

EXPERIENCIAS EN EL USO DE DISTINTOS MATERIALES EN TUBING PARA POZOS INYECTORES DE AGUA SALADA

Cristian Sarhan, Andrés Steckinger
Petrobras Energía SA

SINOPSIS

La producción de petróleo en yacimientos maduros, como son los operados por la compañía en la cuenca Neuquina, requiere la inyección de agua en los reservorios productivos para sostener la explotación. El agua producida naturalmente junto con el petróleo, es acondicionada en superficie y luego reinyectada mediante una red de acueductos y pozos inyectores. Desafortunadamente, este tipo de agua, muchas veces tiene características corrosivas severas, generando costosos reemplazos de materiales.

Dentro del espectro de medidas utilizadas, tendientes a minimizar el problema descripto, está la utilización de recubrimientos anticorrosivos, cañerías de ERFV y aleaciones resistentes a la corrosión (CRA).

En el presente trabajo se describen las experiencias de campo recogidas, durante el proceso de selección de la configuración más adecuada de protección anticorrosiva para los tubing utilizados en pozos inyectores de agua producida en el yacimiento Puesto Hernández, teniendo en cuenta no solo las características corrosivas del fluido, sino también el grado de protección requerido en función de la ubicación del tubing en la sarta, en función del diseño de inyección del pozo: selectiva o global.

Se describen las distintas configuraciones de revestimientos anticorrosivos utilizados así como el uso de una aleación de las denominadas CRA; su performance en campo y la evaluación técnico-económica comparativa.

INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente en la industria petrolera, la inyección de agua producida para recuperación secundaria está asociada a altos costos de instalación y operación.

Por un lado, es necesario acondicionar el agua para evitar el taponamiento del reservorio en el cual se inyecta, y por otro evitar el deterioro de los materiales utilizados en las instalaciones.

En el caso particular de los tubing utilizados en los pozos inyectores, un factor que interviene en este deterioro está asociado a las características corrosivas del agua. La solución de este problema requiere el uso de materiales inmunes o con un grado de resistencia corrosiva mayor al del acero desnudo,

En algunos casos las maniobras operativas normales del pozo también pueden ser causa de deterioro de los tubing. En el caso de una configuración para inyección selectiva, se deben realizar operaciones con alambre en forma rutinaria, por ejemplo para el ajuste de las válvulas de inyección. El alambre en su carrera roza sobre la superficie interna del tubing, pudiendo generar un daño muy importante en recubrimientos aplicados o inclusive sobre la superficie de acero desnudo⁽¹⁾. El yacimiento Puesto Hernández inició la inyección de agua producida en el año 1993, y a partir de ese momento se han ido utilizando distintas configuraciones para los tubing, con el objetivo de contrarrestar la severidad corrosiva que presenta el agua.

DESARROLLO

I- Configuraciones de tubing analizadas

A continuación se describen las distintas configuraciones de tubing utilizadas, indicando entre paréntesis su codificación para el presente trabajo. Se indican brevemente las características principales de cada revestimiento o aleación y su rango de aplicabilidad, según información suministrada por cada proveedor.

1- Tubing de acero al C, revestido internamente (T1)

El revestimiento es una resina fenólica termorígida, que se aplica con un espesor entre 125 a 200 micrones (thin film). Es apto para utilizarse en tubing de producción con petróleo, agua dulce y producida, resiste corrosión por CO₂. Según el medio puede utilizarse hasta los 204°C.

2- Tubing de acero al C, revestido externa e internamente con FBE (fusion bond epoxy)

Se ha utilizado cañería revestida en el país por 2 aplicadores diferentes, identificados como A y B.

El aplicador A (T2A) utiliza un epoxy importado bajo licencia de una compañía belga. El producto aplicado es un epoxy termorígido en polvo, formulado para cubrir los requerimientos de protección interna y externa de cañería usada en agua de mar que transporta crudo, gas natural, derivados refinados del petróleo y otros fluidos, entre los -20°C y +120°C. Se aplica con espesor de 400 micrones (thick film).

El aplicador B (T2B) utiliza un FBE de iguales características al caso anterior externamente, e internamente utiliza una resina novolac modificada, formulada para ambientes críticos con altos cortes de agua con contenido de CO₂, apta para trabajar hasta 149°C. Según catálogo, este producto ofrece mayor flexibilidad y resistencia al impacto sobre otras resinas similares, manteniendo su resistencia química. Se aplica en espesores entre 250 a 450 micrones (thick film). Se recomienda para tubing de producción, inyección de agua y CO₂, pozos disposal y líneas de flujo.

3- Tubing de acero al C, revestido internamente con resina novolac modificada y externamente con polipropileno (T3)

El revestimiento interior es una resina novolac modificada, formulada para ambientes críticos con altos cortes de agua con contenido de CO₂, apta para trabajar hasta 149°C. Según catálogo, este producto ofrece mayor flexibilidad y resistencia al impacto sobre otras resinas similares, manteniendo su resistencia química. Se aplica en espesores entre 250 a 450 micrones (thick film). Se recomienda para tubing de producción, inyección de agua y CO₂, pozos disposal y líneas de flujo.

