

APLICACION EXITOSA DE UNIDAD DE SNUBBING EN YACIMIENTOS MADUROS BAJO RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Daniel Peralta, Petrobras Energía S.A.

Fernando Barbalace, Petrobras Energía S.A.

Rafael Blodek, San Antonio-Pride

Resumen

Es común encontrar, en yacimientos maduros de la cuenca Neuquina, pozos inyectoros con formaciones sobre presurizadas, con el agravante, en algunos casos, de la escasa profundidad de los mismos. Sumado a esto, en los últimos años se ha incrementado el porcentaje de pozos con presencia de gas sulfhídrico.

Por estas razones, a raíz de la imposibilidad de utilizar equipos de Work Over convencionales para su reparación, se propuso como solución realizar las intervenciones con una US (Unidad Snubbing).

El presente trabajo describe la ingeniería llevada a cabo para la implementación de la US trabajando en la reparación de pozos inyectoros, junto con la solución de los problemas presentados durante la operación, lecciones aprendidas, así como también una visión a futuro para trabajar bajo esta metodología.

Actualmente cerca de 25 pozos han sido reparados alcanzando los objetivos propuestos de manera segura y sin comprometer la integridad física de las personas y el medio ambiente.

Se estima que cada vez serán más los pozos con estas características en éste y en yacimientos vecinos en la cuenca Neuquina, lo que torna a la US como una herramienta estratégica para el futuro desarrollo de estos campos.

Introducción

El Yacimiento Puesto Hernández (Cuenca Neuquina) es un campo maduro descubierto en 1967 y bajo recuperación secundaria desde 1978. Cuenta en la actualidad con alrededor de 510 pozos inyectoros y 850 productores (Figura 1)

Los pozos son relativamente someros (entre 700 y 1200 m de profundidad), en su mayoría verticales aunque un pequeño porcentaje de ellos son dirigidos de bajo ángulo (entre 10 y 15°). Los mismos son estimulados mediante fracturas hidráulicas tanto inyectoros como productores.

Los pozos productores mayormente producen con bombeo mecánico y electro sumergible, y en un menor porcentaje con PCP. En cuanto a los inyectoros, los mismos están equipados con instalaciones de inyección global o selectiva, dependiendo ésto de las características del reservorio en la zona en que se encuentran. En caso de instalaciones selectivas, la selectividad se obtiene mediante la fijación de un máximo de tres packers, siendo éstos en su mayoría hidráulicos. En la Figura 2 se observan dos esquemas típicos de pozos inyectoros con su instalación global y selectiva respectivamente.

El mecanismo de drenaje del campo es Gas Disuelto. A partir del año 1978 se comenzó con el proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua dulce proveniente de pozones. Como resultado de esto, en pocos años los pozos comenzaron a sobrepresurizarse, especialmente

aquellos con menores permeabilidades. A partir de 1993, las regulaciones ambientales locales prohibieron la libre disposición de efluentes al medio ambiente por lo que las operadoras se vieron forzadas a reinyectar la totalidad del agua salada producida. A raíz de esto, casi inmediatamente, además de los para entonces ya comunes problemas de sobre presurización, comenzaron a aparecer severos problemas de corrosión e incrustación debido al contenido de sales y a la incompatibilidad de los diferentes tipos de agua. En los últimos años, después de casi 30 años de inyección, gran parte de los pozos inyectoros, además de presentar los problemas mencionados, debido a la acción bacteriana comenzaron a presentar con mayor frecuencia, contaminaciones de gas sulfhídrico.

En cuanto al mantenimiento de los inyectoros, con el correr de los años, pozos que normalmente eran intervenidos cada 6 años, pasaron a ser intervenidos cada 2, siendo la principal causante de esto la aparición cada vez más frecuente de pescas, ocasionadas por corrosión e incrustaciones.

