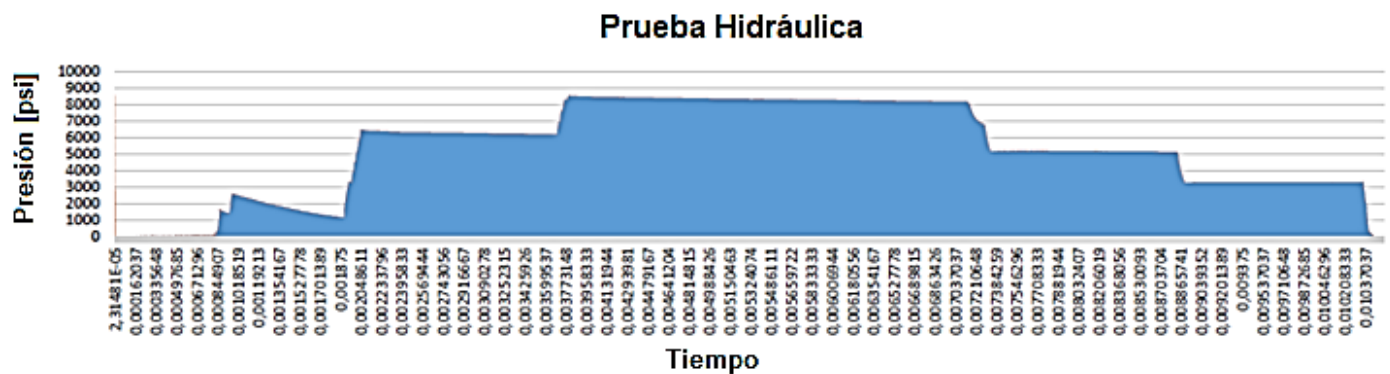


Fig. 13: Registro de prueba hidráulica.