El revestimiento exterior responde a la configuración denominada tricapa. Consta de un primer epoxy de 50 a 100 micrones de espesor aplicado sobre la tubería directamente, y su función es brindar la protección anticorrosiva del acero. La capa intermedia es un adhesivo polímero, de espesor entre 200 a 400 micrones y su función es la de actuar como unión entre el primer y las capas exteriores. La capa exterior es de polipropileno (resina termoplástica), aplicado con un espesor de 5 a 6 mm, su función es conferir protección mecánica a la cañería. El rango de temperatura de servicio del polipropileno esta entre -40°C y +110°C.

4- Tubing de epoxy reforzado con fibra de vidrio (ERFV) (T4A y T4B)

Se han utilizados tubing de ERFV importados, provistos por 2 compañías distintas. Este tipo de material presenta como ventaja competitiva frente al acero, su resistencia intrínseca a la corrosión. Tiene la limitación de su resistencia mecánica, razón por la cual no se lo utiliza en la zona de inyección selectiva y requiere del uso de cañería de acero de maniobra en las intervenciones con equipo. La temperatura máxima de trabajo es de 82°C.

5- Tubing de acero al C, revestido internamente con liner de ERFV (T5)

El revestimiento interno es un liner de ERFV, de 1 mm de espesor aproximadamente. El diámetro exterior de este liner es prácticamente igual al ID del tubing, logrando la adherencia entre ambos mediante la aplicación de un cemento especial entre ambos. Según la descripción del proveedor, la

ventaja de esta configuración es tener un caño revestido, con la resistencia mecánica del acero y la inmunidad a la corrosión del ERFV.

6- Tubing de aleación resistente a la corrosión AISI 420 (T6)

La aleación ensayada corresponde a un acero inoxidable martensítico denominado AISI 420 grado L80, (denominado comercialmente como 13Cr) Este acero inoxidable pertenece a la familia de la serie AISI 400 y se caracteriza por tener únicamente cromo como elemento aleante principal.

La especificación respecto a la composición química del AISI 420 se muestra a continuación⁽²⁾.

Tabla N°1

Grado	C	Mn	P	S	Si	Cr	Ni	Mo	Cu
AISI 420	0,15 min	1,00 max	0,04 max	0,03 max	1,00 max	12 – 14	-	-	-

Todas las concentraciones expresadas en %P/P

Si bien la familia de los denominados aceros inoxidables es muy amplia, todos deben su resistencia a la corrosión a la formación espontánea de un óxido protector. En el caso del 13Cr, este óxido es de cromo.

Esta aleación tiene una moderada resistencia a la corrosión. La inmunidad a la corrosión dependerá de la estabilidad del óxido protector frente a los agentes corrosivos del sistema. Para el caso del 13Cr, estos parámetros incluyen pH, concentración de Cl⁻, temperatura y presión parcial de H₂S y CO₂⁽³⁾

II- Características del agua de inyección

El yacimiento Puesto Hernández cuenta con 2 PIAS (Planta de Inyección de Agua Salada) identificadas como PIAS I y PIAS II. Estas 2 plantas distribuyen el agua a diferentes pozos. Actualmente se inyectan 54.000 m³/d de agua producida en un total de 227 pozos inyectoros. Paralelamente se inyectan cerca de 22.000 m³/d de agua dulce, captada del río Colorado, distribuida en 135 pozos inyectoros.

En la tabla N°2 se muestran las características del agua de inyección, en función de la planta de bombeo.

La diferencia básica en la calidad de agua de ambas plantas, es la composición comparativa en cationes y aniones. La diferencia se explica debido a que la PIAS I recibe la mayor parte de la producción bruta de pozos que están bajo respuesta de inyección de agua dulce. En la PIAS II por el contrario, todos los pozos que aportan la producción bruta están bajo respuesta de inyección de agua producida.

Tabla N°2 Composición química del agua de inyección

Fuente	O ₂ (ppb)	CO ₂ (ppm)	H ₂ S (ppm)	pH	TSS (mg/l)	O/W (ppmv)	T (°C)
PIAS I	15	170	6	6,5	4,8	3,5	40
PIAS II	10	190	6	6,5	3,8	4,8	39

O₂, CO₂, H₂S como gases disueltos en agua de inyección

Fuente	Na ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁼	HCO ₃ ⁻	BSR
PIAS I	32.195	662	208	18.963	2.678	6.450	1.000
PIAS II	24.583	368	195	36.486	750	3.652	10.000

Todos los valores expresados en mg/l

BSR: bacterias sulfato reductoras, en bacterias/ml

El agua presenta características corrosivas y tiene una fuerte tendencia a la precipitación de CaCO₃. A los fines de ejemplificar la corrosividad de la misma, cabe mencionar que los tubing de acero al C desnudo (sin ningún tipo de revestimiento) que se utilizaron en las primeras instalaciones, sufrieron perforaciones en un lapso de tiempo comprendido entre los 3 y los 9 meses de uso.

III- Tipos de instalaciones

En general, las capas de interés para recuperación secundaria están ubicadas entre los 600 a 1000m, con una presión en boca de pozo de 100 kg/cm² y una temperatura de 45°C (la temperatura de formación es de alrededor de 60°C).