Adicionalmente el costo de las reparaciones se incrementó notablemente debido en parte a la complejidad de las mismas y al endurecimiento de los procedimientos operativos y regulaciones ambientales, que con el correr del tiempo fueron restringiendo el manejo del agua salada proveniente de los pozos. En algunos casos todos estos factores, sumados a la presencia de gas sulfhídrico, convirtieron a las intervenciones en imposibles de realizar con equipos convencionales.

Finalmente, aunque mucho más difícil de cuantificar, no es menos importante la pérdida de producción asociada a la ineficiencia generada en el sistema de barrido, ocasionada por el down time durante las intervenciones de pozos e incluso mientras se programan y perforan sus reemplazos al quedar definitivamente inoperativos.

Antecedentes

Previo al inicio del proyecto, los pozos inyectoros, tanto en Puesto Hernández como en el yacimiento 25 de Mayo Medanito S.E., también de la cuenca Neuquina, eran intervenidos con equipos de Work Over convencionales, equipados con arreglos de BOP compuestos por doble esclusa y anular. Debido a la alta presión, para ahogar estos pozos se requerían densidades superiores a 1600 g/l, en muchos casos difícil de conseguir ya sea por el deterioro del tubing existente en el pozo, taponamientos, nula admisión de formación, etc. En tales casos la alternativa viable era purgar los pozos con la finalidad de bajar la presión del “near wellbore” y de esta manera permitir su ahogo con menor densidad. El inconveniente de esta técnica eran los grandes volúmenes generados de agua salada con importantes trazas de petróleo, los cuales eran alojados en piletas naturales, ya que su procesamiento en las plantas de tratamiento de crudo era prácticamente imposible debido a la saturación de agua de las mismas. Por tal motivo la eliminación final era por evaporación. Obviamente esto causaba un importante daño al medio ambiente y el consiguiente costo de saneamiento. Adicionalmente los pozos permanecían largos períodos de tiempo inactivos en proceso de purga sin cumplir con el plan de inyección y despresurizando el reservorio.

Desde el punto de vista operativo, al estar los pozos presurizados y las instalaciones a recuperar generalmente taponadas y cubiertas con depósitos carbonáticos y restos de sulfuro de hierro producto de la acción bacteriana, eran comunes los incidentes de instalaciones (tubing con packers) expulsadas del pozo por efecto pistón. Adicionalmente, en los últimos años se incrementó cada vez más la presencia de gas sulfhídrico en las operaciones de reparación.

Como conclusión, las intervenciones de este tipo de pozos con equipos convencionales de Work Over, se tornaron imposibles de realizar cumpliendo con la normativa ambiental y operativa vigente. Adicionalmente los costos directos e indirectos se incrementaron en forma alarmante.

Propuesta

Como solución a los problemas mencionados, se propuso desarrollar una técnica que permita intervenir los pozos en forma económica y de acuerdo a los requerimientos operativos y ambientales. La aplicación de la misma permitiría además la realización de intervenciones de mantenimiento preventivo para evitar entrar a los mismos cuando las pescas ya fueron producidas, con el consiguiente incremento en complejidad y costo.

De acuerdo a las necesidades, la solución pasa por un tipo de equipo no convencional capaz de trabajar con pozos vivos en un circuito cerrado, permitiendo de esta manera operar sin ahogar los pozos y con presencia de gas sulfhídrico.

El equipo que reúne tales características es una US.

Unidad Snubbing

Una US es un equipo capaz de mover tubulares en pozos vivos. Hoy en día, con estos equipos, con la debida planificación y componentes de wire line confiables, es posible bajar y recuperar prácticamente todo tipo de instalaciones y realizar operaciones como cementaciones, estimulaciones y pescas en una manera segura.

Básicamente, el proceso de lubricación, por medio del cual se insertan y sacan tubulares y herramientas del pozo manteniendo la presión en el mismo, consiste en una cámara (lubricadores) del mismo diámetro que el casing, cerrada por ambos extremos por sendas válvulas que mantienen en su interior la presión del pozo. Como válvulas se utilizan tanto las BOP convencionales como la anular y QRC, dependiendo de la configuración y dimensiones de las herramientas a lubricar.

