

Integridad de Pozos Inyectores en Campos Maduros – Técnica del Casing Suplementario

Ingeniero **Alberto Marcelo Modón**, SINOPEC, Alberto.Modon@sinopecarg.com.ar

Ingeniero **Santiago Miculicich**, SINOPEC, Santiago.Miculicich@sinopecarg.com.ar

Departamento de Ingeniería de la Vicepresidencia de Operaciones SINOPEC Argentina

Sinopsis

La producción de agua en la CGSJ equivale a casi 12 veces y media la producción de petróleo. En este contexto un gerenciamiento eficiente de la utilización del agua producida se ha convertido en un aspecto central para optimizar y valorizar los activos petroleros de las operadoras que se encuentran desarrollando actividades de explotación en la mencionada cuenca.

Dentro del plan de gerenciamiento de agua, asegurar la integridad mecánica de pozos inyectores en proyectos de recuperación secundaria se ha convertido en un aspecto esencial. Esto se ha manifestado especialmente en estos 10 últimos años y particularmente en campos maduros.

El cumplimiento de las políticas y regulaciones en general y de la Provincia de Santa Cruz en particular, han planteado un desafío importante a las operadoras y a las compañías proveedoras de servicios para, dando cumplimiento a las normativas, conservar la capacidad operativa de sus pozos inyectores.

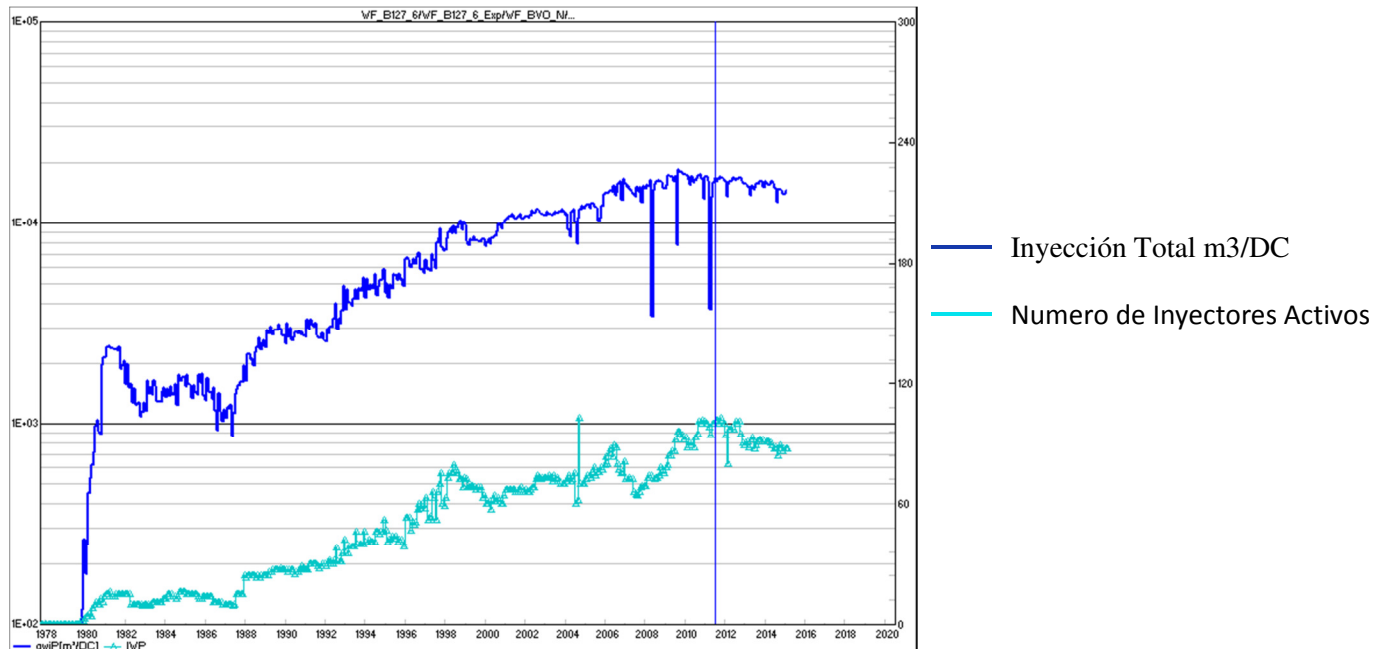
Inyectar agua en los reservorios seleccionados cuidando el medio ambiente y otorgando un método de monitoreo de presiones que asegure su integridad, ha sido el objetivo buscado.

Los proyectos de recuperación secundaria existentes en campos maduros, en la cuenca del Golfo San Jorge han evidenciado problemas de integridad, derivados del diseño original de pozos antiguos y a problemas de corrosión asociados.

La técnica del Casing Suplementario se ha aplicado en los campos Operados actualmente por Sinopec desde el año 2012, se han reparado exitosamente 22 pozos y puede decirse que en la actualidad está brindando una solución al problema de integridad mencionado.

El trabajo a desarrollar presenta la evolución, análisis y situación actual de reactivación de pozos inyectores mediante la aplicación de técnica de “Casing Suplementario” en los campos que hoy opera SINOPEC Argentina.

Introducción

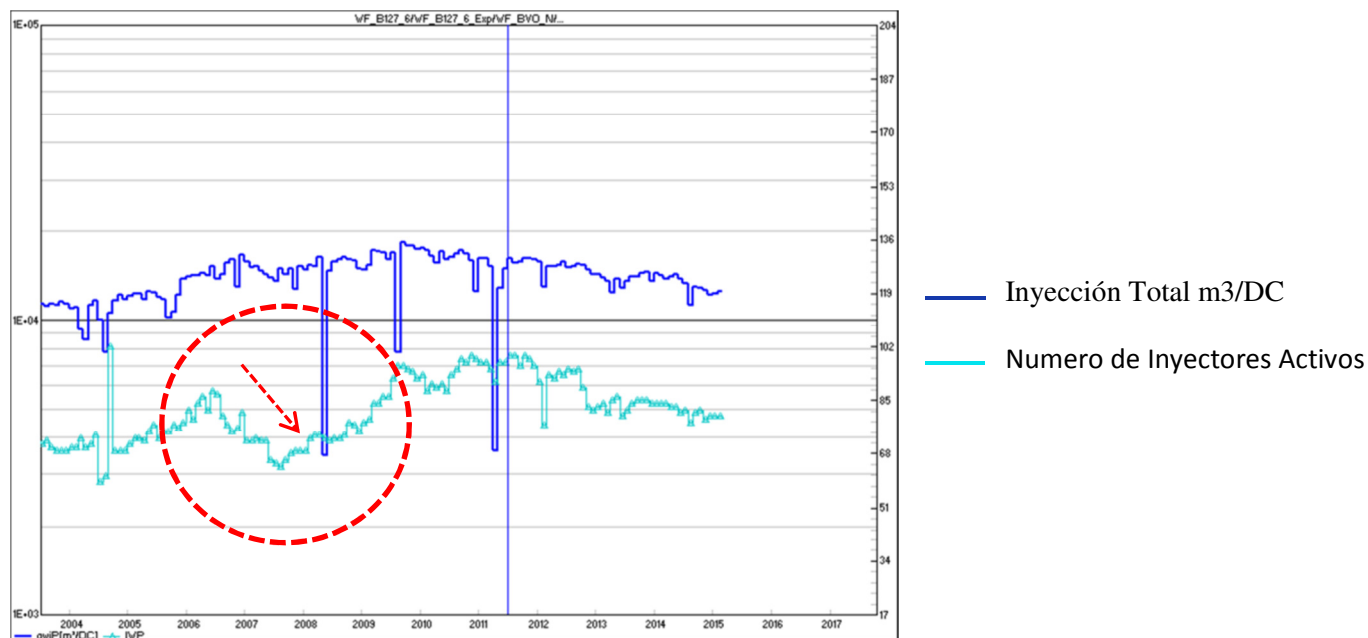


En la figura n°1 se muestra la evolución desde principios del año 1980 hasta la actualidad de los volúmenes totales diarios de inyección en m3/DC y la evolución de los inyectores totales activos en los yacimientos que hoy opera SINOPEC Argentina.