Básicamente se han utilizado 2 tipos de configuración en pozos inyectoras de agua producida: global y selectiva.

En el caso de la configuración global, la instalación consiste en la sarta de tubing, colgada desde boca de pozo y fijada en una determinada profundidad mediante un packer. La regulación del caudal total inyectado se realiza en boca de pozo mediante una válvula de control, y la distribución de caudal por capas se regula en forma natural, según las propiedades petrofísicas respectivas.

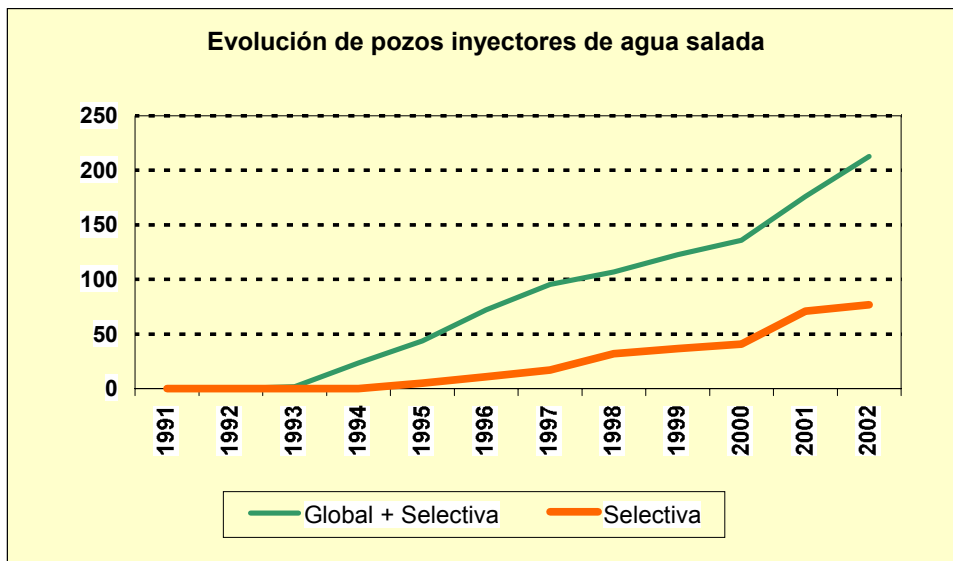
En las instalaciones selectivas se utilizan mandriles de inyección que alojan válvulas reguladoras. Los mandriles están separados por packers que aíslan las capas a las cuales se inyecta el agua.

Independientemente del tipo de instalación, es importante destacar para el análisis posterior que el agua producida está en contacto directo con la parte interior de toda la sarta de tubing, desde boca de pozo hasta el fondo, y con la parte externa de los tubing ubicados en zona de selectiva. La parte externa de los tubing ubicados desde boca de pozo hasta el packer superior están en contacto con una mezcla de agua dulce con inhibidor de corrosión-bactericida, lo que ha mostrado ser sumamente efectivo en la protección anticorrosiva del caño.

Las maniobras requeridas durante los procesos de bajada y sacada hacen que no todas las configuraciones de tubing sean aptas en ambos tipos de instalación de inyección. Básicamente, la cañería de ERFV solo se utiliza en el tramo desde boca de pozo hasta el packer superior.

Desde el año 1993, en que se inicio la recuperación secundaria con agua producida, se ha ido incrementando el número total de pozos inyectoras y ha ido variando la relación entre inyección selectiva y global, lo cual se muestra en el gráfico N°1.

Gráfico N°1



Paralelamente, se fueron utilizando distintas configuraciones de tubing, en función de las distintas alternativas que iban surgiendo de parte de los proveedores y por los resultados que se iban obteniendo. A continuación se muestran los años en los que se incorporó material nuevo al parque de pozos.

Material	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
T1										
T2A										
T2B										
T3										
T4A										
T4B										
T5										
T6										

El parque de tubería instalado y el tiempo de uso continuo sin fallas esta constituido de la siguiente manera:

Material	T1	T2A	T2B	T3	T4A	T4B
Parque, (cant tbg)	0	1600	1000	8100	10300	1000
Run time sin fallas, (días)	s/d	800	840	540	920	2353
Run time mayor sin fallas, (días)	180	1092	1008	682	2019	2767

III.1- Tubing para instalaciones globales

Al comienzo del desarrollo los tipos de tubings (T4A y T4B) utilizados para inyectar en estos pozos eran de ERFV importados, provistos por dos compañías diferentes.

Debido a sus características, ambas configuraciones presentaron diferentes problemas.

Respecto del tipo de packers utilizados, (AD-1), la cañería T4A permitía utilizar sin mayores inconvenientes elementos de fijación mecánica sin necesidad de utilizar dispositivos on – off. Estos packers, deben ser fijados con la misma cañería y requieren dejar con tensión la instalación.

La cañería T4B no puede ser utilizada con este tipo de packers, debido básicamente a que no resiste la tensión a la cual hay que dejar la cañería para dejar fijado el packer. Por lo tanto, debía ser bajada con un packer acompañado de on – off. El uso de on-off se hace necesario debido a esta cañería no resiste una operación de fijado de un packer mecánico, (y dependiendo del caso tampoco de un packer hidráulico). Tampoco estos tubings son aptos, (con menor razón), para realizar el librado de las instalaciones.

