

CRITERIO DE SELECCIÓN DE METODOLOGÍAS PARA REPARACIÓN DE POZOS CON ROTURAS DE CASING Y TÉCNICAS DE PREVENCIÓN

Morris, Walter; Vico, Angel; Lafit, Walter y Carfi Guillermo

YPF Tecnología

walter.morris@ypftecnologia.com

Sinopsis

Nuestros yacimientos maduros presentan una gran cantidad de pozos fuera de servicio por fallas en sus casings causada por corrosión. En la mayoría de los casos, se trata de pozos con más de 30 años de antigüedad que no han sido cementados hasta la superficie o hasta el cruce de la cañería guía, con lo cual el casing ha permanecido expuesto a acuíferos agresivos.

Si bien existen numerosas metodologías de reparación de pozos con este tipo de patología (cementaciones auxiliares, casing patch, casing suplementario, etc.), su implementación resulta ser con frecuencia, poco efectiva o económicamente inviables debido a una selección inapropiada.

Este trabajo presenta un criterio de selección de las metodologías de reparación de pozos basado en un diagnóstico que considera principalmente 3 aspectos: ubicación, extensión y admisión de la zona de rotura.

En colaboración con el área de Ing. de WO se ha elaborado una “*Guía de Diagnóstico y Selección de Tecnologías de Reparación de Pozos Inyectores y Productores con Casing Deteriorado*”. Este artículo presenta los criterios de diagnóstico y selección de técnicas descriptas en la Guía. Asimismo, se describen brevemente las técnicas de prevención y control de corrosión para evitar la rotura de casings.

Introducción

Las fallas en casings causadas por corrosión interna o externa representan un serio problema en la mayoría de los yacimientos maduros del país. Algunas de sus consecuencias son:

- Pérdida sistemática de producción y depreciación de activos.
- Intervenciones de pozo costosas: pescas y reparaciones fallidas.
- Problemas ambientales y salida de servicio por falta de hermeticidad.
- Abandono de pozos

Una vez detectadas las roturas, las alternativas de reparación son limitadas así como sus chances de éxito. La figura 1 muestra casos típicos de roturas de casing inducidas por corrosión.

Diagnóstico

El éxito de la reparación depende de un diagnóstico certero que permita identificar la causa raíz y severidad de la falla. La selección de técnicas apropiadas de reparación depende fuertemente de los siguientes factores:

1. Ubicación de la falla
2. Grado y extensión de la zona afectada
3. Admisión de la rotura.
4. Historial del pozo.



Figura 1. Daño por corrosión externa de casing

Ubicación de la falla. Como se ilustra en la figura 2, las roturas pueden producirse en tres zonas características:

- Roturas de casing en la zona de la guía
- Roturas que ocurren entre el zapato de la cañería guía y el tope de cemento de la aislación
- Roturas que ocurren en la zona de interés (generalmente cementada).

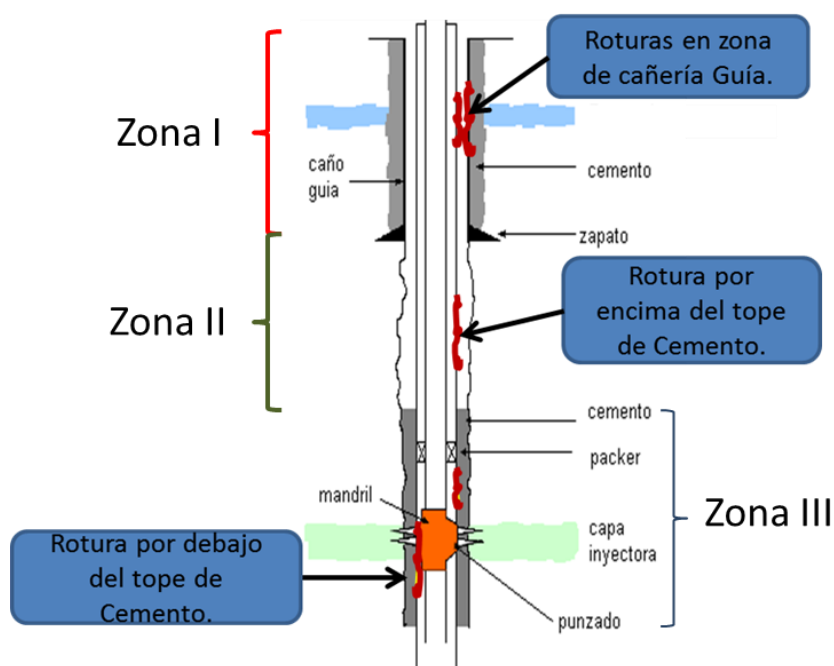


Figura 2. Ubicación típica de zonas de rotura de casing.

Grado y extensión de la zona afectada. Se disponen de herramientas que permiten ubicar y cuantificar el daño en el casing. Las más empleadas son los perfiles acústicos, de flujo magnético, mecánicos (multifinger) y combinaciones de estos. Si bien es recomendable contar con el soporte de un especialista para llevar a cabo un análisis detallado del estado de integridad del casing, con un conocimiento básico de estas herramientas es posible realizar una interpretación preliminar de la información para determinar la ubicación y extensión de las zonas de mayor deterioro. En la Figura 3 se ilustra una porción de un perfil de integridad combinado (mecánico y flujo magnético) donde pueden observarse las zonas de pérdida de espesor interno y externo del tubular. Estas herramientas se complementan con pruebas de hermeticidad realizadas con tapón y packer.

