

Buenos Aires Sheraton Hotel, 14 al 17 de septiembre de 2004

Título: Evaluación Integral del Campo Petrolero y Desarrollo de Productos:
Herramientas Indispensables para la Innovación Tecnológica.

Autores: Daniel Ghidina - Tenaris Siderca
Fabian Benedetto - Tenaris Siderca

Alcance: Hidrocarburos / Producción

Sinopsis

La Evaluación Integral de un Yacimiento es una herramienta importante para reducir el Costo Total Operativo. La optimización del sistema producción-materiales permite reducir el consumo de estos últimos, especialmente en el caso de tuberías de conducción, tuberías de producción y varillas de Bombeo. Para la concreción de este objetivo se deben implementar soluciones técnico económicas adecuadas a cada sistema.

El Yacimiento debe ser considerado como un “todo” dado que se trata de un sistema cerrado, sin embargo las soluciones universales no existen, pues cada sistema problemático debe ser analizado en forma independiente. Esto da lugar al desarrollo de nuevos productos que se adapten al problema particular.

El método consiste en la Caracterización e Identificación del Problema, luego se discuten las alternativas y finalmente se aplica el Programa de Mejora. Este debe ser monitoreado con una secuencia determinada, y aplicando correcciones si fuera necesario.

Si bien es conocido que una evaluación integral de un yacimiento permite mejoras en el costo, en este trabajo se presenta como innovación el desarrollo de productos para la solución de cada problema.

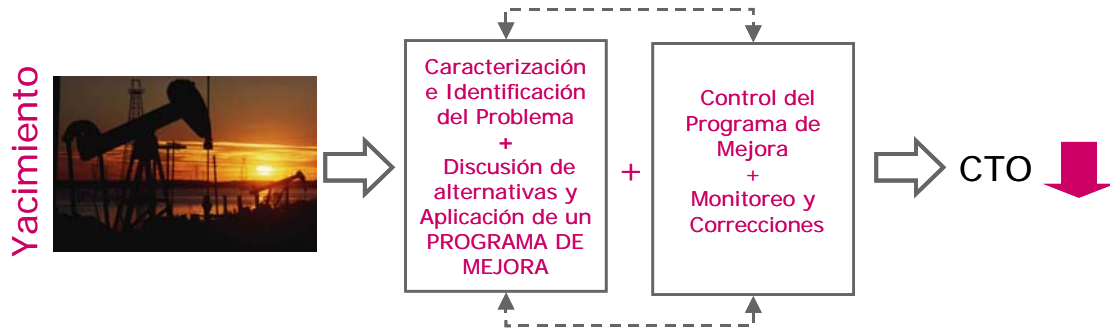
Mencionaremos también las innovaciones y desarrollos realizados por nuestra empresa en los últimos años en materiales y productos como consecuencia de este tipo de gestión integral.

Se describen cuatro casos prácticos, donde la aplicación de esta herramienta en conjunto con el desarrollo de productos ha demostrado su eficiencia logrando prolongar los tiempos de producción, reduciendo costos de materiales, perdidas por paradas, costos de intervenciones y reparaciones, costos de supervisión, y otros.

Optimización integral de Materiales

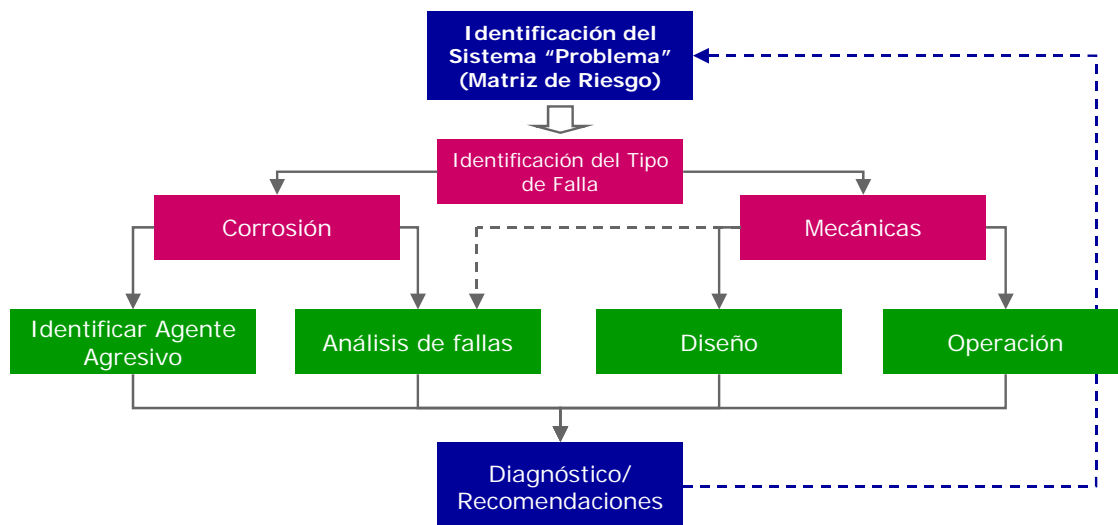
Pensado para bajar costos de operación, fue implementado el Servicio para la Optimización Integral de consumos de Materiales. Este combina el estudio de la problemática en campo con la investigación en laboratorio y el desarrollo de productos que se adaptan a las condiciones requeridas.