Respecto de los packers utilizados con cañería T5B, no existió estandarización, se utilizaron de accionamiento hidráulico, (tipo FH o SEH), y de fijación mecánica, (tipo P3, T2, J-Lock, entre otros). Independientemente del accionamiento del empaquetador, siempre se utilizaron dispositivos on – off con esta cañería, ya que tanto la maniobra de fijado o librado del packer se debe realizar con cañería de maniobra.

Con este tipo de instalaciones no han existido mayores inconvenientes, incluso se han librado instalaciones con packers tipo AD-1 con cañería T4A luego de 5 años en servicio.

Las fortalezas y debilidades que tienen los dos tipos de tubings de ERFV que se han utilizado son las siguientes:

Cañería T4A:

Fortalezas

- No presenta problemas en roscas.
- Con buenas prácticas de manipuleo e inspección se han obtenido muy buenos resultados, en cuanto a la vida útil y reutilización de la cañería.
- No se han observado daños atribuibles directamente a la acción del alambre / herramientas de wire-line.
- No presenta discontinuidades abruptas, (tipo de roscas), que favorezcan la deposición de incrustaciones.
- La adherencia de incrustaciones es mínima en ERFV.
- Posibilidad de contar en la zona con servicio de inspección y operación de la cañería.

Debilidades

- Presenta muchas limitaciones para fijar packers.
- No se la puede utilizar para librar packers.
- Debe ser utilizada con packers que, una vez fijados, se los pueda dejar con tensión, peso o neutros.
- Deben ser bajados siempre con un dispositivo tipo on – off, necesariamente de recorrido largo para evitar el librado del mismo.
- No son aptos para operar cuando existen maniobras de aprisionamiento de cañería.
- Presión de trabajo y tensión limitadas.
- Debe ser utilizada, (al menos en un campo con movimiento importante de sólidos como es Puesto Hernández), sólo en zona de inyección global.
- No se pueden realizar estimulaciones ácidas en forma reiterada.

T4B Fortalezas

- Ha tenido muy buenos rendimientos frente al desgaste por alambre / herramientas de wire-line.
- La adherencia de incrustaciones es mínima en ERFV.
- Se pueden realizar estimulaciones ácidas sin mayores inconvenientes.
- No se han observado mayores inconvenientes en la operación con esta cañería en pozos relativamente someros, (no más de 1000 m de profundidad), con packers tipo AD-1, tanto en el fijado y librado de instalación, aún luego de un prolongado tiempo en servicio, (5 años).

- Dependiendo del tipo de packer utilizado, se puede prescindir el uso del dispositivo on – off sin mayores riesgos.

Debilidades

- Se han observado importantes problemas en roscas al momento de hacer el pulling de los tubings.
- No se la puede utilizar para fijar ciertos tipos de packer.
- No se la puede utilizar para librar ciertos tipos de packer.
- No son aptos para operar cuando existen maniobras de aprisionamiento de cañería.
- Presión de trabajo y tensión limitadas.
- Debe ser utilizada, (al menos en un campo con movimiento importante de sólidos como es Puesto Hernández), sólo en zona de inyección global.
- No existe en el país servicio de inspección y / o operación de esta cañería por parte del proveedor.
- No se pueden realizar estimulaciones ácidas en forma reiterada.

III.2- Tubing para instalaciones selectivas

Desde los principios de la inyección selectiva en agua salada hasta el momento los tubings utilizados en esta aplicación han sido y son motivo de análisis y replanteo sobre la mejor configuración a utilizar.

Tipo T1 y T5

Inicialmente se utilizaron tubings revestidos internamente, con revestimiento (T1) o bien con liners de ERFV (T5). Externamente existieron graves problemas de corrosión que originaron intervenciones muy prolongadas con elevados costos. A partir de estos problemas se comienza a estudiar la necesidad de utilizar cañería revestida interna y externamente.

Tipo T2A

A mediados de 1999 se baja la primer instalación revestida en ambos lados. Se utilizó la configuración T2A. En esta tubería se observaron los mayores inconvenientes a partir de esta nueva etapa. Los problemas encontrados se concentraron en:

- Bajo recupero de la instalación una vez sacada.
- Intervenciones con equipo para realizar el pulling a consecuencia de tubings perforados.

Ambos problemas tienen prácticamente las mismas causas: se revestían todos los filetes de las roscas de cuplas y pines, situación que provoca el engrane de las mismas y la necesidad de aplicar elevado torque para aflojar las mismas con el consiguiente daño externo del material .

No se utilizaron stabblings guide, (embudos), para evitar que colisionaran pines con cuplas al momento de bajar la instalación, con el consiguiente daño del material, (principalmente en el pin), situación que originó dejar expuesta al agua de inyección una parte de la instalación puntual con la consecuente aceleración del proceso corrosivo.