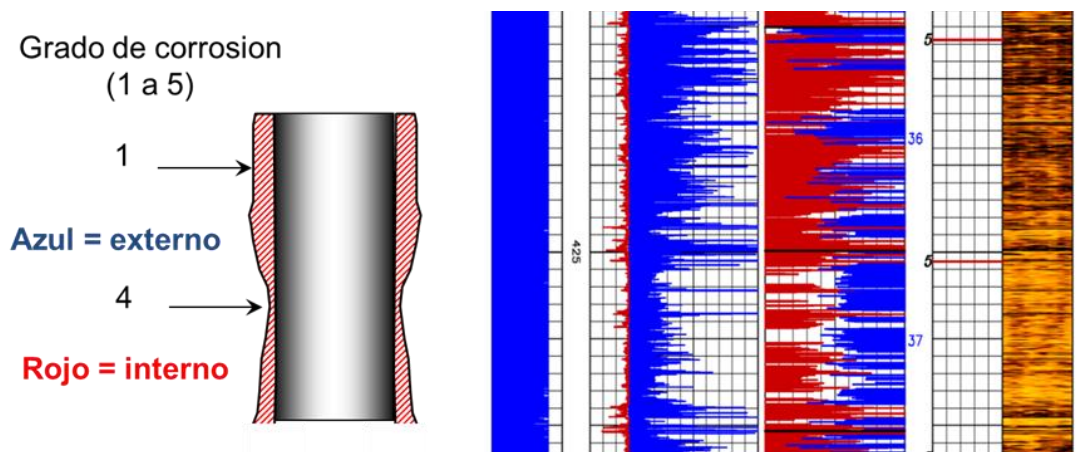


Figura 3. Esquema de perfil de integridad obtenido con herramienta combinada (mecánica y flujo magnético)

Admisión de la rotura. Al constatar la zona de rotura con Tpn y Pkr, se realiza una prueba de admisión inyectando agua con un bombeador. El nivel de admisión de la rotura se establece como:

- Bajo: Caudal < 1 BPM (160 lt/min) a 200 psi.
- Moderado: Caudal > 1BPM a 200 psi y < 1 BPM a 300 psi.
- Alto: Caudal > 1 BPM a presión igual o mayor a 300 psi.

Como parte de la prueba se recomienda realizar un Step-up Rate Test, registrando los caudales medidos a 3 o 4 presiones. Estos valores se grafican para determinar el gradiente de fractura de la formación (quiebre de pendiente) expuesta en la rotura.

Historial del pozo. Si bien la información obtenida de estas 3 técnicas permite efectuar un diagnóstico a partir del cual seleccionar las técnicas de reparación más apropiadas, es importante complementar esta información con el historial del pozo (arquitectura, antigüedad y fecha de conversión, tope y calidad de cemento, etc.), historial de reparaciones (cementaciones auxiliares, limpieza y/o estimulación, instalaciones y pescas) y datos de integridad (PH, perfiles de corrosión/integridad, CBL-VDL y calibres).

En la figura 4 se presenta un diagrama de flujo que resume la secuencia de pasos involucrados en el diagnóstico y reparación de pozos afectados por roturas de casing.