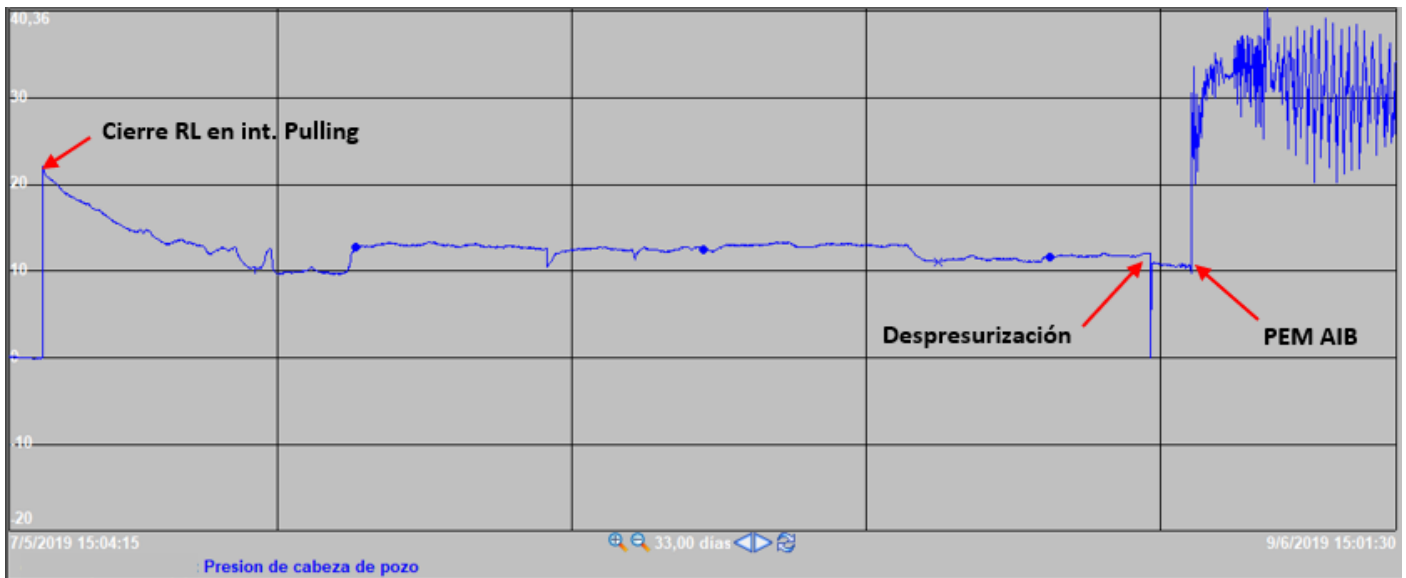


Fig. 14: Registro de presión durante cierre de RL en Pzo-6.

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.

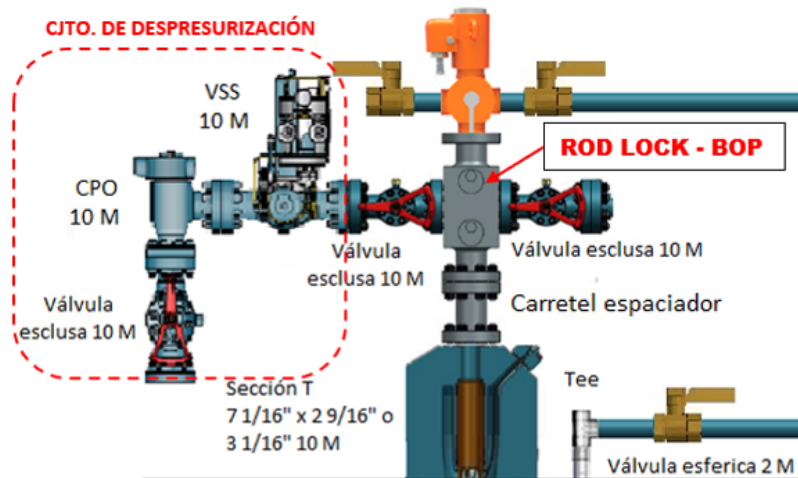


Fig. 15: Conjunto de despresurización.

Para poder comenzar con el proceso de despresurización se debe abrir el ram inferior del ROD LOCK – BOP y la válvula exclusiva lateral de modo 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.

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.



Fig. 16: Instalación del conjunto de despresurización en Pzo-5.

En las imágenes se pueden ver las caídas de presión durante la despresurización de los Pzo-4 y Pzo-5. En donde al abrir el ram inferior, quedó el ram superior soportando una presión máxima de 157 Kg/cm² (2234 psi) y 272 kg/cm² (3869 psi) respectivamente en cada pozo de manera satisfactoria.