Es innovadora una practica operativa integral, que incluya todos lo materiales, tendiente a reducir



el costo de operación comenzando por el estudio del problema y de las condiciones, continuando por el desarrollo o adaptación de productos y finalizando en el seguimiento del producto en el campo. El objetivo fundamental es reducir el costo total operativo del Yacimiento a través de la implementación de soluciones técnico / económicas adecuadas a cada sistema

Primero se debe saber cual es el sistema problemático, esto significa realizar la identificación del tipo de falla que permitirá obtener el diagnostico del problema.



Las fallas por Corrosión que se analizan son las siguientes: Corrosión por Microorganismos, Corrosión por CO₂, Corrosión por H₂S, Corrosión asistida por Fricción, Corrosión Fatiga, Corrosión Bajo Depósito, Corrosión por "Crevice", Corrosión Bajo Tensión, Corrosión Galvánica.

Dentro de las fallas Mecánicas podemos citar: Desgaste, Fatiga, Pandeo, Prácticas operativas, Uniones, Colapso, Estallido, Erosión, "Impingment".

Los diferentes agentes agresivos deberán ser determinados a través del monitoreo de las características físico químicas del fluido en contacto con el sistema en estudio, proporcionándonos las condiciones de agresividad del mismo.

Los elementos mas importantes que se deberán determinar son:

- Gases disueltos en Agua y en Gas (H₂S, CO₂ y O₂)
- Bacterias sulfatoreductoras
- Cloruros
- pH
- WOR, GOR
- Conteo de Hierro

Existen factores que son dependientes del diseño y que tienen gran influencia en el tipo y ocurrencia de una falla:•Efectos de la Geometría (Concentradores de tensión, malos drenajes, facilitar la ocurrencia de crevice, etc.)

- Efectos de la incompatibilidad entre los materiales (materiales con diferentes potenciales de oxidación, materiales de diferentes coeficientes de dilatación, etc.)
- Efectos de origen mecánico (incorrecta estimación de las cargas, buckling, incorrecta selección de materiales, etc.)
- Efectos de la superficie (turbulencia, áreas de difícil acceso, formas agudas, etc.)

Un porcentaje importante de las fallas que se analizan se deben a prácticas operativas inadecuadas:

- Aplicación de variables operativas que exceden el límite de aplicación del material (sobretorques, exceso de carga, temperatura, etc.)
- Prácticas de instalación incorrectas (golpes, maltrato durante el montaje, uso de herramientas inadecuadas, etc.)

Análisis de fallas Los análisis de muestras realizados en laboratorios especializados posibilitan evaluar y encontrar la causa de una falla.

El resultado permite corroborar la presencia de los agentes agresivos determinados en el monitoreo de campo, a la vez que ayudan a diferenciar la causa de la falla del mecanismo por la cual esta se produce.

Los análisis que generalmente se realizan comprenden Microscopía Óptica, Microscopía Electrónica, Difracción por Rayos X, Propiedades Mecánicas (tracción, dureza, Charpy, dimensional) Observación por Microscopía Óptica, Observación por Microscopía Electrónica, Observación por Difracción por Rayos X, y Análisis de Propiedades Mecánicas.