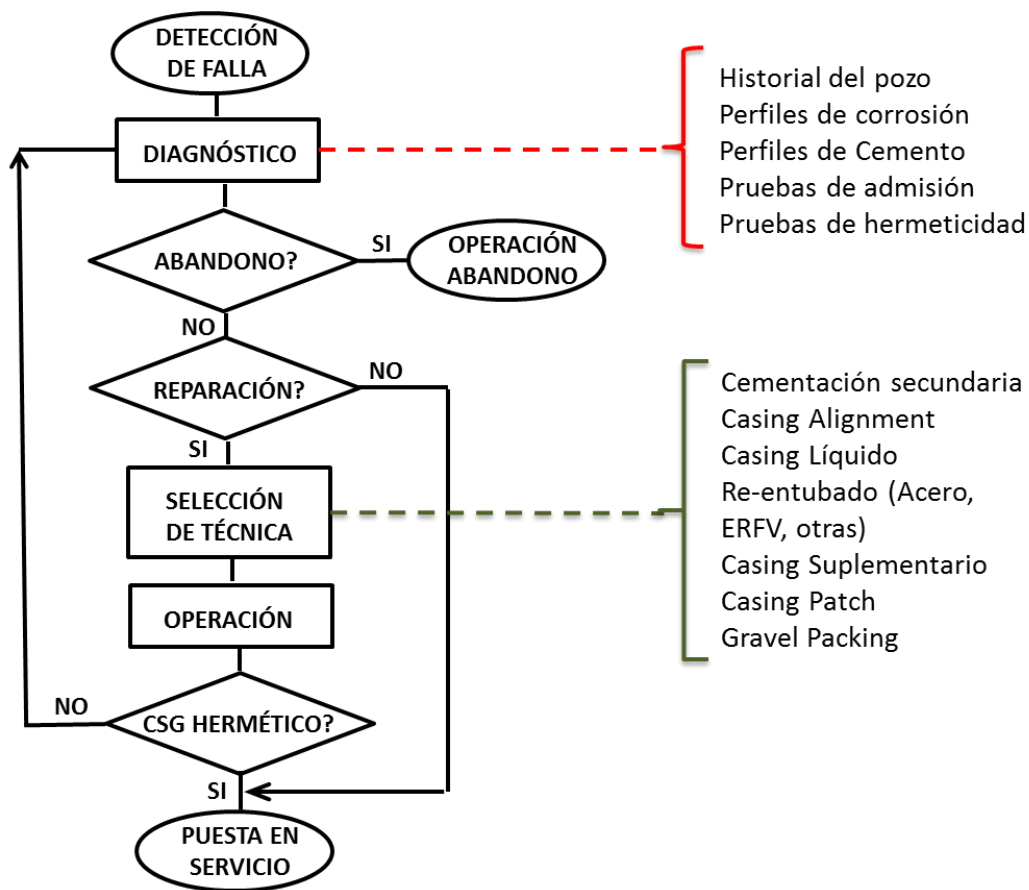


Figura 4. Diagrama de flujo para el diagnóstico y selección de técnica de reparación.

Criterio de selección

En la Tabla 1 se listan las técnicas de reparación descriptas en la *”Guía de Diagnóstico y Selección de Tecnologías de Reparación de Pozos Inyectores y Productores con Casing Deteriorado”*. En cada caso se indica la ventana de aplicación recomendada en función de la extensión de la zona afectada del casing, admisión de la rotura, requerimientos de equipo de torre y costo.

Tabla 1. Criterio general de selección de técnicas de reparación de pozos.

Técnica de reparación	Extensión de rotura (m)	Admisión (BPM @ 200 psi)	Requiere equipo de torre	Ref. de costo	Observaciones
Cementación secundaria	< 50	< 1 o uso de obturantes	SI (WO)	Medio	Riesgo de salir del pozo durante rotado
Casing alignment (ERFV sacrificio)	50 a 200	< 1.5	SI (WO)	Medio-alto	Ver operativa.
Casing líquido	< 150	< 1 o uso de obturantes	NO	Bajo	Puede ser removido en re-intervención
Re-entubado (acero o ERFV)	>200	Si > 1 uso de obturante	SI	Alto	Disminución de ID
Casing patch interno	10 a 100	No requiere	SI (WO)	Alta	Disminución de ID
Casing patch externo	20 a 300				Sin disminución de ID
Casing suplementario	100 a 400	No requiere	SI (WO)	Medio	Control de sólidos en zona de rotura
Gravel pack	< 100	Grava	SI (WO)	Medio	Ver operativa

Técnicas de reparación

Cementación auxiliar. La cementación es una de las técnicas más difundidas y frecuentes de reparación de roturas de casing. Si bien ha demostrado ser efectiva y económica para una gran cantidad de condiciones, su éxito depende fuertemente de la extensión de la rotura y las características de la formación que se ubica frente a esta (ver Tabla 2).

Tabla 2. Éxito de la cementación secundaria en función de la extensión de la rotura.

Extensión de rotura	Tasa de éxito
< 50 m	Alta
50 a 100 m	Media
>100 m	Baja

El volumen de lechada a bombear se determina en función de la extensión de la rotura y la prueba de admisión previa. El diseño de lechada debe definirse en función de las condiciones de pozo y operación. La norma API RP 10B-2 describe los ensayos recomendados para caracterizar el comportamiento de la lechada en operaciones de squeeze.

Existen diversos métodos de colocación de cemento en operaciones de cementación secundaria, las más difundidas son: tapones balanceados, bradenhead, bullhead (presiones) y spotting squeeze, entre otras. En la figura 5 se presenta una carta (registro de presión en BdP vs. Tiempo) representativa de una operación de cementación forzada (squeeze) por hesitación.

Además de la extensión de la zona de rotura, es importante conocer el estado de integridad del casing. En los casos donde el casing está muy deteriorado, con pérdida total de espesor, existe riesgo de “salir del pozo”, es decir, desviarse de la trayectoria original del pozo y perforar fuera del casing durante la operación de rotado de tapón. Esto implica perder la continuidad del casing y el pozo en sí. Para evitar este problema se utiliza la técnica del Casing Alignment (Casing de ERFV de sacrificio).