Con la implementación de diferentes proyectos de secundaria / sumideros la cantidad de inyectores activos crece a lo largo de los años, en el 2006 se observa una caída brusca en el número de inyectores activos.

A principios del año 2006 entra en vigencia una disposición de la Dirección de Medio Ambiente de Santa Cruz la cual regula los pozos inyectores.

Esta nueva disposición, entre otras aspectos, indica auditorias semestrales a todos los pozos inyectores en términos de integridad mecánica.

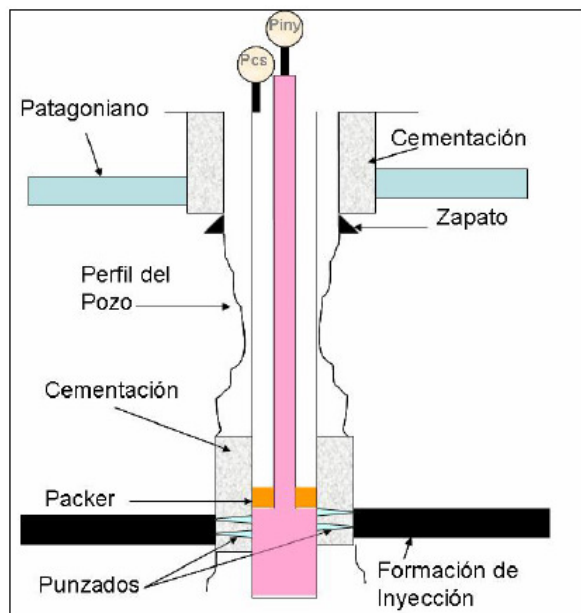


La figura n° 2 se muestra como a partir del 2006 donde la nueva disposición que regula los inyectores en la provincia de Santa Cruz entra en vigencia se generan auditorias que cierran más del 30% de los inyectores activos en un lapso de no más de un año.

En referencia a la disposición vigente de la Subsecretaria de Medio Ambiente de Santa Cruz detallamos los puntos relevantes que hacen al trabajo desarrollado.

4.3.2 - PRUEBAS DE LA INSTALACIÓN

Se realizarán pruebas de hermeticidad de casing con una frecuencia semestral en aquellos pozos con funcionamiento normal.



La figura n°3 muestra un esquema de un pozo inyector. Esquema proveniente de la DIS-SCZ-00135-2007

5.2.2 - PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE HERMETICIDAD PARA POZOS INYECTORES

Al llegar al pozo realizar las siguientes tareas:

1. Tomar nota del estado de las válvulas laterales (abiertas o cerradas)
2. Tomar nota sobre derrames visibles.
3. Tomar nota de la presión en directa y anular.
4. Si está en inyección tomar nota del caudal.
5. Asegurarse que el fluido a utilizar en la prueba sea agua tratada con anticorrosivo y bactericida.
6. Completar el protocolo con todos los datos requeridos.

En pruebas de hermeticidad que se efectúen con presencia de la Autoridad de Aplicación la operadora preverá que las entre columnas tengan el espacio anular lleno de fluido al momento de iniciar la prueba.

Una vez realizadas se da comienzo a la prueba, siguiendo los siguientes pasos:

1. Retirar manómetro y reducción del lateral.
2. Abrir ambas válvulas del lateral.
3. Colocar árbol de control con registrador gráfico, carta y equipo acorde al tiempo y presión a monitorear.
4. Conectar la motobomba al árbol de control y completar el pozo inyectando a bajo caudal, controlando volumen de llenado y en espera que las burbujas de aire salgan a superficie o se disuelvan.
5. Con el pozo lleno cerrar la otra válvula del lateral y presurizar con la motobomba hasta 20 Kg/cm², mantener la presión durante 5 min.
6. Cerrar la válvula del árbol de control.
7. Observar la presión durante 5 min.
 - a. Si la presión se mantiene, prolongar control durante 15 minutos. De seguir manteniéndose la presión, DAR LA PRUEBA POR FINALIZADA.
 - b. Si la presión NO se mantiene, liberar presión, verificar todas las conexiones y elementos involucrados y repetir el ensayo una vez más en forma completa dando 20 Kg/cm² y si continúa sin mantenerse SUSPENDER EL ENSAYO, CERRAR POZO E INFORMAR.

La figura n°4, Procedimientos para prueba de hermeticidad de pozos Inyectores.
DIS-SCZ-00135-2007

Desarrollo

Como razón principal del cierre de inyectores activos con esta nueva reglamentación esta la inspección in situ con un representante del organismo de control en el cual se realiza una prueba de hermeticidad a los anulares de los pozos inyectores activos.

Como lo dice la reglamentación esta prueba de hermeticidad es condición necesaria para que un inyector continúe activo o sea inmediatamente clausurado.

Dicha prueba consiste en presurizar el anular con 20 Kg/cm² y dicha presión se tiene que mantener por un lapso de 15 minutos.

Los resultados de estas auditorías que comienzan a principio de año 2006 dejan clausurados cerca de 30 pozos inyectores en un plazo de 1.5 años.

-Características de las roturas de casing encontradas:

Casing sin cementar expuesto a acuíferos que atacan químicamente el material base del casing causando corrosión, que con el paso del tiempo se agrava hasta ocasionar la pérdida total del material.

Problemas severos de corrosión externa en el casing de aislación a profundidades de entre 100-800 mts.

Manifestando como roturas en zonas sin cementar por contraste de salinidades en los acuíferos.

En la mayoría de los pozos inyectores que se determinaron daños severos en sus casing originales las perforaciones datan de los años 1960 -1970. Muchos originalmente fueron pozos productores de petróleo y luego convertidos a pozos inyectores.



La figura n°5
Fotos ilustrativas de
Daño de Casing
(Fotos Ilustrativas)

Como resultado del cierre de inyectores activos en gran cantidad y en poco lapso de tiempo la compañía comienza una campaña agresiva de reparación de inyectores.

Partiendo de que el pozo inyector fue clausurado por falta de hermeticidad del espacio anular, entendiendo por espacio anular al lugar generado por el casing de aislación, los tubing de inyección, el elemento superior de aislación Packer y la cabeza de pozo en superficie, se pueden determinar las siguientes posibles causas de la falta de hermeticidad:

- Pérdidas en elementos de superficie, Boca de pozo.
- Pérdida en elemento de aislación superior (Packer de aislación y/o superior)
- Pérdida en casing de aislación (Siendo este tipo de falla el motivo del desarrollo de este trabajo técnico)

Una vez definido el programa de reparación del inyector se procede a la intervención con equipo de reparación.