Diagnostico y Selección de Materiales

Luego de la obtención de los datos de campo y del aporte proveniente de los análisis de falla, se está en condiciones de realizar el diagnóstico del problema. Para esto se utiliza una metodología de trabajo que tiene en cuenta tanto el uso de herramientas informáticas como la opinión de las personas integrantes del grupo de trabajo.

El proceso de selección de materiales para sistemas que actúan en la Industria del Petróleo y el gas ofrece el desafío de tener que satisfacer requerimientos técnicos y económicos en aplicaciones que implican sistemas de cargas complejos y ambientes agresivos, a lo que hay que agregar requerimientos del tipo ambiental que también le imponen condiciones al diseñador.

El proceso de selección va a estar gobernado por cuatro aspectos técnicos que son: a) Seguridad (fallas catastróficas); b) Características del ambiente al que se exponen los materiales; c) Propiedades de los materiales y d) Vida útil requerida en función de la aplicación. Estos factores técnicos se conjugan muy estrechamente con el factor económico.

Como objetivo final de este proceso, el material que se haya escogido deberá poder satisfacer los Requerimientos Estructurales y la Resistencia a la Corrosión. El diseñador tiene entonces varias

alternativas, como incrementar el espesor, incrementar la resistencia, utilizar aceros especiales, utilizar recubrimientos, utilizar inhibidores o alterar el medio ambiente.

Desde el punto de vista de la resistencia mecánica, no siempre se tiene la alternativa de incrementar el espesor de los tubulares dado que cuenta con condicionamientos geométricos (caudales de producción, pasaje de herramientas por el interior del tubo) y también condicionamientos resistenciales dado que los diseños mas pesados por lo general conducen a resultados más costosos y con mayor nivel de tensiones. Mientras que, desde el punto de vista de la corrosión, el desafío consiste en la mejor caracterización del ambiente que va a rodear al acero para evitar que este se degrade o deteriore por su interacción con tal ambiente. Por lo general *el tipo y la localización de la corrosión* tiene mas influencia que la pérdida de material que el proceso corrosivo genera.

Los factores dependientes del diseño que tienen gran influencia en el tipo y ocurrencia de la corrosión se deben a *Efectos del flujo, Tipo de Hidrocarburo, Tipo de fluido, Tipo de Geometría, Efectos de la incompatibilidad entre los materiales, y Efectos de la superficie*

De los mencionados, la influencia del flujo es fundamental dado que, muchas veces los productos de corrosión que se depositan sobre el acero lo protegen del contacto con el medio ambiente corrosivo, pero el flujo generalmente involucra procesos erosivos dejando metal “desnudo” expuesto. La influencia de la geometría es también relevante ya que afecta directamente el “tiempo de mojado” y se sabe que la corrosión torna al ambiente más corrosivo, esto es, lugares de difícil acceso o “rendijas” generan Celdas de Corrosión de muy Bajo PH que tornan más agresivo al ambiente. También la geometría puede generar diferentes ambientes dentro de una misma área expuesta, como lo son las superficies solapadas. Otra consideración importante para el diseño y selección, en caso de combinar aceros o aleaciones, será tratar en lo posible que el par de ellos se encuentren lo mas cerca posible en la serie galvánica. Conjuntamente con el proceso de selección también se deberá definir el grado de deterioro permitido al material (ya sea por corrosión o por desgaste), en ese sentido se establece que la *Corrosión del tipo Uniforme* deberá ser acotada incrementando el material necesario para compensar la pérdida estimada durante la vida útil en Servicio o bien utilizando materiales de mayor resistencia a la corrosión generalizada. En la industria del petróleo la corrosión es aceptable cuando es menor a 0.1 mm/año, mientras que, entre 0.1 y 1.0 mm/año la evaluación dependerá del *tiempo requerido de Servicio, de las posibilidades de Inspección, Inhibición y Reparación y de las Consecuencias económicas de una 1° falla*

La *Corrosión Localizada* se deberá minimizar, ya que el punto de ocurrencia es difícil de predecir y las velocidades de corrosión son generalmente altas.

La *Corrosión Bajo Tensión o Fallas por Hidrógeno* deberán ser eliminadas en la etapa de diseño. Por lo tanto, en función de los cambios producidos en los yacimientos debido al incremento de la utilización de métodos de recuperación asistida de hidrocarburos, a la búsqueda de nuevos horizontes productivos que implica perforar en ambientes más agresivos de alta presión y temperatura, a la depletación de las capas, y otros, la necesidad de contar con materiales mas sofisticado se ha incrementado. Para mitigar este problema, las industrias desarrollan continuamente nuevos materiales, nuevos aceros, y nuevos métodos de predicción, tanto de cargas como de corrosión.