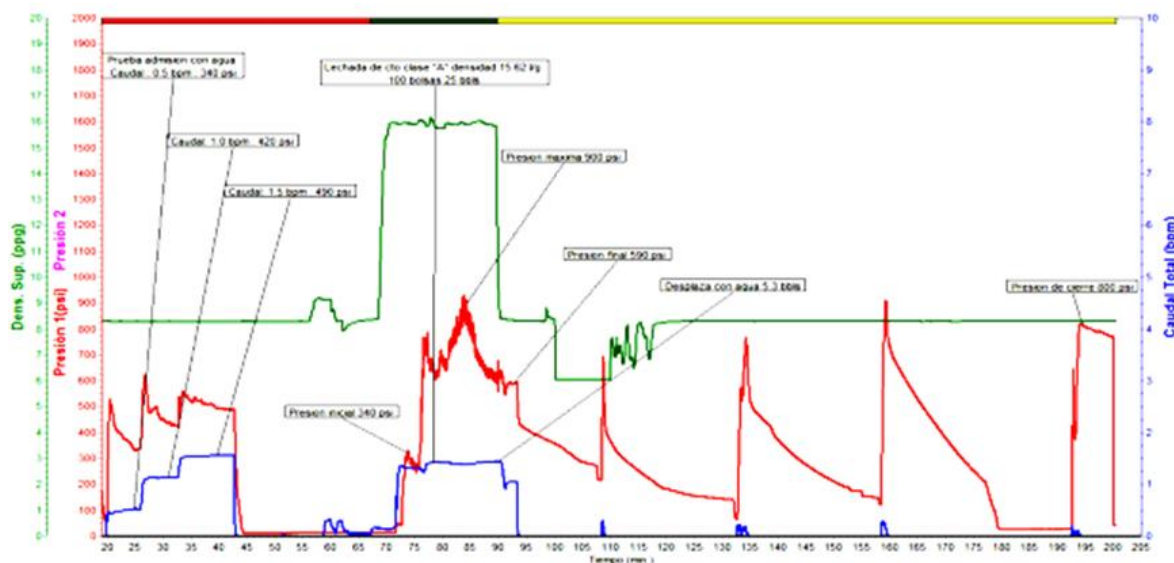


Figura 5. Registro de operación de cementación forzada con hesitación.

Casing alignment. Es una técnica de cementación de roturas extensas, aplicable tanto a pozos productores como inyectores. Utiliza una sarta de ERFV para guiar la fresa en el pozo al momento de rotar el tapón de cemento. Las principales ventajas de esta técnica son:

- Permite cementar roturas de mayor longitud en una sola operación.
- La cañería de fibra guía a la fresa durante la rotación del cemento disminuyendo el riesgo de desviarse del pozo.
- El volumen de recortes de cemento es menor y la velocidad de rotación es mayor.
- Permite evitar re-cementaciones.

Para rotar el tapón se utiliza una fresa con “nariz”, para centralizar la rotación y mantener la herramienta en el interior del Csg de ERFV. Los ángulos de ataque calzados con material de desgaste realizaran el corte del material que avanzara al drift (ID) de la cañería.

Casing líquido. Es una técnica desarrollada por Y-TEC que aplica principalmente para pozos inyectores con múltiples roturas de casing distribuidas a lo largo de su extensión. Este escenario hace que las reparaciones con cemento sean muy complejas y con chances limitadas de hermetizar la entre columna. Consiste en un gel polimérico que cubre la entre-columna sellando las zonas de roturas y bloqueando pérdidas en formaciones con alta admisión.

Se caracteriza por ser un fluido de baja viscosidad inicial que se transforma en un gel semi-rígidos una vez activado. El tiempo de activación del sistema y su consistencia se ajusta en función de la composición (polímero sintético + activador) y la temperatura de fondo. En la figura 6 se muestran la curva de variación de viscosidad en función del tiempo de un sistema típico.

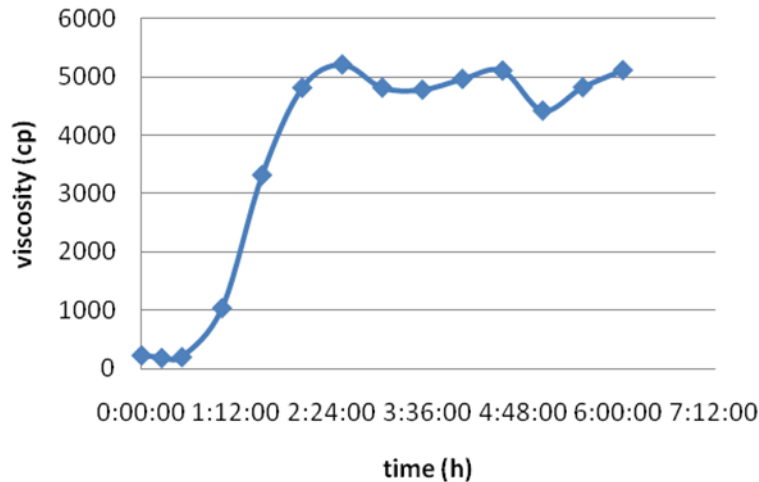


Figura 6. Variación de la viscosidad del sistema de Casing Líquido en función del tiempo evaluado a 40°C.

Re-entubado. Esta técnica permite recuperar la integridad de pozos productores e inyectores con roturas extensas de casing y admisiones severas. Se baja una columna de Csg de menor diámetro al existente (Acero o ERFV), se fija en fondo, superficie y cementa el anular. En la Guía se presentan opciones y procedimientos operativos para los diámetros más frecuentes. En el caso de inyectores de 5 ½", permite bajar selectivas slim-hole con control de presión por entre-columna.

La técnica presenta las siguientes ventajas:

- Es una opción técnica y económicamente viable respecto a un pozo de reemplazo.
- Extiende la vida útil del pozo recuperando su integridad estructural y hermeticidad.
- Es posible cementar el pozo en su totalidad, minimizando la corrosión externa.
- En el caso de re-entubado de pozos inyectores se han desarrollado instalaciones de diámetro reducido (Slim hole) que permiten mantener la selectividad en 3 ½" y próximamente en 2 7/8".