El programa tipo de intervención resumido es:

- Recuperar la instalación actual.
 - Realizar prueba de hermeticidad de casing, tomando como base de la prueba la profundidad por debajo del topo de cemento del casing.
- Esta prueba se realiza en base a la reglamentación vigente de prueba de anulares de pozos inyectores, es decir:
- 20 Kg/cm² estable durante 15 minutos (estos son los parámetros mínimos)
- Bajar instalación final de inyección
 - Realizar prueba de hermeticidad final de anular.

Esta prueba final tiene que ser documentada/firmada y será parte de un informe que debe ser enviado al organismo de control para su posterior aprobación.

Como punto crítico de los programas de reparación de los inyectores esta la prueba de casing siendo este punto una condición para poder reparar un inyector de forma exitoso y sea nuevamente autorizado a volver a inyectar por el organismo de control.

Al inicio de las reparaciones de estos pozos inyectores que estaban regidos por la disposición que esta vigente, cuando se determinaba que un pozo inyector las pruebas de hermeticidad de casing eran NO satisfactorias se procedía a determinar la base y el techo de la rotura de casing que causaba la falta de hermeticidad:

-Si la magnitud de la rotura era considerable (Mayor al 50% del total del casing de aislación libre de cemento) el pozo inyector era puesto en seguridad y en algunos casos se precedía con el abandono definitivo del mismo.

-Si la magnitud de la rotura era acotada se procedía a repararlo con técnicas de cementación convencionales.

Estas reparaciones con cemento no eran siempre exitosas, en reiteradas operaciones era necesario re-cementar las zonas ya que continuaban sin lograr hermeticidad.

Costo aproximado para realizar un balanceado para cubrir una zona de 50 mts de rotura contemplando los cargos de la cementación, horas del equipo de reparación y cargos de fresa y motor de fondo dan un total aproximado de unos U\$ 25.000

En algunas operaciones de cementación, donde previamente se determinó el techo y la base de la rotura de casing, posterior a la cementación la base y techo de la rotura determinada tenía un agrandamiento en su longitud esto es debido principalmente al estado del casing.

Para lograr tener más información al momento de definir una reparación de casing se comenzaron a registrar en los pozos dañados perfiles de corrosión con los cuales se podía determinar el grado de daño que presentaban.

Damage Classification Summary

Class	Defect Range	Joints	Total Length	Percentage
1	0 - 20%	0	0.00	0.0
2	20 - 40%	10	132.65	10.2
3	40 - 60%	20	254.18	19.6
4	60 - 80%	9	119.87	9.3
5	80 - 100%	70	787.79	60.9
Total		109	1294.49	100.0

Figura n°6 Muestra un cuadro resumen corresponde al perfil de corrosión del pozo inyector CL-1346 en el cual se puede determinar que de un total 109 uniones de casing perfilados (1294 mts) , 70 uniones / 787 mts / 60.9% tiene una condición de daño que va del 80-100% de defecto.

También te brinda información sobre defectos de menor % 40-60, 60-80 que si bien no son daños del 100% que implicarían una fisura , son daños que pueden acortar la vida de un pozo que pudiera ser reparado o que sea posible que en algún trabajo de reparación con técnicas de cementación termine cediendo e incremente la magnitud de la rotura original.

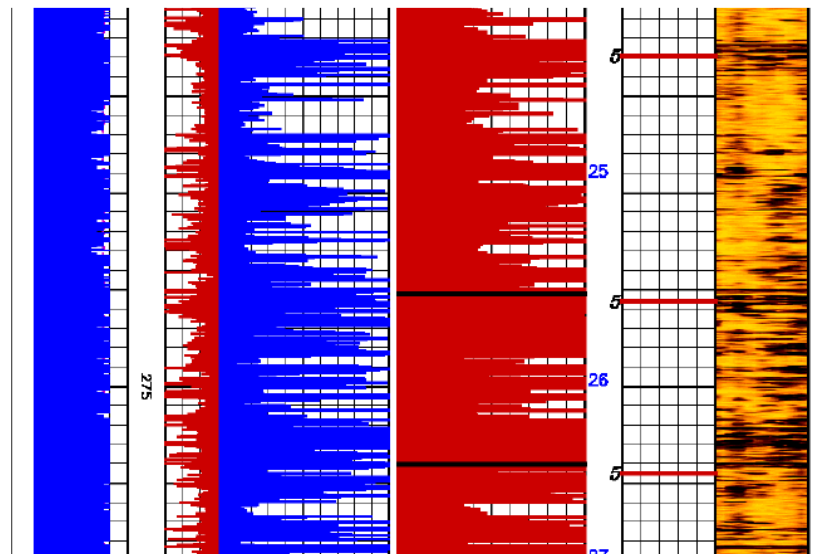
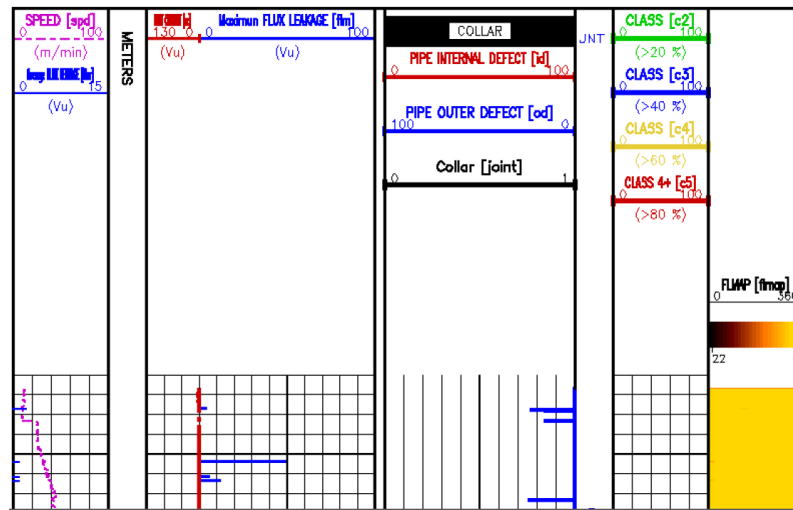


Figura n° 7 Muestra el perfil de corrosión interpretado en el cual se puede visualizar cuales son las zonas dañadas y cuál es la magnitud del daño.

Usando la información de este tipo de perfiles de corrosión se puede definir la reparación de una rotura de casing o se puede usar su información para poner en seguridad el pozo inyector y dejarlo inactivo con la consecuencia que esto implica de pérdida de producción asociada el ser parte de un proyecto de secundaria o la consecuencia por ser un sumidero con lo que implica para el balance de agua de un yacimiento.

Con la creciente lista de pozos inyectores que eran cerrados y luego definidos para quedar fuera del total por la magnitud de las roturas de casing determinadas se comenzó a pensar en alguna técnica alternativa para lograr recuperar un pozo inyector con daños severos de casing.

Técnica de reparación TUBING LESS.

Partiendo de la base de un pozo inyector con un daño determinado como irreversible de su casing original esta técnica plantea:

- Con la rotura de casing determinada cementar zonas con admisión.

Bajar Tubing 2 7/8" Metálicos o Tubing 2 3/8" ERFV , un dispositivo de cementación, un Packer

- Cementar el espacio anular nuevo generado por los tubing bajados y el casing original del pozo.