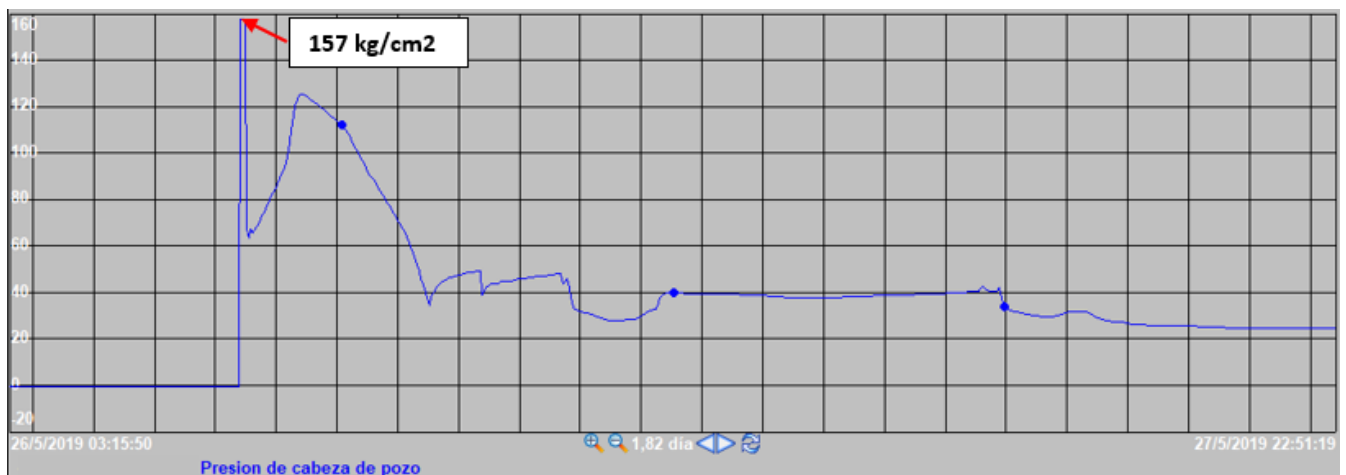


Fig. 17: Registro de presión durante despresurización Pzo-4.

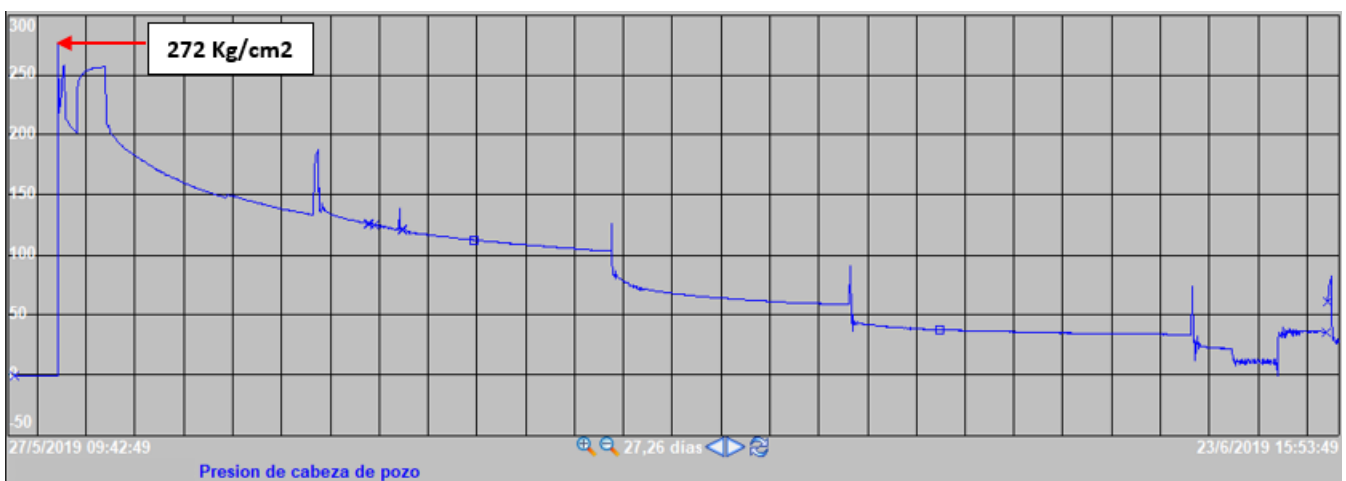


Figura 18: Registro de presión durante despresurización Pzo-5.

Puesta en marcha AIB

Una vez que durante la despresurización se alcance la presión de operación del Bombeo Mecánico, $P_{bdp} < 30 \text{ kg/cm}^2$, se procede a abrir en su totalidad el ROD LOCK – BOP de modo de liberar el sello sobre el vástago y así poder 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 6 pozos, de los cuales en 5 pozos todavía continúan instalado. En el pozo que se desinstaló la causa fue PH negativa de los rams, por lo que se colocó una armadura de surgencia para asegurarlo y fue a partir de este pozo que surgieron la mayor cantidad de acciones de mejora.

- 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.



Fig. 19: Prueba Hidráulica en instalación de Rod Lock - BOP

- 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.