Casing suplementario. Es recomendado para pozos inyectores con roturas de 100 a 400 m, si bien en Sta Cruz existen antecedentes de extensiones mayores. Permite mantener la selectiva de pozos inyectores, aislando las zonas de roturas con un Csg de menor diámetro fijado por encima de la zona de interés.

En la figura 7 se presenta un esquema de una instalación de Casing suplementario en un pozo originalmente entubado en 5 ½".

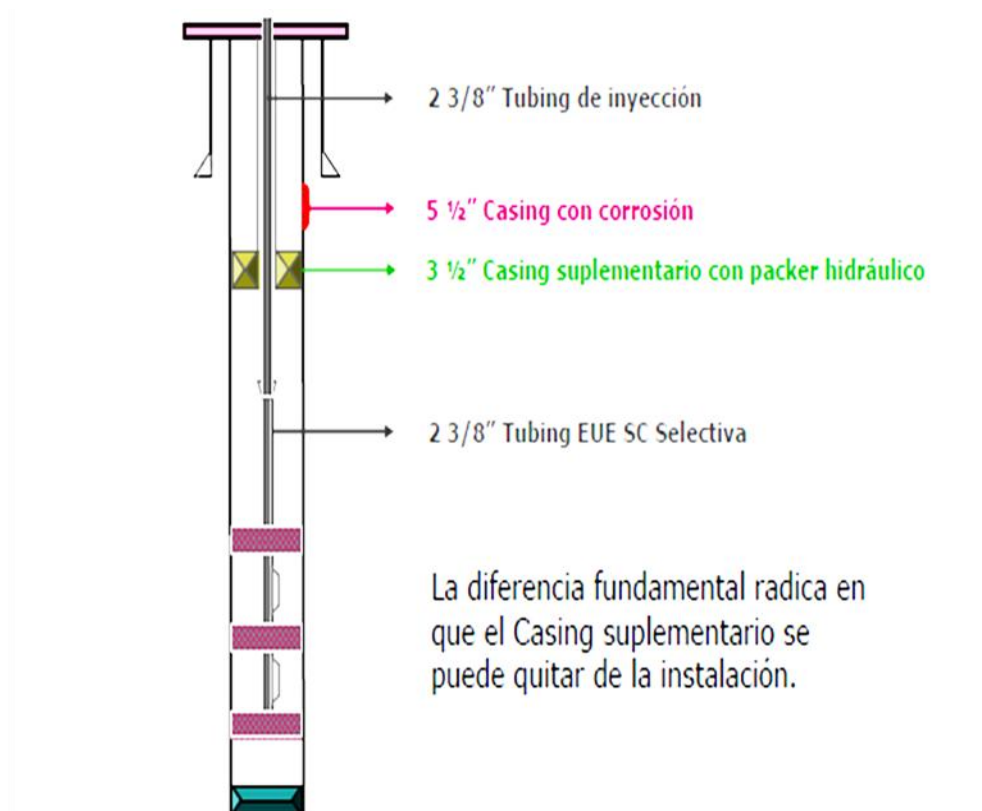


Figura 7. Esquema de instalación de casing suplementario en un pozo entubado en 5 1/2".

Casing patch. Existen una gran cantidad de sistemas en el mercado. Estos se pueden clasificar en dos, dependiendo si generan pérdida de drift (restricción de ID) o no.

Con pérdida de drift: Consisten en parches que se colocan cubriendo zonas de roturas, punzados inproductivos (con aporte de agua o gas) o para corregir problemas de desvinculación de casings entre otras aplicaciones. Esta tecnología implica tener un estado de integridad aceptable para fijar herramientas cerca de la falla.

La principal desventaja de este sistema es la restricción interna de diámetro (pérdida de ID) siendo que limita el pasaje de herramientas e instalaciones de producción/inyección.

Según la tecnología se pueden correr entre 10 a 100 metros de parches en el pozo. En función de esto depende la características de la operación ya que establecen límites de overpull del equipo de torre y/o presiones de bomba a ser utilizados para la operación.

Sin pérdida de drift: La técnica de casing patch sin pérdida de drift también conocido como External Casing Patch (mantiene el ID del pozo) se aplica en pozos donde el casing a reparar no se encuentra cementado. El sistema es particularmente efectivo en los pozos (inyectores o productores) que presentan roturas severas y/o pesca sin recuperar en la zona de la cañería guía.

Consiste en cortar y retirar el casing, y reemplazarlo con una nueva sección de casing nuevo. La unión entre el casing original del pozo y el nuevo se realiza mediante un sello de metal dúctil (lead seal) o elastómero. La extensión de la reparación depende en gran medida del diseño de casing patch. La cobertura efectiva puede alcanzar y en casos superar los 300 pies (100 m). El nuevo

casing tiene alta resistencia al colapso y al estallido restituyendo la integridad del pozo en forma permanente y generalmente rentable.

Gravel pack. Esta tecnología ha sido evaluada para re-establecer la integridad de pozos productores e inyectores que presentan deterioros en la zona de interés. La metodología es utilizada para el control de producción de arena de formación.