- En el caso de que sean bajados tubing metálicos perfil CBL de toda la instalación de Tubing bajados hasta boca de pozo.

Se realizaron durante el 2006-2007 unos 7 trabajos de Tubing Less en pozos inyectores.

Algunos comentarios sobre los resultados obtenidos:

- Los trabajos de cementación previos a bajar el Tubing Less eran inciertos en su control de admisión y en lo económico por las recurrentes cementaciones para controlar su admisión.

- Con las instalaciones de Tubing Less en el pozo los trabajos de cementación no eran completos hasta superficie, los perfiles de cemento no mostraban en todos los casos buena cantidad/continuidad de cemento.

- Problemas de apertura y cierre en los dispositivos de cementación.

- Dificultades para lograr un monitoreo en el tiempo para poder cumplimentar con las auditorias ente de control provincial.

- Instalaciones de inyección globales

- Actualmente de los 7 trabajos realizados oportunamente ningún inyector se encuentra activo.

Posterior a los Tubing Less se continuó analizando las posibles soluciones para lograr recuperar pozos inyectores inactivos con roturas de casing de gran magnitud.

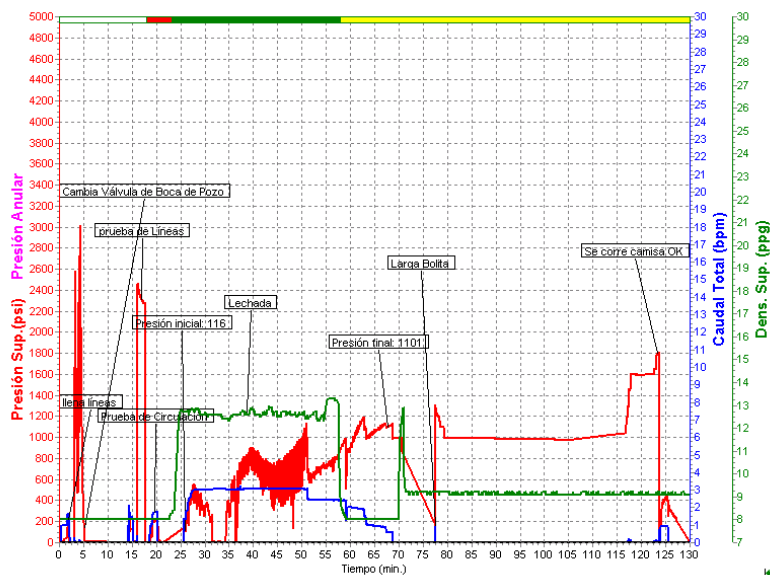


Figura n°8 Carta de cementación técnica Tubing Less

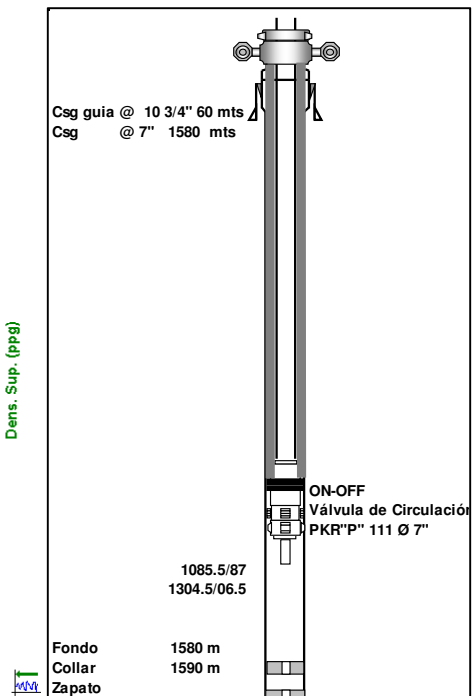


Figura n°9 Esquema Final pozo Tubing Less

Técnica de reparación Re entubar con CASING de 4 ½" W511.

Durante el año 2008-2009 se realizó la reparación de dos inyectores con la técnica de re entubar el pozo que tiene casing de 5 ½" 15.5 # con un nuevo casing de 4 ½" 12.6# conexión W511

Partiendo de la base de un pozo inyector con un daño determinado como irreversible de su casing original es que esta técnica plantea:

- Recuperar la instalación de inyección del pozo a reparar.
- Bajar Packer permanente y asentar.
- Bajar nuevo Casing 4 ½" 12.6# conexión W511 con Packer Expandible.
- Bajar tubing 2 3/8 " J-55 4 # con Localizador.
- Vincular localizador en Packer permanente.

Algunos comentarios sobre los resultados obtenidos:

- Se realizaron durante el año 2008-2009 dos reparaciones con esta técnica y los pozos continúan al día de la fecha activo.
- Es importante contar con un drift interno suficiente del casing original para no tener problemas al momento de bajar el casing de 4 ½" W511 y las herramientas de fijación/aislación.

-Permite el monitoreo y da lugar a las inspecciones rutinarias de los organismos de control.

-Es necesario contar con herramientas para manipular casing de 4 1/2" o contratar servicios para tal caso.

-El conjunto de Packer permanente, Localizador, Packer expandible y casing de 4 1/2" W511 son alternativas económicamente elevadas que tienen que ser evaluadas con anterioridad.

En una comparación económica con la solución de re entubar con casing de 4 1/2" W511 versus la solución actual para re entubar con tubing de 3 1/2" J-55 tenemos:

-La diferencia entre un casing de 4 1/2" W 511 vs un tubing 3 1/2" J-55 es de un 55% más costoso el casing de 4 1/2" W511.

-La diferencia en lo que son Packers para una re entubación con casing de 4 1/2" W511 vs re entubación con tubing de 3 1/2" J-55 es de 50% más costoso la solución con los casing de 4 1/2".

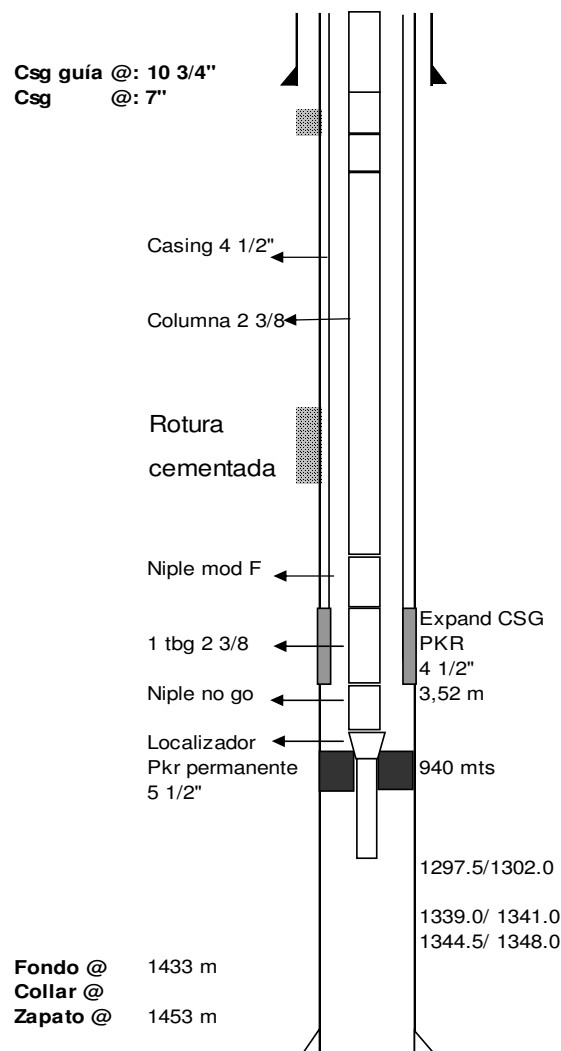


Figura n°10
Esquema Final Pozo
Re entubado 4 1/2"

Técnica de reparación Casing Suplementario Re entubando con Tubing 3 ½" EUE J-55 7.7 lb/ft

En la búsqueda de nuevas soluciones técnico-económicas para los pozos inyectoros con daños de casing severos es que se comenzó a trabajar con las compañías proveedoras de herramientas de completación y el organismo de control (DMA Dirección de Medio Ambiente) para lograr tener una solución que contemple aspectos técnico-económicos y que cumpla con las regulaciones vigentes.