En ese sentido TenarisSiderca cuenta con una importante base de datos con mas de 1700 diseños realizados de tuberías para pozos, así como también mas de 250 análisis de falla y estudios de corrosión en casi todos los yacimientos de Argentina (y en numerosos lugares del mundo), acompañado esto de investigaciones realizadas con otros laboratorios externos, por lo que se cuenta hoy en día con un cúmulo de información muy detallada que nos ha permitido

aproximarnos lo mas cercanamente posible a satisfacer los requerimientos de los productos para cada necesidad.

Haciendo uso de esta información, hemos identificado en forma general lo que consideramos son los cinco pasos fundamentales en el *Proceso de Selección* (luego cada proyecto tendrá que focalizarse en algún ítem en especial en función de sus características intrínsecas):

- Definición del ambiente de servicio
- Definición de la performance requerida
- Definición de los métodos de Monitoreo
- Definición de la Forma de Control
- Definición de la performance de materiales y elección de los mismos.

Para mitigar las posibles fallas se han desarrollado productos o técnicas de producción particulares que nos permitan contar con tubulares capaces de hacer frente a las demandas que requieren aplicaciones como pozos profundos, pozos para estimulación térmica, presencia de formaciones salinas, inyección de aguas, ambientes corrosivos, y otros.

Considerando este espectro de materiales y productos candidatos, el objetivo es seleccionar aquel que ofrezca la mejor resistencia mecánica y a la corrosión, tratando de optimizar la ecuación económica del diseño.

A los efectos de contar con las herramientas adecuadas para poder efectuar tal selección, las principales características de los productos mencionados se presentan en la siguiente tabla:

Tipo de Servicio	Características principales
Servicio Agrio (H ₂ S)	Muy buena performance en condiciones severas de corrosión ácida
Alto Colapso	Valores garantizados de Resistencia al Colapso mayores que API
Alto Colapso y Servicio Agrio	Valores garantizados de Resistencia al Colapso mayores que API, en ambientes ácidos
Pozos Profundos	Alta resistencia mecánica con una adecuada ductilidad y tenacidad
Baja Temperatura	Excelente ductilidad y tenacidad a bajas temperaturas
Servicio Crítico (1% Cr & 3% Cr)	Adecuada resistencia a la corrosión en determinados ambientes de corrosión dulce (CO ₂)
Cr 13	Resistencia a la corrosión dulce
Cr 15	Resistencia a la corrosión dulce
Cr 13S	Resistencia a la corrosión dulce con moderada resistencia ala corrosión ácida
Duplex Cr 22 -25	Resistencia ala corrosión dulce y ácida
Tubos Doble Pared	Excelente capacidad de aislación térmica
Uniones "Premium"	Performance superior a las uniones API frente a cargas combinadas

Productos para optimizar las operaciones

El reemplazo de materiales ocupa un lugar de relevancia en la cuenta económica del yacimiento, por lo que la correcta selección de los mismos es la clave en el ahorro a lo largo de la vida útil del pozo o las instalaciones. En ese sentido, la industria sigue en constante investigación con el objetivo de aumentar la performance de los aceros al carbono. Este tipo de aceros, sumados a otras aleaciones han dado muy buenos resultados en la industria del petróleo, prueba de esto es que, hoy en día, mas del 90% de las instalaciones están construidas de acero al carbono. Como se

sabe, este tipo de aceros tiene un relativo deterioro en ambientes corrosivos. Esto puede elevar los costos de mantenimiento y reparación. Esta situación ha llevado muchas veces al reemplazo de estos materiales por aleaciones con alto porcentaje de Cromo u otras más sofisticadas que implican un importante incremento en el costo de capital inicial, el cual a veces no es justificado por el proyecto en sí mismo. En este marco las ventajas del acero al carbono frente a los aceros inoxidable son claras: menor costo, mayor disponibilidad, no necesitan técnicas ni equipamiento especial para su manipuleo, y otras.

Con el objetivo de lograr una mejor performance de este producto en ambientes corrosivos, Tenaris ha desarrollado una nueva generación de aceros al carbono con la adición de **3% de Cromo** que permite extender la vida útil de las instalaciones bajando el costo total operativo del yacimiento.