En pozos productores con alto corte de agua y en inyectores donde la corrosividad del agua es elevada se observa con frecuencia el deterioro de casing. Por otro lado, los reiterados tratamientos de estimulación o limpieza ácida provocan el deterioro localizado del casing en la zona de interés. Con frecuencia estas formaciones producen finos producto de la desconsolidación de la roca reservorio. Ante este escenario, la alternativa del Gravel Packing puede representar una solución tanto al problema de integridad del casing como a la producción de finos

Prevención y control

Pozos nuevos. La prevención de las fallas de casings por corrosión parte desde el diseño del pozo, mediante una apropiada selección de materiales. La aplicación de cañerías de epoxi reforzadas con fibra de vidrio (ERFV) ha demostrado ser una excelente alternativa en este sentido (ver figura 8).

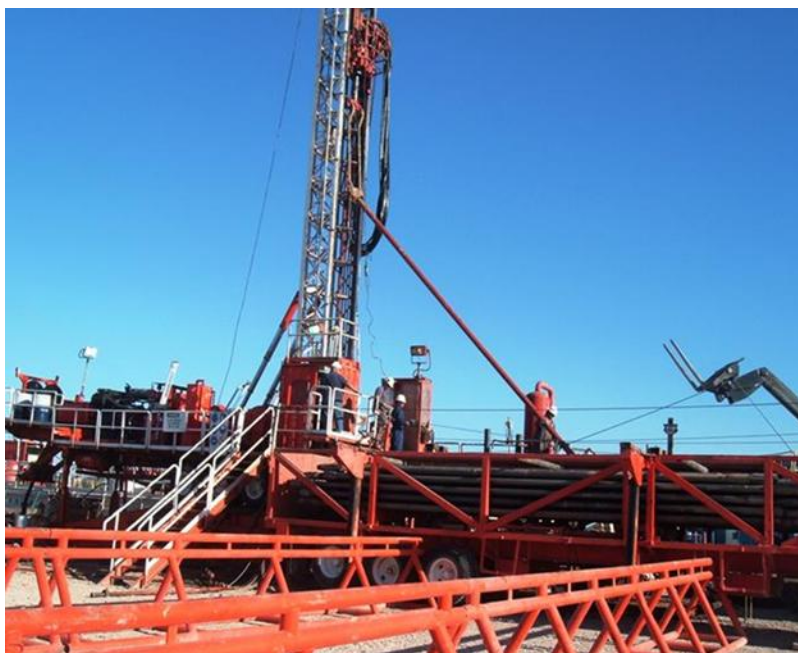


Figura 8. Maniobra de entubado de pozo inyector con Csg ERFV 5 ½”.

Si las solicitaciones mecánicas requieran el uso de cañerías de acero, se podrá recurrir a los revestimientos internos y externos. La aplicación de Liners plásticos (PEAD, PP, ERFV, etc.) permite minimizar los problemas de corrosión.

Sin duda la forma más efectiva y económica de controlar los problemas de corrosión externa de casing mediante una apropiada cementación primaria. Al cubrir el anular con cemento no solo se genera una barrera física entre las formaciones y el pozo, sino que se logra una protección química

del acero que adquiere un estado pasivo (formación de película protectora de óxido estable) al estar en contacto con un medio alcalino como es la lechada de cemento. En aquellas zonas donde los bajos gradientes de fractura y las pérdidas impidan cementar el pozo hasta superficie se podrá prever el uso de revestimientos externos de ERFV. Si bien esta técnica tiene un gran potencial, implica una inversión mayor lo cual condiciona su uso extensivo.

Pozos existentes. Cuando los problemas de corrosión ponen en riesgo la integridad de pozos existentes, se puede recurrir a las técnicas de protección catódica (PC) para su control. Si bien varios yacimientos del país cuentan con sistemas de PC por corriente impresa, dichos sistemas son económicamente inviable en numerosos yacimientos maduros. Como alternativa, Y-TEC ha desarrollado un sistema de PC sacrificial conocido como “squeeze catódico”, que consiste en bombear una lechada que contiene material de sacrificio para proteger la zona donde se producen las roturas. En la figura 9 se muestra un esquema de la aplicación del sistema tanto en pozos productores como inyectoros.

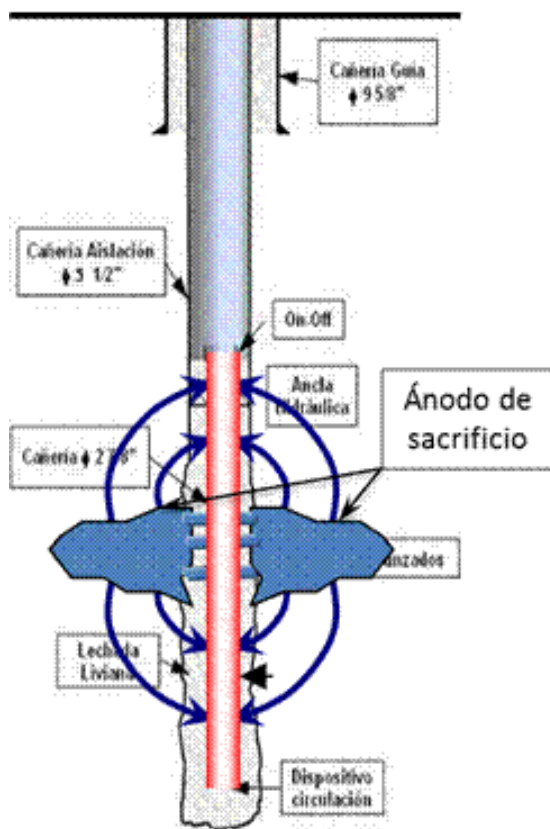


Figura 9. Disposición del ánodo de sacrificio líquido en pozos productores o inyectoros.