El revestimiento no resistía la fricción provocada las cuñas de las llaves utilizadas, (a pesar de utilizar las recomendadas por el proveedor), esto originaba la necesidad de una reparación en boca de pozo inmediatamente antes de ser bajada, lo que originaba mayores tiempos de intervención y la incorporación de un material que, en principio, tenía un proceso de aplicación totalmente diferente al original.

También se debían utilizar cuñas colgadoras de diseño especial debido a que el revestimiento de la cañería no soportaba el propio peso al ser colgada al bajar.

Se observaron daños importantes del revestimiento en la parte externa de las cuplas, debido a la fricción originada entre las mismas y el casing. Si bien esta causa no llegó a originar intervenciones, sí originó importantes deterioros en cuplas con el consecuente descarte.

En promedio se han contabilizado que con 25 corridas de wireline se observaron daños importantes en el revestimiento, considerando un pozo vertical.

Tipo T2B

En base a estos resultados se buscó como alternativa la configuración T2B. Esta cañería sólo se aplicó en tubings de 2 7/8", que mayormente no se utilizan en tubings en zona de instalación selectiva, sino desde el packer superior hasta boca de pozo. A pesar de ello, se observaron diferencias con respecto al anterior revestimiento, a saber:

Resistía de mejor manera la fricción de la llave al enroscar la cañería, situación que evitaba la reparación en boca de pozo y menores tiempos de maniobra.

No se observaron daños importantes externamente en las cuplas.

Al momento de su utilización, ya existía suficiente experiencia en el manipuleo de esta cañería, lo que hizo disminuir las roturas de material en los pines y además fue más masivo el uso de stabbing guides.

No se observaron daños de consideración en el revestimiento interno por la acción del wireline.

Tipo T3

Posteriormente a la aplicación de esta cañería, el mismo proveedor desarrolla para aplicación de Puesto Hernández el tubing con la configuración T3. La cupla está revestida interior y exteriormente por el mismo tipo de revestimiento interior del tubing. Este revestimiento sí se utilizó en tubings de 2 3/8", además del 2 7/8". La performance hasta el momento es excelente, considerando las siguientes ventajas comparativas:

El polipropileno es suficientemente fuerte como para soportar cualquier impacto contra el casing al momento de bajarse o sacarse la instalación, además protege el revestimiento de la cupla. Cabe considerar también que está diseñado para proteger al primer que forma la barrera química evitando el contacto acero – agua de inyección, por lo tanto y dado el espesor que tiene se han observado daños de hasta 3 mm sin que esto llegue a afectar el sustrato de FBE.

No es necesario utilizar cuñas especiales para colgar la cañería ni tampoco llaves especiales para roscar la misma, aunque se recomienda usar llaves tipo Foster debido a que aumentan la superficie de apoyo. En pozos verticales no se han registrado tubings perforados debido a la acción del wireline. Sí existen antecedentes de una rotura en un pozo dirigido, en el cual el revestimiento resistió 27 corridas de wireline hasta romperse.

Se observaron los siguientes problemas:

Persiste el extremo cuidado a tener en cuenta cuando se manipula la cañería y se baja o saca del pozo, lo que obliga a seguir utilizando los stabblings guide.

Durante su uso, se observó que al momento de sacar la cañería existían cavidades importantes en el polipropileno, algunas de ellas llegaban prácticamente hasta el sustrato de FBE, el problema se observaba cerca de los extremos de los tubings. Al respecto el proveedor informó que se trataban de burbujas de aire ocluidas en el revestimiento en el momento de su aplicación y que, una vez en el pozo, sometidas a presión y temperatura se producía la migración de la burbuja atrapada originando las cavidades. El problema se solucionó mejorando la técnica de aplicación.

Actualmente, esta configuración es la que mejor resultado ha mostrado, razón por la cual se ha "estandarizado" su uso.

Tipo T6

Paralelamente al inicio del uso de esta última configuración, se ensayó una tubería de una aleación resistente a la corrosión. La idea era aumentar la resistencia al daño que pudiera realizar al revestimiento tanto el manipuleo como el wire line. Se optó por la configuración T6. Debido a su alto costo y a problemas de provisión, solo se instaló una sarta completa en un solo pozo inyector, con instalación selectiva. A los 9 meses de operación se debió intervenir por pérdida de inyectividad. Al sacar la cañería se observó un severo ataque por picado, interno en toda la sarta y externo en la parte de selectiva. El análisis de falla realizado⁽⁴⁾ indicó que la causa del ataque corrosivo interno, y por ende la pérdida de la "inoxidabilidad" de la aleación, se debió al Cl⁻. Este ion agresivo desestabilizó la capa de óxido de cromo naturalmente formada y permitió el ataque corrosivo de la aleación. El H₂S posiblemente ha participado en el proceso de corrosión, tal vez acelerando el mismo. El origen de este H₂S pudo ser bacteriano. Dado que esta aleación exhibe inmunidad frente al Cl⁻ hasta cierto valor de

concentración, es claro que en este caso se ha superado este valor. La parte externa correspondiente a la zona de selectiva presentó un ataque corrosivo localizado, no uniformemente distribuido. La morfología del ataque permite inducir tanto un ataque por CO_2 como por H_2S . No obstante el Cl^- sigue asumiendo el rol de desestabilizar la capa de óxido protectora. En base a estos resultados, se descartó el uso de esta aleación en instalaciones futuras.