Las ventajas de estos aceros son las siguientes:

- ✓ *Mayor resistencia a la corrosión en ambientes con CO₂ y buena performance en ambientes con H₂S.*
- ✓ *No necesita de equipamiento especial para su uso y manipuleo en el pozo, de esta manera no se incrementa el costo de instalación.*
- ✓ *Logra una reducción en el costo total operativo debido al espaciado entre actividades de workover.*
- ✓ *Para ciertos ambiente suprime el uso de inhibidores de corrosión, lo que implica menores costos de mantenimiento y monitoreo.*

Otra de las innovaciones introducidas para mejorar las operaciones fue la unión **LP fast Track**. Esta unión fue pensada para solucionar los problemas de pérdidas y derrames frecuentes en los yacimientos. El resultado fue óptimo.

El diseño de rosca con desvanecimiento en el pin y el contacto entre el frente de los tubos maximiza la resistencia a tracción de la conexión así como la capacidad para soportar esfuerzos de flexión superiores a los que es capaz de soportar el cuerpo del tubo, asegurando un tendido seguro y confiable sin riesgos de desenchufes o fallas importantes. Este diseño permite la utilización en espesores de tubo en los cuales la conexión estándar API 5B no es aplicable. Esto permite al diseñador optimizar el diseño de la tubería eliminando el sobredimensionamiento que imponen las restricciones dimensionales de las conexiones estándar.

La particular geometría de la unión LP Fast Track minimiza el desarrollo de turbulencia dentro de la conexión debido a la no existencia de espacio entre los frentes de los tubos; el contacto frente a frente asegura no sólo una mejor continuidad estructural sino además la continuidad geométrica de la superficie interna de la conexión.

La unión LP Fast Track fue diseñada específicamente para las condiciones reales de campo. Su bajo torque de apriete elimina la necesidad de equipamiento especial para el montaje, asegurando a su vez el correcto enrosque de la conexión y la propiedades mecánicas de la misma. Rapidez y sencillez en el montaje son el resultado ampliamente verificado en la práctica.

La utilización del perfil de rosca API redonda de limitado huelgo conjuntamente con la utilización de un compuesto de rosca sellante anaeróbico asegura una óptima capacidad sellante. El diseño de la LP Fast Track permite la utilización de coatings y liners sin afectarse las características mecánicas, sellantes y de operación de la conexión.

Proceso de Selección

Como ya se ha explicado anteriormente, el proceso de selección abarca 5 etapas bastante bien definidas que van desde la caracterización de las cargas actuantes y los problemas de corrosión presentes durante la vida útil del Servicio, a la recomendación de tratamientos y materiales a

utilizar, teniendo en cuenta el impacto económico que tienen este tipo de problemas y sus soluciones.

Por lo que el objetivo primordial va a ser analizar la incidencia de las solicitaciones actuantes y de los problemas corrosivos en las instalaciones del sistema con el propósito de caracterizar de la mejor forma posible el Tipo de Servicio al cual se va a exponer al tubo. A los efectos descriptivos, primero se realizará al análisis estructural del tubo entendiendo que, de nada sirve haber elegido un material que no se deteriore por la corrosión si el mismo no puede hacer frente a las cargas impuestas. Por lo general en los proyectos se trabaja simultáneamente evaluando materiales desde el punto de vista de su resistencia mecánica y de su resistencia a la corrosión.

Una vez que el material cumple con los requerimientos estructurales se deberá evaluar la resistencia a la corrosión.

Análisis del Ambiente Corrosivo	Resultado	Alternativas
Identificar Tipo de Servicio	<ul style="list-style-type: none"> -Presiones parciales de H₂S y CO₂ -Temperatura -Tipo y mojabilidad del agua -Corrosividad del Servicio -Desechar fallas catastrófica (H₂) -Minimizar corrosión localizada -Controlar corrosión generalizada -Controlar corrosión bacteriana 	<ul style="list-style-type: none"> -Utilizar solo aceros al carbono: <ul style="list-style-type: none"> • Control Correctivo -Usar inhibidores -Usar Recubrimientos -Usar Aceros Resistentes a la Corrosión (CRA) -Modificar el medio ambiente del Servicio <ul style="list-style-type: none"> • Secuestrantes de O₂ • Protección Catódica
Información de Aplicaciones similares Anteriores (Experiencia personal o de otros)	<ul style="list-style-type: none"> -Caracterización de las instalaciones exitosas (o con fallas) -Evaluación del tipo predominante de corrosión -Correlación con materiales usados -Correlación entre consumo de Químicos y Corrosividad -Evaluación de probables nuevos materiales 	

Dentro de lo que es el espectro de los aceros al carbono y los aceros resistentes a la corrosión, el Diagrama de flujo del Anexo nos muestra el campo de aplicación de los distintos productos en función de los tipos de ambientes.