Por tal motivo, un punto importantísimo en la configuración de la US es la distancia entre válvulas ya que de ello depende la planificación y diseño de las instalaciones a bajar al pozo.

Componentes

Los principales componentes de una US que le permiten la mencionada operatividad son los siguientes (Figura 3):

- Doble esclusa: Función básica de control de pozo y complementan la QRC.
- BOP QRC (Quick Ram Change): BOP parcial que permite el movimiento de la tubería con las esclusas cerradas, a su vez permite el rápido y sencillo reemplazo de las esclusas a diferentes diámetros lo cual facilita, en combinación con la BOP anular, la maniobra de lubricación de instalaciones de diferentes longitudes y diámetros externos. Adicionalmente, su accionamiento hidráulico externo permite una fácil y segura revisión de su funcionamiento.
- Spool de ecualización: Permite la purga y ecualización de presiones en maniobras de lubricación. Además se lo puede extender agregando separadores adicionales para poder alojar elementos de instalaciones de distintos largos.
- BOP anular: Función básica de control de pozo y complementa la QRC.
- Pistones hidráulicos: Transmiten la fuerza de tiro y empuje del equipo a la tubería del pozo.
- Dobles cuñas fijas (Inferiores) y viajeras (Superiores): Producen el agarre de la tubería que es movida a través de los pistones hidráulicos y anclan la tubería a la estructura cuando los pistones recuperan su carrera.

Especificaciones

La US disponible para el proyecto es una unidad de fabricación canadiense fabricada y traída al país en el año 1999. Las especificaciones de la misma son las siguientes.

- Fuerza de tiro: 53 Tn
- Fuerza de empuje: 30 Tn
- Carrera de pistón: 2.20 m
- Potencia: 400 HP
- Presión operativa máxima: 5,000 psi
- Medidas de cuñas: Ø 2 3/8" a Ø 4 1/2"
- Pasaje de BOP: 7 1/16"

Así mismo, la unidad puede operar en dos configuraciones, como "Rig Assist" (montando sobre la subestructura de un equipo convencional) y como "Stand Alone" (sin equipo de torre asociado)

En ambos casos la capacidad de lubricación es la misma. Sin embargo cada configuración posee ventajas y desventajas.

- Configuración "Rig Assist" (Figura 4): La principal ventaja de esta configuración, es la mayor capacidad de maniobra asociada a la capacidad del equipo de torre asistido, ya sea capacidad de tiro, de rotación mediante cabeza rotativa, velocidad de maniobra al poder sacar y bajar en tiro doble, etc. También es una ventaja la menor logística asociada a la US, ya que en la operación se utilizan los periféricos del equipo de torre, contando la US solamente con su camión de transporte, la fuente de poder, una grúa y el trailer oficina-vivienda del operador. Sin embargo la gran desventaja de esta configuración es el casi doble costo de la intervención, el asociado al equipo de torre y el de la US.

- Configuración "Stand Alone" (Figura 5): Esta modalidad, utilizada en condiciones apropiadas goza de las mayores ventajas. Principalmente el costo, ya que no requiere de otro equipo (de torre) para realizar intervenciones de pozo. Adicionalmente el desmontaje, transporte y montaje es mucho más ágil y sencillo debido a que la unidad es autoportante, y por consiguiente el tamaño necesario de locación es menor. Como desventaja, es menor la maniobrabilidad principalmente por que la US debe armar y desarmar en simple en todos los casos, por no disponer de una torre donde estibar los tubos.

De las dos opciones la segunda resulta la más atractiva, principalmente por una cuestión de costos y por no depender de la disponibilidad de un equipo de torre, especialmente importante en estos tiempos donde la oferta de éstos es escasa.,

Sin embargo, a pesar de las características y potencial de este tipo de equipos, en Argentina su uso estaba condicionado al control de pozos con problemas puntuales, y no como una herramienta de uso continuo en campañas de completación, reparación y mantenimiento de pozos. Por tal motivo fue necesaria una etapa de ingeniería básica en el proyecto para evaluar la adaptación de la US a este tipo de operaciones y, en función de esto, evaluar el tipo de pozos, instalaciones y operaciones a realizar en los mismos compatibles con las características mencionadas.