IV- Evaluación técnica

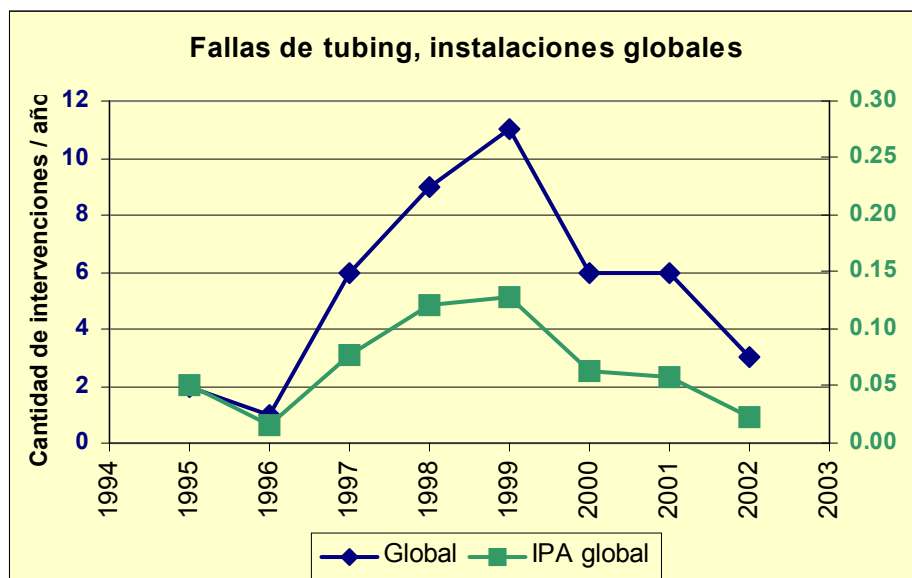
Como ya se indicó, las distintas configuraciones de tubing se fueron utilizando a lo largo del tiempo, algunas en paralelo, en función de las propuestas de los proveedores y fundamentalmente en función de los resultados en campo que se iban obteniendo.

Una forma de mostrar el grado de resolución de la problemática planteada, desde el inicio hasta el presente, es ver la evolución de intervenciones por falla y el índice de intervención en los pozos inyector.

A continuación se muestran los valores correspondientes, para los pozos con instalación global únicamente, y con instalación selectiva (debiendo aclarar que dentro de estos se computa los problemas que hubieran ocurrido con los tubing instalados desde boca de pozo hasta el packer superior).

IV.1- Instalaciones globales

Las fallas en instalaciones globales se han dado en configuraciones tipo T4A y T4B. La implementación de la asistencia técnica por parte del proveedor, inspección de cañería usada con criterios de rechazo y capacitación del personal involucrado, permitieron revertir la crítica situación de los los años 1999 y 2000, lográndose actualmente un estándar de performance muy bueno. .



IV.2- Instalaciones selectivas

En las instalaciones selectivas, el incremento de fallas en los años 1999 – 2000 se deben a las malas prácticas de manipulación e inspección de la cañería T4A y a las intervenciones originadas por la cañería T1 instalada en años anteriores. La disminución de las intervenciones posteriores se debe al reemplazo e instalación de cañería revestida interior – exterior T3.

V- Evaluación costo-performance

Para comparar el rendimiento técnico-económico de las distintas configuraciones de tubing utilizadas, se utilizó el concepto del Costo Anual Equivalente⁽⁵⁾

Para esto, se recolectaron datos de la mayoría de las intervenciones de workover y pulling, analizando cada una de ellas y determinado el motivo, el descarte de material y, si se originó una pesca, la gravedad de la misma.

Los costos que se consideraron para cada tipo de configuración fueron los siguientes:

1. Costo del material bajado: se consideró el costo del material nuevo o el costo de inspección y reacondicionamiento.
2. Costo de intervenciones: se consideraron costos promedio de intervenciones y se le asignaron al material que falló. En el caso de intervenciones que originaron pescas, se determinó la causa de las mismas y si correspondía se asignó un costo promedio para el material causante.
3. Costo de descarte: se consideró el descarte de cada material, valorizado al costo del material nuevo.
4. Costos de maniobra: cada material requiere diferente tratamiento al realizarse la bajada o pulling de las instalaciones, se consideraron tiempos promedio de maniobra en base a la cantidad de elementos bajados al pozo y también el costo de servicios especiales cuando correspondía. También se consideró la doble carrera que hay que realizar cuando se utiliza cañería de ERFV.

En el anexo 1 se encuentra el desarrollo de los costos considerados.

Costo anual y Costo Anual Equivalente

El costo total anual para cada material se determinó sumando los costos considerados por cada tipo de material dividido el parque promedio de cada año. Por lo tanto se puede conocer el costo por tubing anual de cada material considerando las fallas, el descarte, costos adicionales por intervenciones en pesca y tiempos de maniobra. Vale aclarar que se consideró un tiempo mínimo de dos años de historia para cada material. El Costo Anual Equivalente se calculó con el costo anual determinado como se explicó en el párrafo anterior, considerando que se requieren 100 tubings por instalación y una vida del proyecto de 10 años. Se utilizó una tasa de reinversión del 10 % anual. En el anexo 2 se encuentra el desarrollo conceptual del Costo Anual Equivalente.