Herramientas Electrónicas para Selección de Materiales:

Con el objetivo de lograr una adecuada selección de materiales bajo el concepto costo-beneficio a través de la vida útil del pozo TenarisSiderca cuenta con herramientas informáticas que, acompañadas de la información y la experiencia de campo son fundamentales para predecir la performance de diferentes materiales en ambientes corrosivos.

Selector de Materiales Una de las Herramientas es el Selector de materiales para Tubing (Material Selector) mediante el cual se puede establecer una guía de uso conservativa de los diferentes grados de aceros para tuberías de producción.

Los datos de Entrada que requiere la herramienta se pueden clasificar en:

-Datos referentes al Tubular: Diámetro, espesor, longitud, etc.

-Datos Referentes a condiciones de Servicio Agrio: en esta ventana se debe optar por un criterio NACE o EFC (European Federation of Corrosion), con respecto al criterio de evaluación de los ambientes con presencia de H₂S.

-Temperaturas: Temperatura de Producción en Boca y en Fondo.

-Presiones: Presión en Boca y en Fondo

-Datos químicos: % molar de CO₂ y contenido de H₂S, porcentaje de agua, Contenido de Cloruros, Gravedad API del Petróleo, presencia o no de Inhibidores.

La salida del programa es en forma de “semáforos” que indican la viabilidad de aplicación de los diferentes productos según la severidad del ambiente. **Corrosion Electronic Engineer** Tenaris Siderca a participado con otras compañías de la Industria del Gas y del Petróleo en la elaboración de un software para evaluar corrosión en Tubing y Líneas de conducción. El programa se denomina ECE (Electronic Corrosion Engineer) y el objetivo es lograr una Selección de Materiales adecuada al mínimo costo posible.

Mediante el uso del ECE se pueden realizar:

- Análisis de la velocidad de corrosión en aceros al Carbono (con y sin inhibición), para las condiciones de Servicio dadas, conjuntamente con una evaluación de riesgo basada en la pérdida de material calculada y el espesor del Tubing o Líneas de conducción.
- Evaluación de la aplicación de varias Aleaciones Resistentes a la Corrosión.
- Análisis económico a través de la vida útil de Proyecto.

El programa contiene un modelo semi empírico que es utilizado para predecir la velocidad de corrosión del acero al carbono. Se trata del modelo de C. De Waard, más algunos factores utilizados para ajustar el resultado. Este modelo describe la corrosión causada por la presencia de agua con CO₂ disuelto, más la presencia de otros agentes químicos tales como H₂S, bicarbonatos y otros. Ha sido comparado con numerosos softwares existentes en el mercado, mostrando una buena correlación con los casos reales, por lo general con resultados conservativos.

Los factores que contempla el programa son:

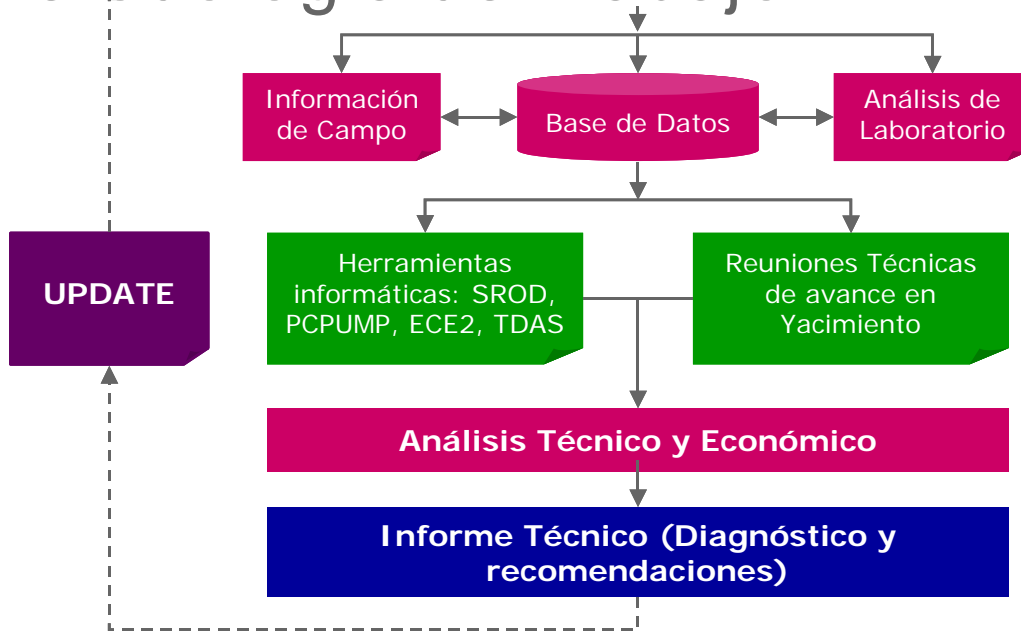
- *Efecto del CO₂*, Mecanismo de la corrosión por CO₂
- *Efecto del Cromo* en la aleación considerada
- *Efecto del Carbono* en la aleación considerada
- *Efecto de la Temperatura*, a través de una Fórmula del Factor de “Scale”
- *Efecto del gas H₂S*. Evalúa la protección que otorga la película de FeS a través del cálculo de un factor. H₂S también causa fisuración en el acero al carbono a través de varios mecanismos. El riesgo de fisuración se contempla según NACE MR0175 y el criterio de EFC16.
- *Efecto del pH*, el cual es evaluado por el software mediante el cálculo de la concentración de numerosas especies presentes en el fluido (CO₂, H₂CO₃, HCO₃⁻, etc.)
- *Efecto del tipo de Hidrocarburo*, se corrige velocidad de corrosión según la influencia del crudo y como éste va a “mojar” la superficie del acero.
- *Efecto del Flujo* (Corrosión – Erosión), si la velocidad del fluido es mayor que la Velocidad erosional límite, y el régimen de flujo es “annular mist” se presume que la película de carbonato va a desaparecer resultando en una mayor pérdida de material.
- *Efecto de la trayectoria* del pozo.
- *Química del agua*. El ECE contempla la influencia de factores como contenido de Cl⁻ y Bicarbonato (HCO₃⁻)

Recomendaciones finales y esquema de trabajo

Para las recomendaciones finales se evalúa el análisis técnico y se realiza un estudio económico.

En el esquema adjunto se puede apreciar la metodología resumida de trabajo:

Metodología de Trabajo:



Caso Práctico 1 – Optimización de Línea de Conducción

En este caso se trata de un Yacimiento que ha tenido, en los últimos años un creciente nivel de derrames. El motivo principal de los mismos, de acuerdo a datos relevados por el personal del yacimiento, es debido a corrosión tanto en oleoductos como en líneas de conducción de pozo a batería.

Debido a esto fue necesario iniciar un estudio que nos permitiera mitigar la problemática del yacimiento asociada a derrames y pinchaduras en líneas de conducción.

Como consecuencia de ello, se decide realizar un estudio conjunto e integral de la problemática en función de conocer las causas de las fallas y reducir los costos asociados

Metodología de Trabajo

Dimensionamiento del Problema:

Estadística de roturas de cañerías, Definición del Problema, Matriz de Riesgo, Causas de Falla, Materiales, Relevamiento de Tuberías, Fluidos Corrosivos, Tipo de Corrosión, Estudio de Soluciones, Monitoreo, Análisis Económico