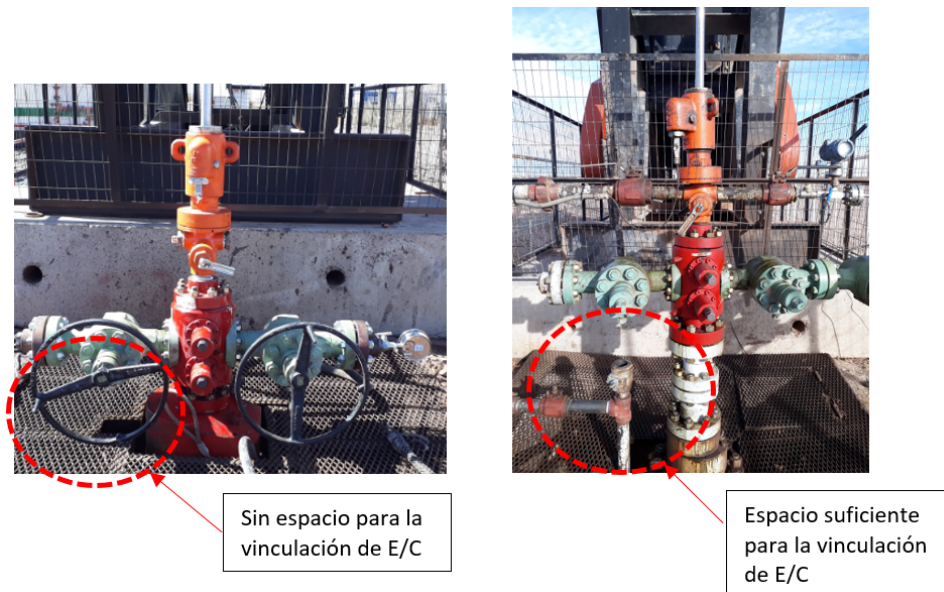


Fig. 20: Instalación con carretel espaciador

- Marca de torque óptimo de bulones en bonete de rams. Se especificó que se identifique con una marca que tales bulones (indicados en la imagen) 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 verificó el correcto torque (110 lb.ft) de los ROD LOCK – BOP instalados en el resto de los pozos.

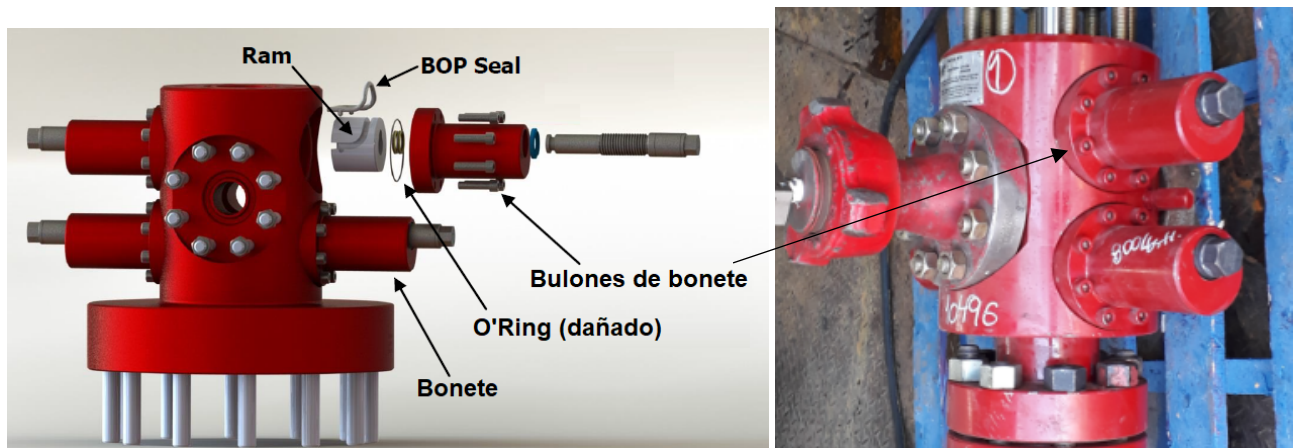


Fig. 21: Marca de torque en bulones de bonete de rams

- 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, lo cual en alguno de los ROD LOCK – BOP instalados no se pudo realizar.