En el caso de pozos inyectoros que presentan fallas por corrosión interna en la zona de interés, se ha desarrollado un sistema de PC por ánodos de sacrificio montados en la instalación de producción. El

sistema permite prevenir fallas por corrosión asociadas al agua de inyección y a tratamientos ácidos, evitando así pescas durante intervenciones con equipos de torre y prolongando la vida productiva del pozo.

Conclusiones

El trabajo resume los criterios y buenas prácticas de diagnóstico y selección de metodologías de reparación de pozos con roturas de casing que resultan de la experiencia documentada a nivel local e internacional. El trabajo contempla desde la tradicional cementación a presión hasta los últimos avances en re-entubación y prevención de roturas de casing por corrosión.

Dicha información fue extraída de la “Guía de Diagnóstico y Selección de Tecnologías de Reparación de Pozos Inyectores y Productores con Casing Deteriorado” elaborada en colaboración con el área de Ing. de WO de YPF.

Como se ilustra en la figura 10, este documento busca brindar una herramienta de consulta práctica que permita optimizar las operaciones de reparación de pozos de manera de recuperar la integridad de las mismas con el consecuente impacto en la producción de los yacimientos maduros afectados.

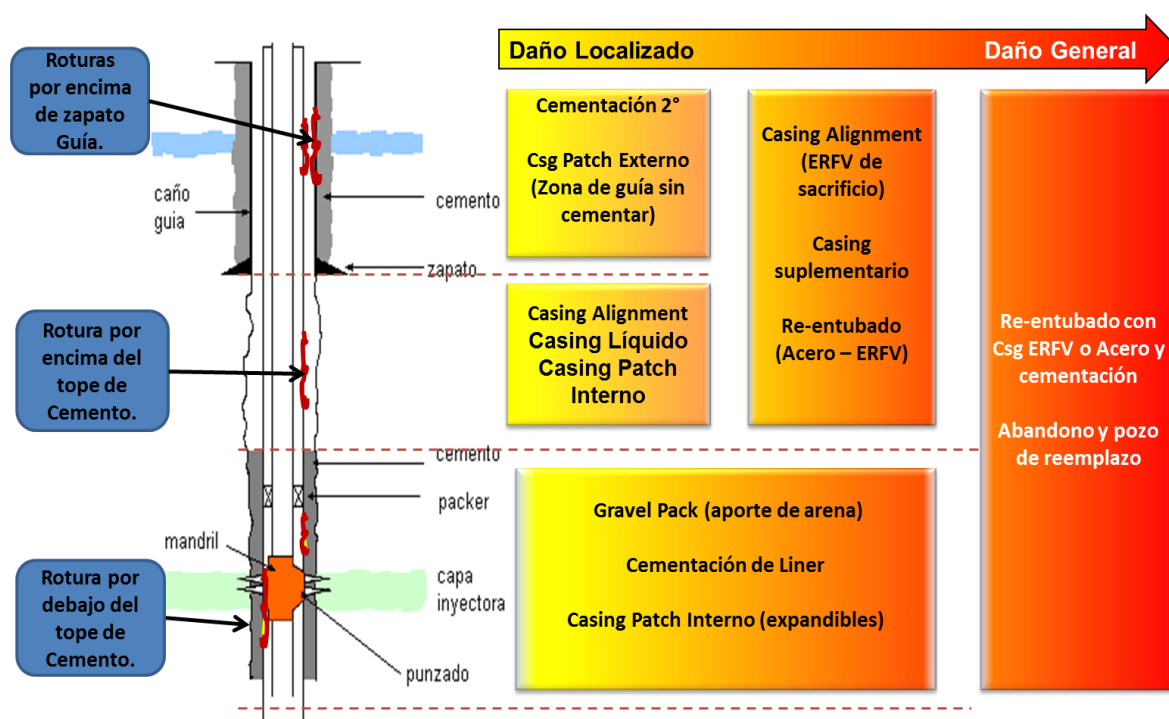


Figura 10. Ventana de aplicación de técnicas de reparación de pozos.

Referencias consultadas

- “Guía de diagnóstico y selección de tecnologías de reparación de pozos inyectores y productores con casing deteriorado”, W. Morris, W. Lafit, G. Carfi y A. Vico. Y-TEC, 2016.