Ingeniería básica del proyecto

Unidad Snubbing

En primer lugar, como ya se mencionara, el equipo estaba preparado para trabajar sobre un equipo de Work Over y por períodos cortos de tiempo. Por tal motivo fue necesario adaptar al mismo para trabajar como “Stand Alone”. Esto consistió principalmente en la incorporación de los periféricos necesarios para este tipo de operaciones a saber: piletas preparadoras y de ensayo, bomba, grúa y campamento compuesto por trailer vivienda, oficina, tanques, luminarias, etc.

Adicionalmente, el equipo contaba con dos cuadrillas de personal operativo especializado por lo que para respetar los relevos correspondientes, solamente podía trabajar de lunes a viernes 24 horas corridas. Este tipo de regímenes no cubría los requerimientos del dueño del activo ya que las operaciones programadas se extenderían demasiado en el tiempo por lo que sería necesario incorporar una tercer cuadrilla de personal especializado.

Pozos

Como ya se mencionara, en la actualidad una US es capaz de bajar y sacar en pozos vivos casi cualquier tipo de instalaciones, con una adecuada planificación. Este no fue el caso en el presente proyecto ya que los pozos a reparar no habían sido adecuados para ser intervenidos con este tipo de equipos y sumado a esto, la totalidad de ellos ya poseían problemas mecánicos en sus instalaciones.

Adicionalmente a la adaptación del cabezal, que no permitía montar ningún tipo de equipo sin antes ahogar, y especialmente para los primeros pozos, se analizaron las instalaciones existentes en los mismos con la finalidad de privilegiar aquellos con instalaciones sencillas (un packer) y en lo posible con pruebas de casing positivas. Con esto se buscó no entorpecer el proceso de evaluación con operaciones complicadas debido a problemas mecánicos de los pozos.

Finalmente, se evaluaron las dimensiones de locaciones existentes donde montar la US, aunque esto no presentó inconvenientes ya que la US requiere de menor superficie libre que un equipo convencional.

Operaciones

La implementación del proyecto comenzó en enero del año 2006 y hasta la fecha, después de algo más de 16 meses de operación, se intervinieron 23 pozos, dentro de los cuales se cuentan una completación de productor de gas, una completación de productor de petróleo y una reparación de casing. Esto da un promedio de 21 días por pozo. No obstante, en la Figura 6 se puede observar claramente la curva de aprendizaje, siendo que los primeros pozos promediaron los 35 días y los últimos se extendieron entre 10 y 15 días. Sin embargo vale aclarar que hasta el pozo N° 12, la unidad trabajaba de lunes a viernes, con una ineficiencia en tiempo superior al 30 %, causada no solo por los días inactivos (sábados y domingos) sino también por los tiempos perdidos en asegurar el pozo antes de parar y el tiempo insumido en retomar las operaciones luego del descanso.

Si bien podemos adelantar que el resultado del proyecto fue sumamente exitoso, en el transcurso de las operaciones se presentaron problemas, los cuales fueron solucionados mediante la implementación de diferentes acciones correctivas. Los mismos son detallados a continuación ya que de ellos surgen las conclusiones y recomendaciones:

Problemas operacionales

Uno de los principales problemas fue que los pozos y sus instalaciones no estaban preparados para ser intervenidos con una US. Desde el tipo de boca de pozo que no permitía el montaje de la BOP sin ahogar el pozo, hasta la configuración de las instalaciones y sus dimensiones, que no

permitían ser lubricadas con la configuración de la US. Como ya se mencionó reiteradamente en este texto, una US es capaz de bajar y sacar casi cualquier tipo de instalaciones en pozos presurizados siempre que se realice la planificación adecuada.