Para esta solución, como es el tema seleccionado para la presentación del presente trabajo técnico explicaremos detalladamente los distintos puntos de la solución planteada.

Se entiende como técnica de casing suplementario a la acción de re entubar un casing original que se encuentra dañado por un nuevo casing/tubing.

Para esta solución entra un término nuevo que se denomina "Zona Ciega", que se define como un intervalo de no menos de 20-30 mts del casing original del pozo que se encuentre cementado / perfilado con buena adherencia de cemento.

Esta Zona Ciega se someterá a una prueba de hermeticidad de mínimo 300-500 PSI por un lapso de no menor a 1 hs de duración y la cual no debe perder desde el inicio al final la presión requerida.

La determinación de la hermeticidad de esta zona ciega es el punto crítico de esta nueva técnica ya que el resto de la operación de reparación parte de que este punto sea satisfactorio.

Para garantizar y respaldar los resultados de esta prueba es recomendable dejar registro con dispositivos digitales de los resultados de la misma.

La determinación de esta zona ciega es a futuro uno de los puntos en donde las auditorías de integridad de los organismos de control (DMA) realizarán las pruebas que determinan la continuidad o cierre de un pozo inyector.

Si nos remitimos al concepto de tres barreras de protección:

En un inyector con integridad de su casing original tenemos que las tres barreras son:

- Casing Original con Integridad hidráulica.
- Tope de cemento que aísla las zonas a Inyectar.
- Base de acuíferos de interés cubierto por la cañería guía y/o cubierta por un anillo de cemento.

En un pozo inyector con daños en su casing original una de las barreras perdió su función por lo que las nuevas barreras son:

- Tope de cemento que aísla las zonas productivas.
- Base de acuíferos de interés cubierto por la cañería guía y/o cubierta por un anillo de cemento.
- Nuevo Casing/Tubing re entubando el casing original dañado.

Objetivo:

-Recuperar la aislación de un pozo inyector con un avanzado deterioro en su casing original.

Detallamos el procedimiento Operativo de Bajada del Casing Suplementario:

-Detalle de las tuberías a utilizar:

Opción	Tubería Interior	Tubería Exterior
1	Tubing 2 3/8" EUE – 8 Rd - 4,7 lb/pie. Special Clearance OD = 72,51 mm	Tubing 3 1/2" EU – 8 Rd - 7,7 lb/pie Special Clearance ID = 76 mm, Drift = 72.8 mm OD= 114.3 mm

Figura n°11 Especificaciones de Tubing para realizar los trabajos del Casing Suplementario.

-Calibrar pozo según su libraje para garantizar el correcto pasaje de las herramientas.

-Con un conjunto de ensayo de Tapón y Packer realizar prueba de hermeticidad de la zona de casing que se denomina Zona Ciega, 300/500 PSI estabilizada en un lapso de 1 hs.

-Profundizar instalación global o selectiva con Tubing 3 1/2" EU 8Rd 7,7# SC.

-Fijar Packers de instalación.

-Realizar pruebas de hermeticidad de Zona Ciega, 300/500 PSI estabilizada por un lapso de 30 minutos.

-Profundizar instalación de tubing 2 3/8" EUE 8Rd 4.7# SC.

Esquema ilustrativo:

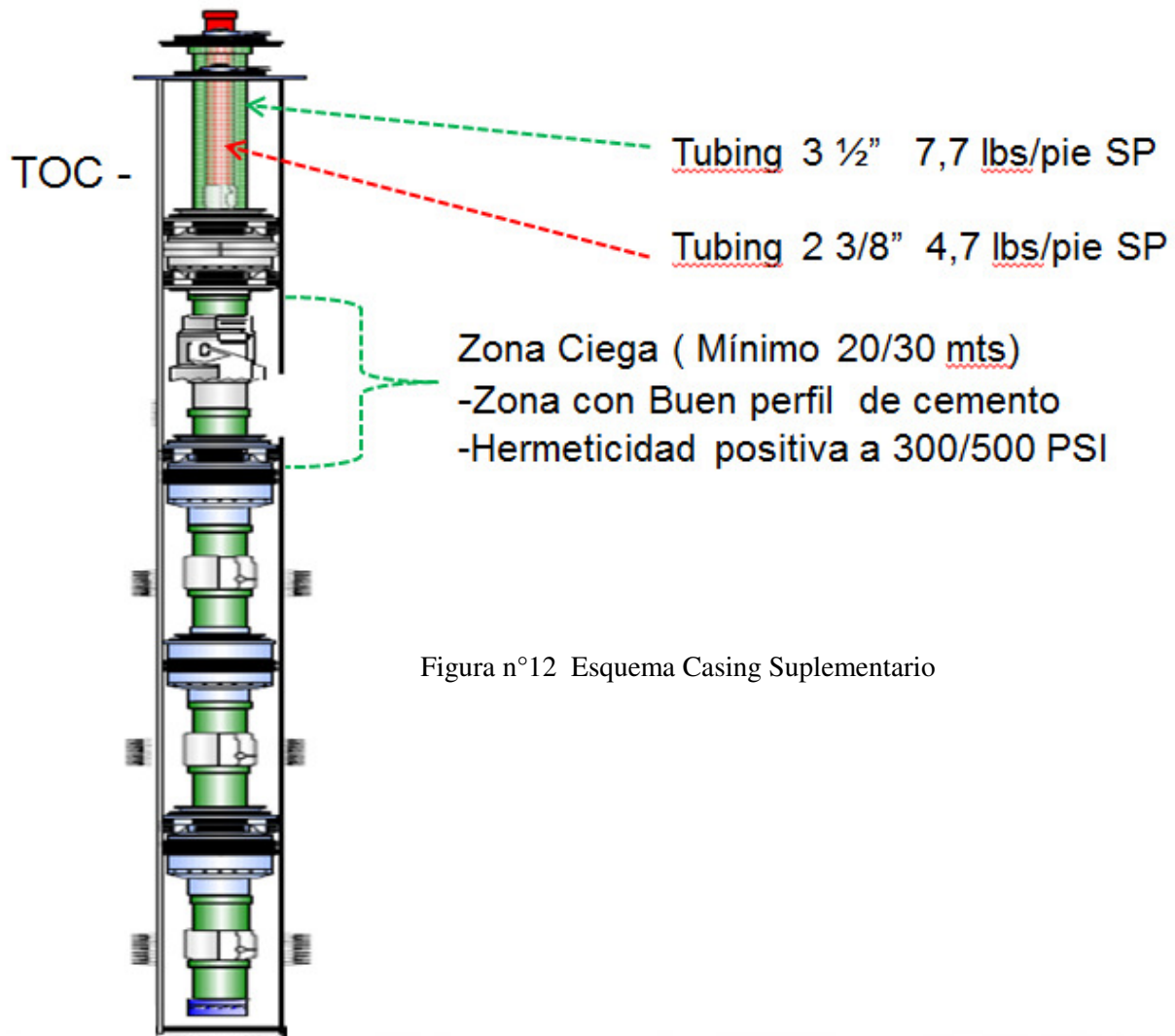
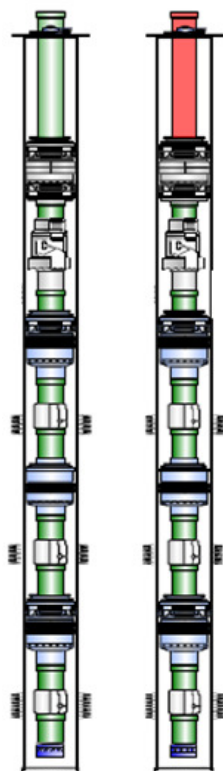
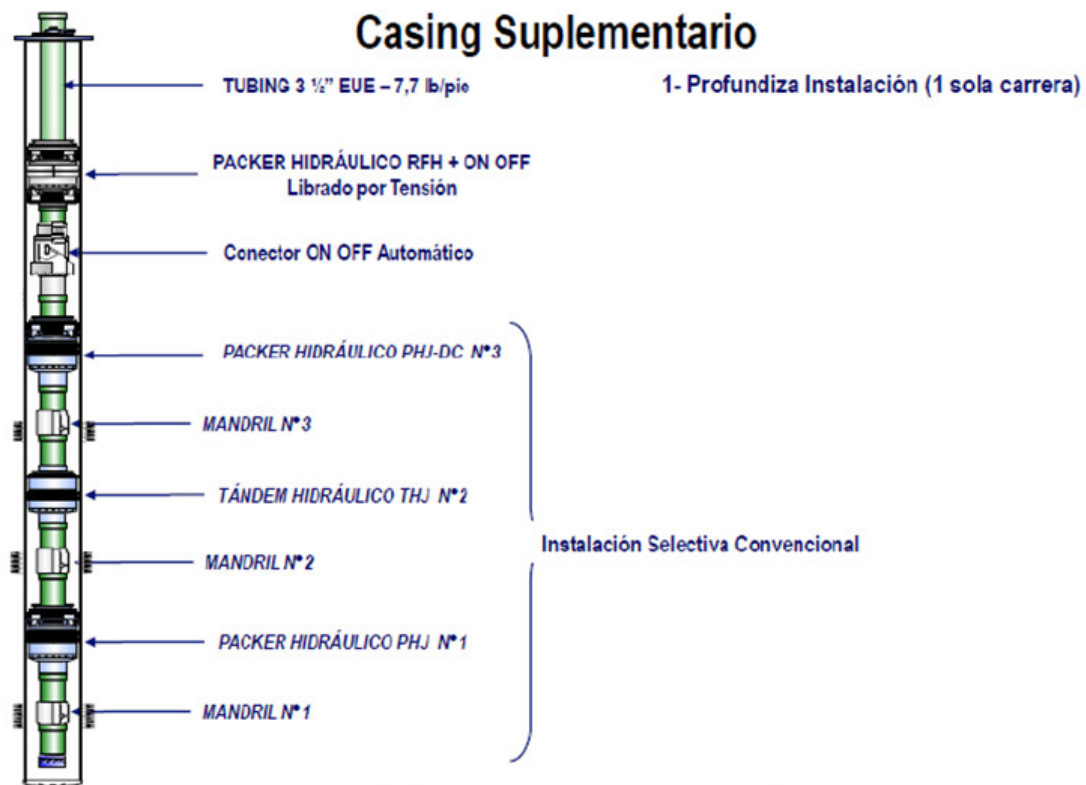
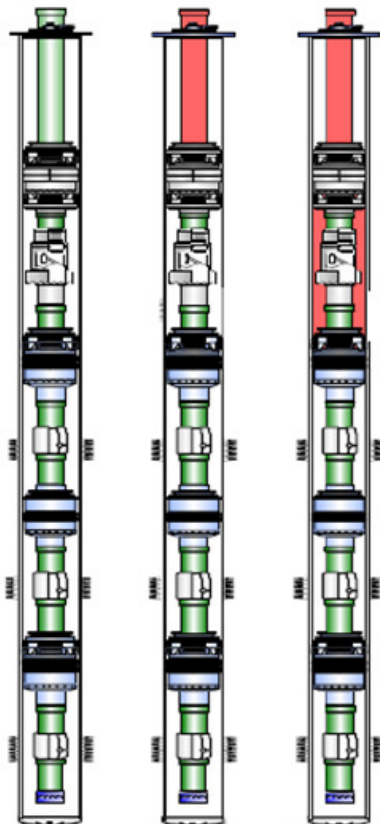


Figura n°12 Esquema Casing Suplementario

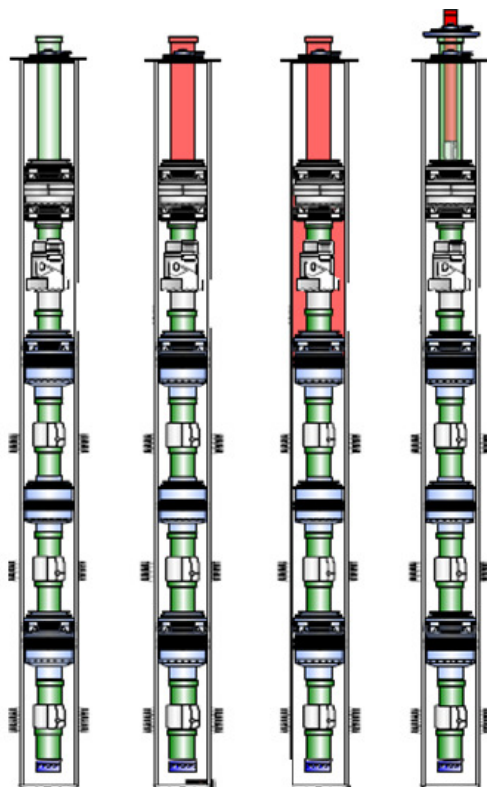
Secuencia operativa Bajada de Casing Suplementario:



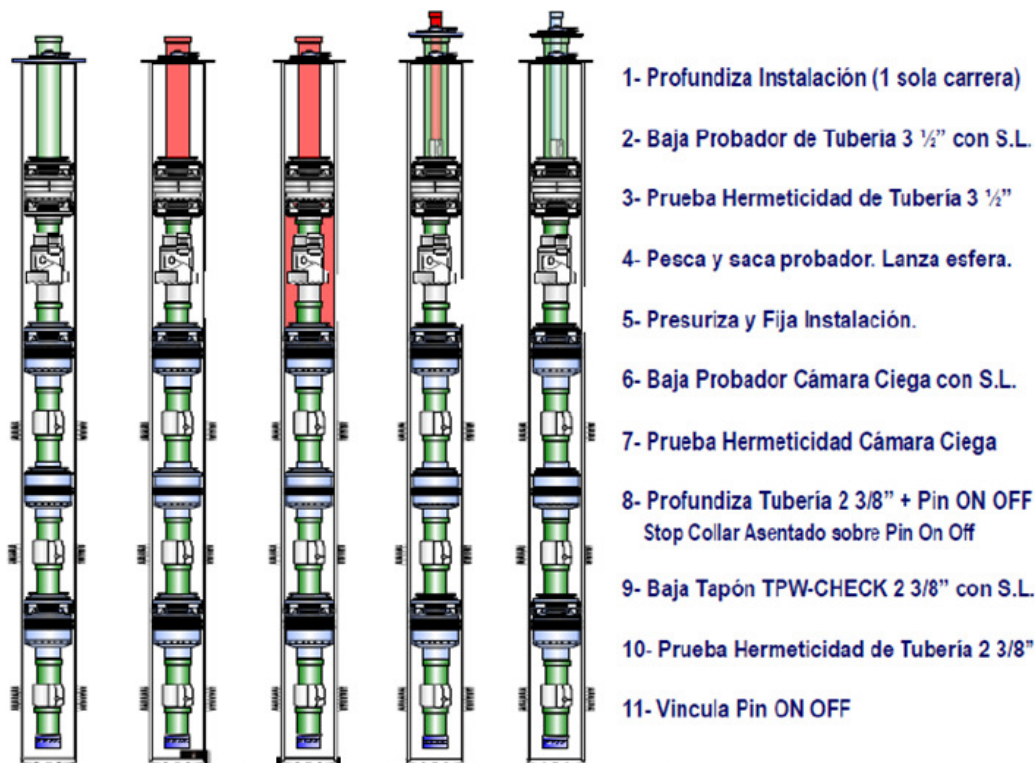
- 1- Profundiza Instalación (1 sola carrera)
- 2- Baja Probador de Tubería 3 1/2" con S.L.
- 3- Prueba Hermeticidad de Tubería 3 1/2"
- 4- Pesca y saca probador. Lanza esfera.
- 5- Presuriza y Fija Instalación.



- 1- Profundiza Instalación (1 sola carrera)
- 2- Baja Probador de Tubería 3 1/2" con S.L.
- 3- Prueba Hermeticidad de Tubería 3 1/2"
- 4- Pesca y saca probador. Lanza esfera.
- 5- Presuriza y Fija Instalación.
- 6- Baja Probador Cámara Ciega con S.L.
- 7- Prueba Hermeticidad Cámara Ciega



- 1- Profundiza Instalación (1 sola carrera)
- 2- Baja Probador de Tubería 3 1/2" con S.L.
- 3- Prueba Hermeticidad de Tubería 3 1/2"
- 4- Pesca y saca probador. Lanza esfera.
- 5- Presuriza y Fija Instalación.
- 6- Baja Probador Cámara Ciega con S.L.
- 7- Prueba Hermeticidad Cámara Ciega
- 8- Profundiza Tubería 2 3/8" + Pin ON OFF
Stop Collar Asentado sobre Pin On Off
- 9- Baja Tapón TPW-CHECK 2 3/8" con S.L.
- 10- Prueba Hermeticidad de Tubería 2 3/8"



Conclusiones:

Las reparaciones exitosas de pozos inyectores de antigüedad mayor a 30 años plantean un desafío para las compañías, es por esto que para tener un elevado porcentaje de éxito hay que tomar decisiones técnico-económicas acertadas y acordes a la actualidad de la industria.

Para cumplimentar el objetivo es que se aplica la siguiente matriz que plantea básicamente el estado de hermeticidad de un casing de un pozo inyector, si la prueba de hermeticidad es positiva se puede optar por un camino de reparación normal solo cambiando la instalación de inyección dañada por una en condiciones.

Matriz de toma de decisiones:

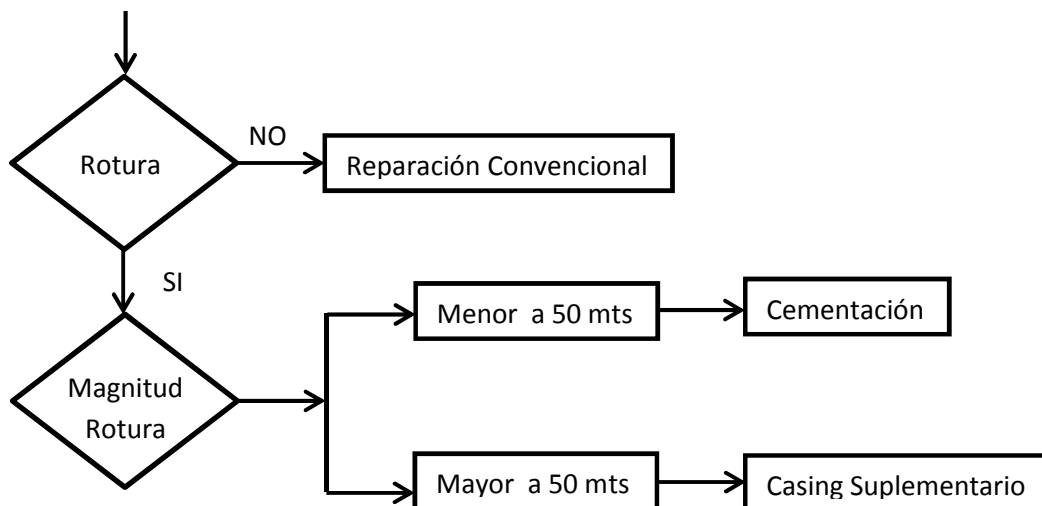


Figura n°13 Matriz de Toma de Decisiones

El escenario de una prueba de hermeticidad del casing con resultado negativa plantea dos alternativas que son definidos por la magnitud de la rotura del casing:

-Para roturas de menos de 50 mts de longitud la reparación se puede plantear con técnicas de cementación convencional.

-Para roturas de más de 50 mts de longitud la reparación se plantea bajando un casing suplementario.

Desde el 2009 a la fecha se repararon de 21 pozos inyectoros de este total y con la curva de aprendizaje de esta técnica de reparación solo 2 pozos su reparación no fue exitosa.

Inicialmente las reparaciones de los pozos inyectoros era realizadas por equipos de WorkOver, actualmente las reparaciones de pozos inyectoros son realizadas por equipos de WorkOver como por equipos de Pulling; Esta situación actual se debe a una curva de aprendizaje que tanto la compañía (SINOPEC) como las empresas de servicios se comprometieron en virtud de bajar los costos de las reparaciones.