En las siguientes tablas se muestra el costo anual equivalente para cada tipo de material, dividido en materiales utilizados en instalaciones globales y selectivas.

Debido a que aún no se han observado fallas en los revestimientos T2B y T3 se asumió, para estimar el costo anual equivalente, que los mismos deben ser cambiados en totalidad al octavo año en servicio.

Tubing utilizados en zona de inyección selectiva, (los valores están expresados en u\$s).

Material	Gasto actualizado	Inversión actualizada	Costo Anual Equivalente
T2A	91666	21600	95181
T3	34644	24000	38550
T6	378625	42700	385582

Tubing utilizados en zona global, (los valores están expresados en u\$s)

Material	Gasto actualizado	Inversión actualizada	Costo Anual Equivalente
T2A	36342	26100	40590

T2B	26270	26100	30517
T3	17197	29000	21917
T4A	15680	30413	20629
T4B	57608	28187	62195

El análisis económico muestra que la configuración T3 es la de menor costo equivalente, para ser utilizada en la zona de selectiva, y que en caso de la instalación global, la más económica es la configuración T4A.

Este análisis permite hacer la evaluación económica para todo el ciclo de vida del pozo inyector, no focalizando el análisis únicamente en el costo inicial de la instalación.

CONCLUSIONES

Se ha mostrado la experiencia adquirida en el uso de distintas configuraciones de tubing utilizadas en la completación de pozos inyector de agua producida, en condiciones de servicio exigentes debido a la alta corrosividad del agua y su tendencia a la precipitación de CaCO_3 .

Las conclusiones que se presentan, en base a esta experiencia, son en algunos casos de aplicación propia en el yacimiento Puesto Hernández y otras de aplicación general.

1. El uso de cualquier configuración de tubing distinta del típico caño de acero al carbono, requiere siempre que se reavean todos los procedimientos de almacenamiento, transporte, manipuleo e intervención si se quiere obtener el beneficio potencial que se espera. Esto implica tal vez, mayores costos de los usuales y que deben ser perfectamente reconocidos al momento de realizar la evaluación costo-performance. Por otro lado, también implica que todo el personal involucrado en los distintos procesos mencionados debe ser capacitado convenientemente.
2. La cañería de ERFV en la parte de boca de pozo al packer de fijación ha mostrado ser una opción muy buena. En nuestro caso, fue fundamental involucrar al proveedor de la misma en brindar asistencia técnica post venta, básicamente asistiendo en el momento de las intervenciones y en la inspección de la cañería usada para determinar la factibilidad de su reuso.
3. La completación de la entrecolumna en la zona entre boca de pozo a packer de fijación con agua dulce aditivada con inhibidor de corrosión-bactericida ha mostrado ser una práctica positiva. No solo se ha logrado proteger el tubing de acero desnudo externamente, sino que se debe asumir que también se ha logrado proteger la superficie interna del casing.
4. Los revestimientos epoxy utilizados externamente son muy susceptibles de ser dañados en el momento de su bajada-sacada por roce con el casing. Esto es también aplicable a las cuplas.
5. Los revestimientos epoxy utilizados internamente en general no han sufrido daño por corrosión. las fallas se han debido a daños del wire line o en el manipuleo.
6. El reuso de cada tipo de configuración hace necesario que se dispongan de procedimientos de inspección y criterios de aceptación o rechazo.
7. La configuración de tubing revestido externamente con polipropileno e internamente con una resina novolac (T4) ha mostrado ser la más apropiada para la zona de selectiva, hasta ahora.
8. Todo lo dicho anteriormente aplica sobre las configuraciones descritas, no debiéndose hacer comparaciones o extrapolaciones sobre otras no mencionadas en el presente trabajo.

A pesar de lo ya realizado, se sigue trabajando sobre el tema en los siguientes tópicos:

1. Si bien el rendimiento de tubing revestido con polipropileno es muy bueno, se está evaluando la posibilidad de revestir internamente con ERFV, lo que permitiría minimizar el impacto sobre el revestimiento interno.

2. Un factor a tener en cuenta, dependiendo de la duración del proyecto que se trate, es que todos los revestimientos tipo epoxídicos con el tiempo se tornan permeables y por lo tanto tienen una vida limitada independientemente del daño mecánico que puedan tener. En promedio según los proveedores, un revestimiento de este tipo es impermeable hasta 8 años de uso continuo. Esta consideración hace que se haya incursionado en tratar de buscar un tubing revestido con un liner de ERFV.
3. Terminar de evaluar el impacto del wire line sobre la cañería de ERFV y sobre el revestimiento interno de la configuración T4
4. En base al buen desempeño del tubing de ERFV, se va a evaluar el uso de cañería de acero sin revestimiento exterior y con liner interno de ERFV para la parte de boca de pozo al packer superior.
5. Existen otros revestimientos actualmente en el mercado, como epoxy cerámicos o liners de polietileno, que estamos analizando para su aplicación.
6. Es imprescindible contar con procedimientos de inspección de la cañería para evaluar el reuso de la misma, sobre este tema se está trabajando en conjunto con los proveedores.