Con respecto a los cabezales, los de uso común en el yacimiento eran con colgador de tubing de cuña y tapa roscada. De esta manera en pozos presurizados, no se podía montar la BOP de la US sin previamente ahogar los mismos, o de lo contrario, cuando esta posibilidad no era viable ya sea por excesiva presión o por problemas mecánicos de las instalaciones, la única alternativa era despresurizarlos y abrir los mismos a la atmósfera para la mencionada maniobra, con el consiguiente riesgo físico de los operadores y el daño ambiental respectivo.

Otra causa raíz que generó inconvenientes fue que los pozos estaban “envejecidos”, refiriéndonos con este término a que los mismos ya habían fallado de alguna manera, generalmente por taponamiento e incrustaciones en las instalaciones o por rotura de las mismas. Esto generó innumerables inconvenientes, especialmente en las maniobras de slick line (operaciones de fijación y librado de tapones de tubing) como así también en las operaciones de librado de instalaciones de fondo. Adicionalmente al momento de la asignación de pozos a ser intervenidos, no se tuvo en cuenta la complejidad del programa de reparación, lo que ocasionó que se realizaran operaciones no adecuadas para este tipo de equipos y en consecuencia se alargaran excesivamente los tiempos de reparación.

Finalmente, aunque con menor peso relativo, las intervenciones también se extendieron innecesariamente en el tiempo debido al diagrama de trabajo de la US (de lunes a viernes)

Acciones correctivas

Los mencionados problemas fueron solucionados mediante concretas acciones correctivas:

Obviamente, los pozos y sus instalaciones existentes no tienen solución hasta tanto no sean intervenidos y sus instalaciones retiradas, sin embargo se implementó un programa de reemplazo de cabezales por un nuevo diseño (Figuras 7 y 8) equipado con un colgador de tubing que se aloja en el cuerpo de la cabeza y con tapa bridada. En el momento del montaje se retira la tapa bridada y se coloca la BOP y lubricadores, permaneciendo en todo momento el pozo cerrado por el colgador de tubing, el cual se sostiene, aun con el pozo presurizado mediante pernos laterales de retención (lockdown)

Con respecto a la planificación de instalaciones, toda instalación que se bajó a los pozos, ya sea definitiva o temporaria, fue rigurosamente estudiada por el personal especializado de la US, de modo tal que su recuperación era compatible con el equipamiento de lubricación de la US.

Con respecto a la asignación de pozos al proyecto de reparación con US, se formó una comisión compuesta por reservoristas e ingenieros de Work Over que estudió cada uno de los candidatos privilegiando aquellos con al menos integridad de casing y sin daños severos en sus instalaciones de fondo. Esta acción contribuyó notablemente a la reducción de los tiempos de intervención (Figura 6)

En la medida que los pozos problema aun no fueron resueltos en su totalidad, no fue posible la implementación de un plan de intervenciones preventivas, sin embargo se está estudiando la implementación del mismo a corto plazo.

Actualmente en las etapas de acidificación y pruebas de admisión, se está utilizando una válvula de cierre de fondo, con el uso de esta válvula se logró minimizar las operaciones de Slick Line, las cuales eran necesarias para el cegado de las instalaciones temporarias bajadas al pozo.

Finalmente, a partir del 13° pozo se incorporó la tercer cuadrilla de personal lo que permitió darle continuidad a la US las 24 horas los 7 días de la semana.

Conclusiones

- El uso de una US en pozos inyectoros presurizados probó ser una alternativa válida para operaciones de completación y reparación.
- El uso de una US en pozos presurizados y con presencia de gas sulfhídrico permite la realización de operaciones más seguras y de acuerdo a las cada vez más exigentes regulaciones ambientales.
- No se observaron problemas de consideración en el transcurso del proyecto.
- El costo global del proyecto, considerando las operaciones de reparación de pozos y los costos indirectos causados por la despresurización del reservorio, saneamiento ambiental y procesamiento de agua producida, son considerablemente menores utilizando la US que con la técnica tradicional.
- La US demostró ser una herramienta estratégica para yacimientos maduros bajo recuperación secundaria ya que hasta el momento es el único equipo capaz de operar en este tipo de pozos de acuerdo a las regulaciones ambientales y de seguridad existentes.