Analizando el campo donde se realizaron la mayor cantidad de reparaciones (65%) de inyectoros se puede ver en la siguiente grafica la evolución en los años de los gastos y días insumidos para reparaciones de pozos inyectoros con casing suplementario:

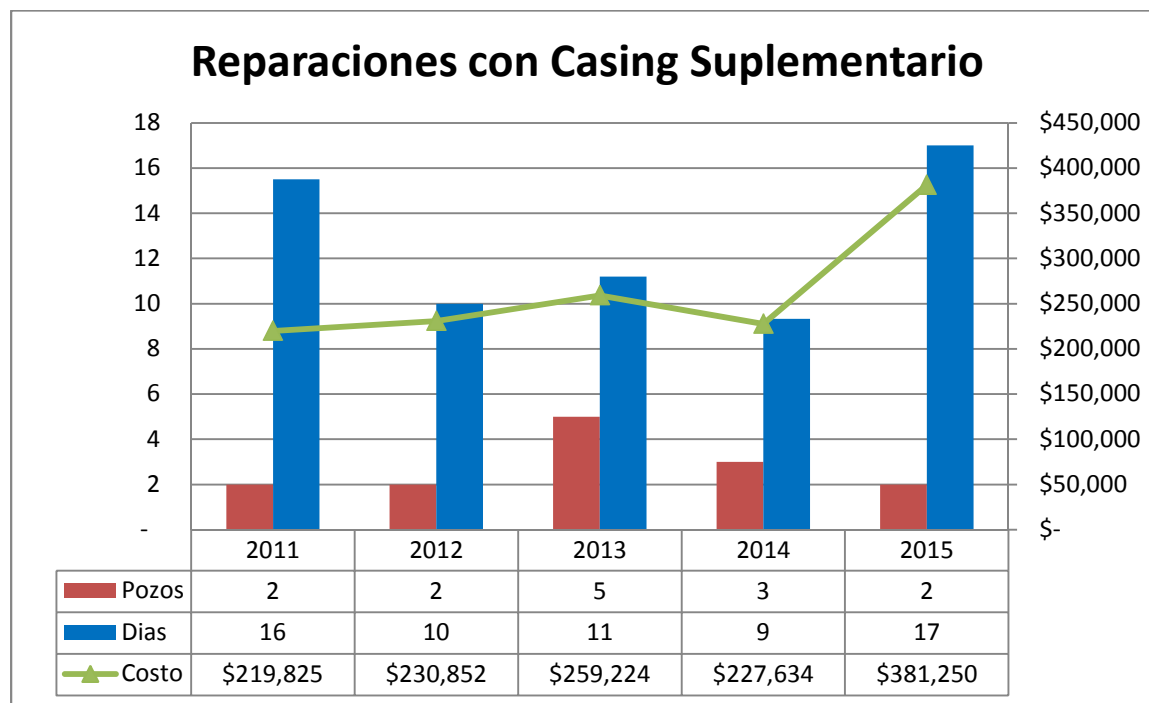


Figura n° 14 Evolución reparaciones con Casing Suplementario

Para el análisis del año 2015 donde el gasto y los días operativos para reparar un pozo inyector con Casing Suplementario se incrementa en relación al año 2014 se analiza puntualmente el caso de un pozo con una apertura de los gastos:

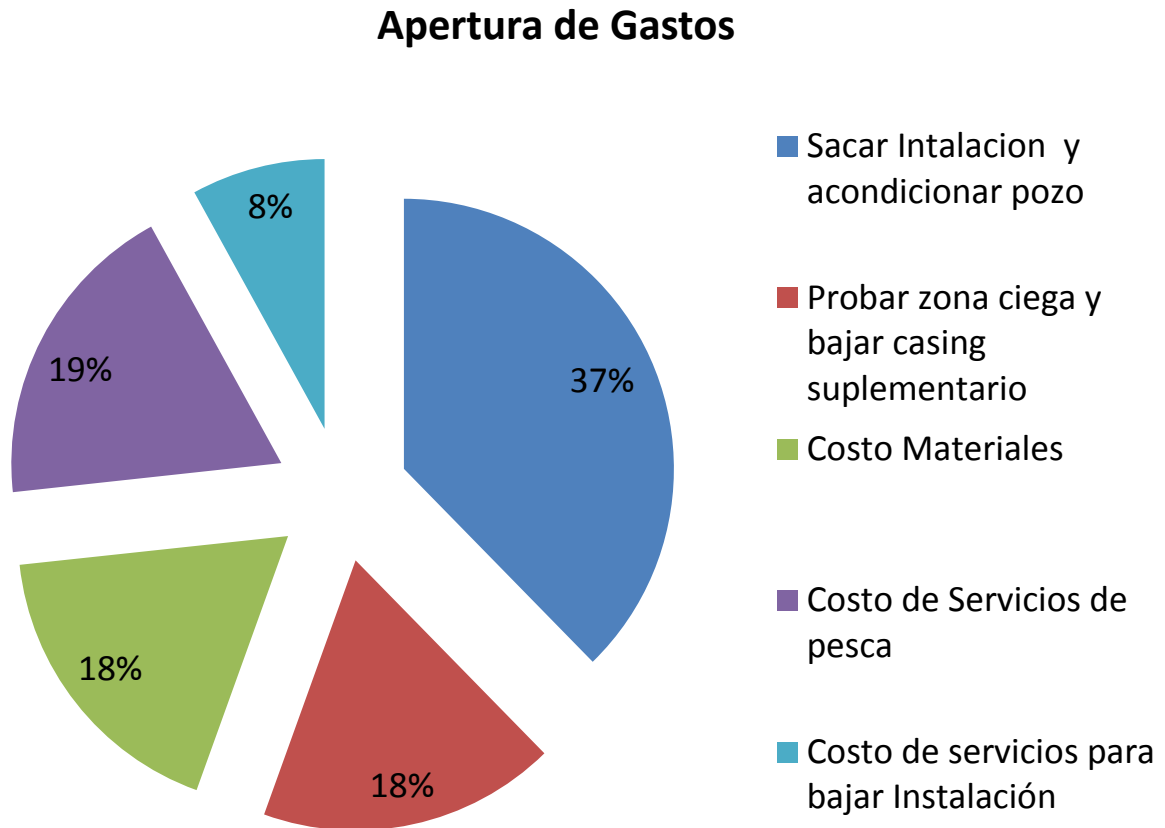


Figura n° 15 Apertura de Gastos Reparación Pozo con Casing Suplementario

Cuando analizamos la apertura de los gastos del pozo reparado en el año 2015 podemos concluir que el 37% del costo-días se debió a trabajos para recuperar la instalación de inyección que tenía el pozo al momento de ingresar a repararlo con equipo.

Las tareas de recuperar las instalaciones de los pozos inyectores a reparar plantan un gran desafío y tiene que ser analizada y evaluada económicamente su recupero.

Para la reparación de pozos inyectores con técnica de Casing Suplementarios se concluye:

Aplicación:

- Pozos Inyectores Globales
- Pozos inyectores Selectivos

Ventajas:

- Extender la vida útil del pozo
- Preservar la calidad de los Acuíferos
- La instalación final de inyección con los casing nuevos se baja en una sola operación.
- Posibilidad de futuras intervenciones
- Evitar perforar un pozo reemplazo.

Referencias:

- Disposición DIS-SCZ-00135-2007

Bibliografía:

- Schlumberger Technical Information

CV de los Autores:

Nombre: Alberto Marcelo Modón

Título: Ingeniero Industrial (UADE)

Experiencia Laboral:

- WEATHERFORD (Ingeniero de Aplicaciones)
- PETROBRAS (Ingeniero de Producción)
- OXY (Ingeniero de Subsuelo)
- APACHE (Ingeniero de Operaciones)
- SINOPEC (Ingeniero de Producción) (Actual)

Nombre: Santiago Miculicich

Título: Ingeniero Industrial (UTN)

Experiencia Laboral:

- OXY (Joven Profesional)
- OXY (Ingeniero de Reservorios)
- SINOPEC (Ingeniero de Reservorios) (Actual)