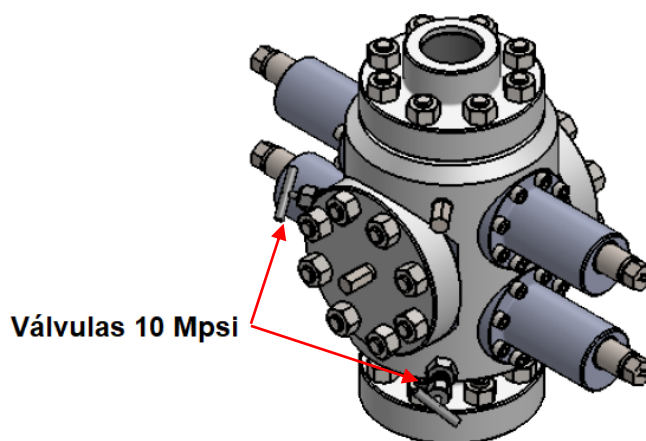


Fig. 22: Válvulas 10Mpsi en puertos de Rod Lock – BOP.

- Estandarización de las conexiones bridadas: se estandarizaron las conexiones bridadas a una medida de la cual 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 6 pozos fue satisfactorio y cubrió las expectativas que se esperaban, los cierres se realizaron correctamente, soportando la presión generada por los Frac-Hit como consecuencia de la estimulación de un pozo cercano.

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

Permitió además 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 del ROD LOCK – BOP en los cierres permitió un ahorro significativo comparado con la metodología tradicional. Cabe aclarar que el ahorro en aquellos pozos en que fue instalado en la intervención de falla previendo que debían ser cerrados por riesgo de Frac-Hit presentaron un ahorro del 75% comparado con la metodología tradicional. Mientras que en los casos que la instalación se realizó con equipo de Pulling para poder asegurar el pozo, el ahorro es del orden del 32%.

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 ende deberán ser cerrados se incrementará sustancialmente y la aplicación de esta tecnología permitirá un ahorro significativo en el presupuesto anual y además permitirá 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 debido al Frac-Hit por interferencia.

Referencias:

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

Breves CVs:

Fernando Villagra: Ing. en Petróleo de la Universidad Nacional del Comahue, Maestría en Ing. Mecánica especializada en flujos multifásicos en la Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil. Con 6 años de experiencia en la industria de Oil & Gas, 2 años en Ingeniería de DLS Part Of Archer, 3 años como Ing. de Producción en Oilstone Energía S.A. y 1 año como Ing. de Producción de Petróleo No Convencional en YPF S.A., hasta la actualidad.

Leandro Erviti: Ing. Mecánico de la UTN Regional Bahía Blanca, cursando actualmente el Posgrado de Producción de Petróleo y Gas en el ITBA. Con 6 años de experiencia en la industria de Oil & Gas, 5 años como Ing. de Producción en yacimiento convencionales en YPF S.A. y 1 año como Ing. de Producción en yacimientos No Convencionales de petróleo en YPF S.A., hasta la actualidad.

Ignacio Cuneo: Ing. Industrial de la UBA, cursando actualmente el Posgrado de Producción de Petróleo y Gas en el ITBA. Con 11 años en la industria de Oil & Gas, 3 años como Ing. de Producción en Las Heras en YPF S.A., 4 años como Ing. de Producción en Cerro Dragon en Pan American Energy y 4 años en NOC Oil Loma Campana en YPF S.A., actualmente como Jefe de Ingeniería de Producción NOC Oil.

Luciano Bossotto: Ing. Industrial de la UBA. Con 15 años de experiencia en la industria de Oil & Gas, en YPF 4 años en Producción en Chihuido de la Sierra Negra, 2 años como ingeniero de producción en Lomita, 2 años como Jefe de Ingeniería de producción en Las Heras y en Chevron 7 años como Ingeniero de Producción en El Trapial. Actualmente Seconded de Ingeniería de Producción No convencional en Loma Campana.