Recomendaciones

- Es indispensable advertir al dueño del activo que en la medida que se pueda planificar y asegurar suficiente volumen de trabajo, se pueden negociar contratos de largo plazo consiguiendo mayores ventajas para ambas partes lo que se puede traducir tanto en mejores tarifas como en el alcance del servicio prestado.
- En este tipo de yacimientos, es imprescindible aplicar el concepto de “Mantenimiento Preventivo”, implementando un plan de intervenciones de pozos inyectoros con la frecuencia adecuada para garantizar que los mismos no fallen. De esta manera se conseguirá disminuir notablemente los costos asociados al “Mantenimiento Correctivo”
- En yacimientos maduros bajo recuperación secundaria, todas las instalaciones a bajar deben seguir lineamientos básicos pensando que alguna vez pueden requerir ser intervenidos con una US por sobre presurización de los pozos o por presencia de gas sulfhídrico.
- Extender la aplicación de este tipo de equipos a las operaciones de completación y reparación de pozos gasíferos, los cuales se caracterizan por la sensibilidad de las formaciones a los fluidos de ahogo.

Referencias:

Manual de procedimientos operativos “High Arctic”

Gráficos y Tablas:

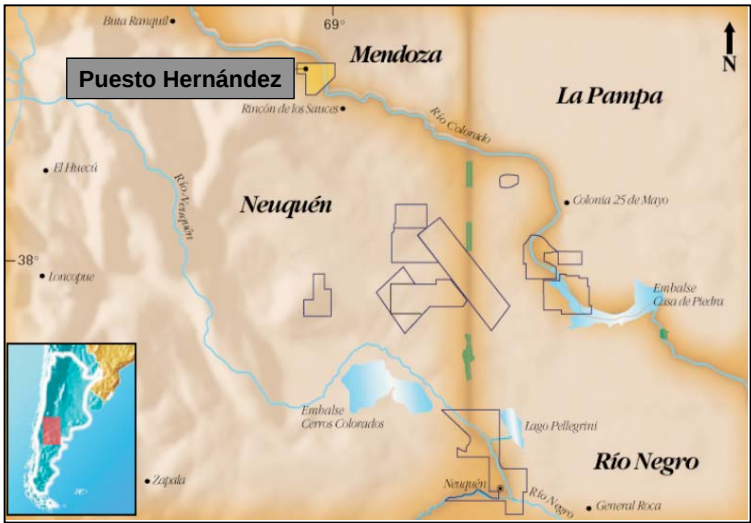


Fig. 1: Localización del Yacimiento Puesto Hernández

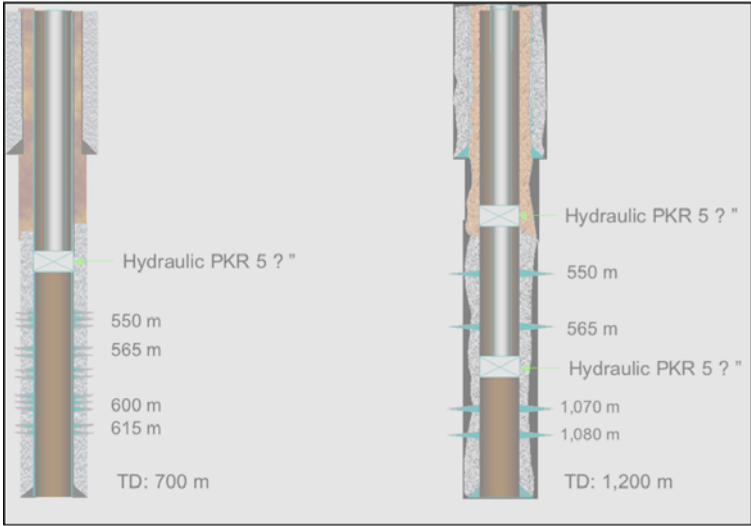


Fig. 2: Esquemas de pozos tipo

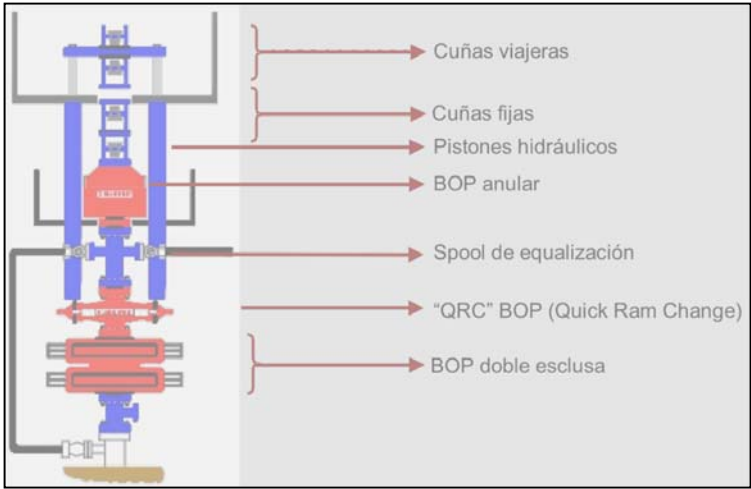


Fig. 3: Componentes de la US



Fig. 4: Configuración "Rig Assist"



Fig. 5: Configuración "Stand Alone"

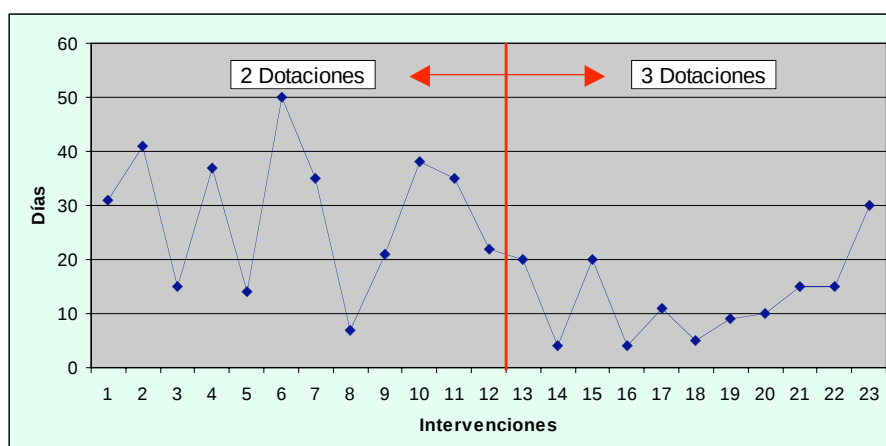


Fig. 6: Duración de intervenciones

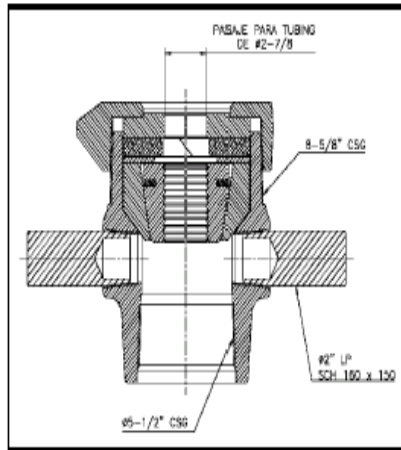


Fig. 7: Cabeza roscada

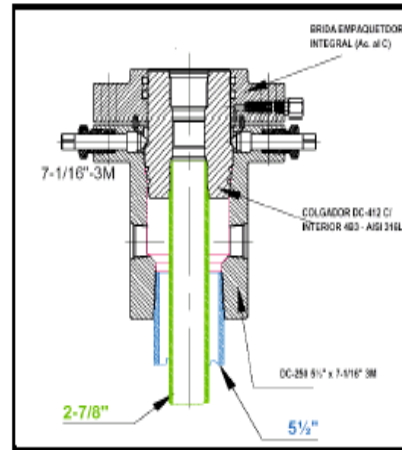


Fig. 8: Cabeza bridada