BIBLIOGRAFÍA

1. (R.E.Lewis,D.K.Barbin,“Selecting internal coatings for sweet oil well tubing service”,Materials Performance,39,2,p54) (L.H.Wolfe,C.C.Burnette,M.W.Joosten,CORROSION92,paper#333)
2. (Norma API 5CT : Specification for casing and tubing).
3. (M.S.Cayard, R.D.Kane, “Serviceability of 13Cr tubulars in oil and gas production environments” CORROSION98, paper#112, 1998, USA).
4. (C. Sarhan, A. Steckinger,” Utilización de cañerías de inyección de aleaciones resistentes a la corrosión (13Cr)”,1 Congreso Técnico de PECOM, mayo 2002, BsAs).
5. (Juan Rosbaco, ”Evaluación de Proyectos módulo 2, Riesgo, aceleración y mantenimiento - reemplazo”, Buenos Aires Noviembre de 1999).

Anexo 1

Detalle del desarrollo de costos

Costo de intervenciones

Costo de una intervención promedio, con movimiento de tubería y calibrado de casing, (sin considerar costos de estimulación ni de pesca de cañería.

Costo de una maniobra de pesca de no más de un día de duración.

Costo de una maniobra de pesca de entre 1 a 5 días de duración.

Costo de una maniobra de pesca de entre 5 a 15 días de duración.

Costos de maniobra

Para ponderar los tiempos de maniobra, se consideró lo siguiente:

Costo promedio de hora de equipo de u\$s A.

Debido a que cada tipo de cañería tiene diferentes tiempos de bajada/sacada y aquellas revestidas requieren una pinza con un costo adicional, se determinó un costo métrico por tipo de tubing. Los criterios utilizados para determinar el mismo son los siguientes:

Cañería T4B: la Compañía proveedora ofrece el servicio de inspección y de campo para esta cañería. El servicio tiene un costo fijo por operación de u\$s B y un costo por tubing de u\$s C.

Considerando que la velocidad promedio de bajada/sacada de esta cañería es 30 tbg/hora, resulta la siguiente ecuación para un costo por tubing:

$$\text{Costo} = 0,033 \left[\frac{hr}{tbg} \right] \times A \left[\frac{u\$s}{hr} \right] = 0,033 \times A \left[\frac{u\$s}{tbg} \right]$$

Debido a que esta cañería siempre se baja con un dispositivo tipo on-off y que el packer al cual se vincule debe fijarse o librarse con cañería de acero, se debe considerar el costo que involucra la operación de esta cañería. Considerando que la cañería de acero se baja en tiro doble a una velocidad de 80 tbg/hora y que se saca desarmando a playa a una velocidad de 40 tbg/hora, resulta una velocidad promedio de 60 tbg/hora, con en el siguiente costo:

$$\text{Costo} = 0,016 \left[\frac{hr}{tbg} \right] \times 2[\text{carreras}] \times A \left[\frac{u\$s}{hr} \right] = 0,033 \times A \left[\frac{u\$s}{tbg} \right]$$

El costo total de bajada/sacada para tubería T4B resulta:

$$\text{Costo}_{\text{total}_{\text{Centron}}} = B[u\$s] + C \left[\frac{u\$s}{tbg} \right] \times (N^{\circ}_{\text{tbg}}) + (N^{\circ}_{\text{tbg}}) \times 0,033 \times A \left[\frac{u\$s}{tbg} \right] \times 2$$

Cañería pintada externa/internamente: esta cañería se baja/saca a un promedio de 15 tbg/hr y además se debe contratar un servicio de pinza que tiene un costo promedio por operación de u\$s D. El cálculo de costo resulta:

$$\text{Costo}_{\text{total}_{\text{Ptado}}} = 0,066 \left[\frac{hr}{tbg} \right] \times A \left[\frac{u\$s}{hr} \right] \times (N^{\circ}_{\text{tbg}}) + D[u\$s]$$

Cañería revestida con tricapa: se considera que esta cañería se baja/saca a una velocidad de 30 tbg/hr, con lo que el cálculo del costo queda de la siguiente manera:

$$\text{Costo}_{\text{total}_{\text{Tricapa}}} = 0,033 \left[\frac{hr}{tbg} \right] \times A \left[\frac{u\$s}{hr} \right] \times (N^{\circ}_{\text{tbg}})$$

Anexo 2

Costo Anual Equivalente

Costo Anual Equivalente permite comparar proyectos de mantenimiento y reemplazo, es conceptualmente similar a los proyectos de desarrollo, la única diferencia estriba en que el beneficio no proviene de un ingreso sino de un ahorro actualizado.

La ecuación que permite su cálculo es la siguiente:

$$C_{ae} = A \times (1+i)^n \times i \div [(1+i)^n - 1]$$

Donde n = vida útil del proyecto.

i = tasa de reinversión.

A = valor del activo fijo o inversión inicial

Si se tienen alternativas que implican inversiones, vida útil y gastos anuales fijos diferentes, la inversión más conveniente será la que minimice el gasto más el costo anual equivalente.