- Disposición Secretaría de Medio Ambiente N° 135/07 de la Provincia de Santa Cruz Decreto Provincial N° 974/98.
- Disposición Secretaría de Minería e Hidrocarburos 029/12 de la Provincia de Neuquén.
- LEY PROVINCIAL N°1875 (B.O. 1/2/91) de la Provincia de Neuquén, (Texto modificado por LEY N° 2267 – B.O. 23/12/98).
- Res. 105/92 Sec. de Energía de la Nación - Anexo I “Normas y procedimientos que regulan la protección ambiental durante las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos”
- Res. 3587/06 Normas Argentinas Mínimas para la Protección Ambiental en el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías (NAG 153).
- Manual de recomendaciones generales: Abandono de pozos – SPI, YPF, 11/2012.
- SPE 124381 “Wellbore reentries and repairs: Practical limits of cementing new casing inside existing casing”, A. Metcalf, et al., SPE 2009.
- SPE 137966 “Well Integrity Management System (WIMS) Development”, H. Daghmouni et.al, SPE 2010.
- Informe Técnico YPF San Cruz Este, “Análisis de Modos y Efectos de Fallas en Inyectores Cañadón Seco” (Documento N° IT-084-IDM-SC-INTCOR-ARBINYECTORES-CS-ABR-10).
- Well Cementing, Ed: Erik B. Nelson Schlumberger Educational Services 1990.
- “Implementación de un sistema para manejo de Integridad en pozos”, L. Anders, SPE 2007.
- “Evaluación e Implementación de Nuevas Tecnologías, para Reparar Pozos Inyectores en Campos Maduros”, S. Arango, YPF, Cong. IAPG Sec. Sur 2009.
- “Methodology for Reestablishing Casing Integrity Affected by Corrosion”, Well Integrity Management From Conception to Abandonment Applied Technology”, F. Rivas, SPE 2011.
- “Integridad de Pozos Inyectores, dominio de las leyes que la rigen y su verificación práctica”, M. Nuñez et al., 2° Cong. de Integridad IAPG 2014.
- “Reparación de pozos con problemas de integridad , Yacimiento Cerro Dragón”, E. Arze et al., IAPG Sec. Sur 2011.
- “Recuperación de Hermeticidad de pozos inyectores con roturas de casing”, L. Menegazzo et al., 2° Cong Perf. IAPG 2015.
- SPE 102144 “Successful Application of Glass Reinforced Epoxy (GRE) Casing in Hydraulically Fractured Water Injection Wells” Daniel Peralta (Petrobras Energia S.A.), Aldo Maggioni (Petrobras Energia S.A.), Rodolfo Garcia (Petrobras Energia S.A.), Daniel Martin (Petroplastic S.A.) SPE 2006
- YPF 04 Estándar de Barreras PWO, código: 10254-NO-21030000-120A, Publicado el 25/02/15.
- PR IAPG – S S – 02 – 2010 – 01 “Aseguramiento y control de barreras de aislación en pozos inyectores”
- PR IAPG – S S – 03 – 2011 – 00 “Clasificación ambiental de pozos inyectores”
- API RP 10B-2 “Recommended Practice for Testing Well Cements 2nd Ed. 2013
- API RP 90 “Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells”, 1st edition, 2012.
- NORSOK Standard D-010 Rev. 4, June 2013 “Well integrity in drilling and well operations”
- ISO/TS 16530-2 1st Ed. 2014 “Well integrity — Part 2: Well integrity for the operational phase”

CV's Autores

Angel Vico

Ingeniero en Materiales, egresado de la Universidad Nacional de Mar del Plata (2000).

Desarrolló varias actividades de investigación en el Instituto de Investigación en Ciencia y Tecnología de los Materiales (INTEMAConicet) y a partir del 2003, en la gestión de integridad de activos en empresas como Pan American Energy, Apache e YPF. En 2014 ingresó a Y-TEC como tecnólogo en el área de Ingeniería de Materiales de la Gerencia de Upstream.

Actualmente se desempeña como Ing. Corrosión del Activo ANC-YPF,

Walter Lafit

Tecnólogo especialista en completación y reparación de pozos. Tiene 35 años de experiencia en la industria del petróleo trabajando para compañías de servicio (Dowell Schlumberger, Nowsco, BJ Services, San Antonio Internacional) como ingeniero de Cementación y Estimulación. Se desempeñó como jefe de operaciones de pumping de SAI y consultor técnico en diversas empresas del sector. Integra el equipo de Materiales y Nanotecnología de Y-TEC desde 2015.

Guillermo Carfi.

Ingeniero metalúrgico (UTN), con más de 30 años de experiencia profesional orientada al desarrollo y gerenciamiento de pymes. Fue investigador en el Departamento de Materiales de la Comisión Nacional de Energía Atómica. Se desempeñó como Sr. Research del Institut de la Recherche de la Sidérurgie Française. Trabajó en el Área de Desarrollo de Productos Tubulares de Tenaris/Siderca S.A. Posee más de 30 publicaciones en congresos, seminarios y revistas especializadas y es autor de varias patentes industriales en el área de materiales. Desde 2014, es jefe de Materiales y Nanotecnología en Y-TEC.

Walter Morris

Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMdP). Master en Ciencia e Ingeniería de USF, EE.UU., y Doctor en Ciencia de los Materiales de UNMdP. Se desempeñó como investigador en el Instituto de Investigación en Ciencia y Tecnología de los Materiales (INTEMAConicet) así como en el Departamento de Materiales de CAC-CNEA.

Tiene más de 15 años de experiencia en la industria del petróleo y trabajó en el área de Tecnología de SAI como Product Champion de Desarrollo. Desde 2012 en Y-TEC como Product Champion de Materiales. Cuenta con más de 85 publicaciones científicas y presentaciones en congresos de Oil & Gas.