Evaluación de la corrosión Externa

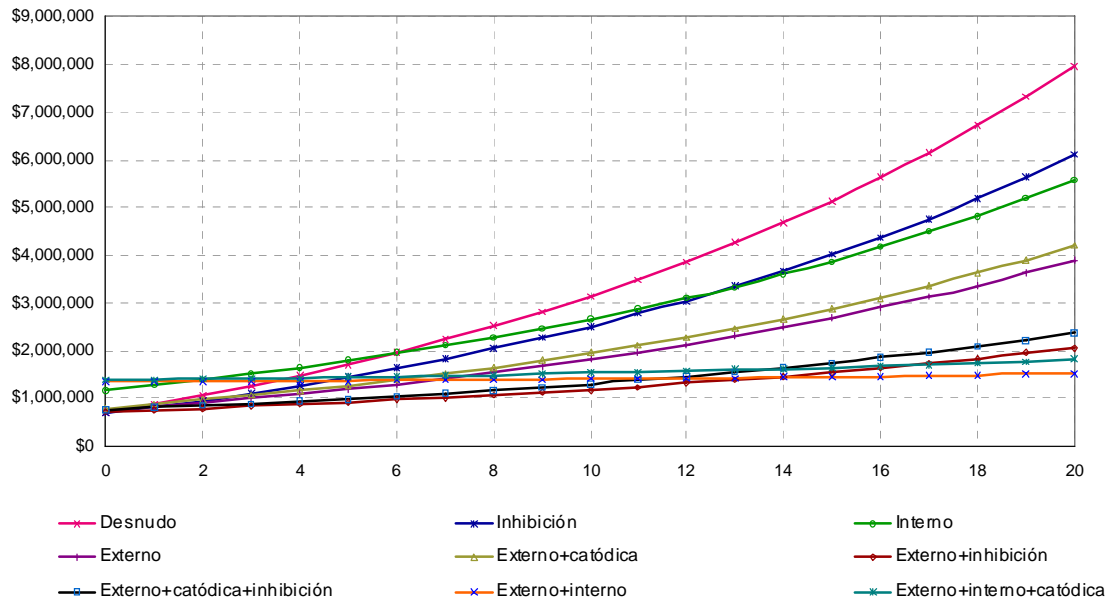
Cañerías de conducción sin revestimiento externo, Cañerías sin aislación en colectora, Suelos corrosivos, Cañerías con 10 años en servicio, sin protección alguna, Reemplazo de tramos de cañerías por caños sin aislar.

Evaluación de la corrosión Interna

Corrosión Externa	Acciones Correctivas
Cañerías sin aislación en suelos corrosivos de Colectoras	Mantener el nivel adecuado de potenciales de cañerías protegidas
Cañerías de conducción sin revestimiento externo	Preveer en el presupuesto de pozos nuevos el uso de cañería de conducción OD 4" con revestimiento, aislación y protección catódica
Reemplazo de tramos de cañerías por caños sin aislar	Reemplazar tramos de cañerías de mediano y bajo riesgo, según resistividades de suelo por caños revestidos, aislados y con protección catódica
Cañerías con 10 años en Servicio	Reemplazar las cañerías de conducción en los pozos de Alto Riesgo

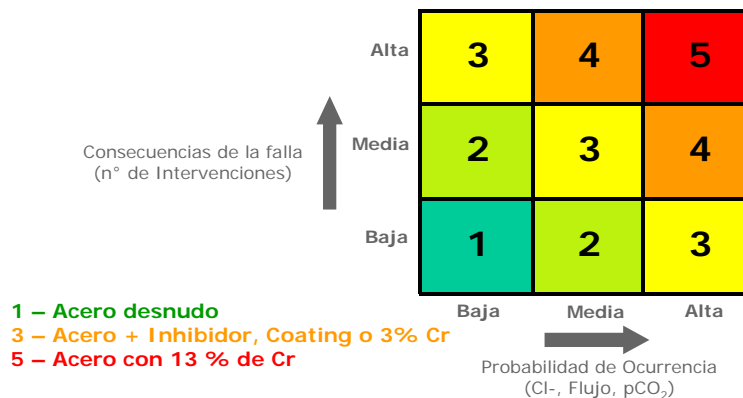
Corrosión Interna	Acciones Correctivas
Presencia de H ₂ S en aguas de producción, alta concentración de BRS	Definir programa de inyección de inhibidores de corrosión y bactericidas
Cañerías sin revestimiento interno	Programar limpieza de cañerías con el empleo de SCRAPPER
Alto corte de Agua	Reemplazar ductos problemáticos por cañerías con revestimiento interno/externo

Presencia de SH₂ en aguas de producción, Alta concentración de Bacterias Sulfato Reductora, Tuberías sin revestimiento interno, Alto corte de agua. **Estudio de Soluciones Análisis económico de las alternativas**



Caso Práctico 2 – Optimización de Tubing

El trabajo se basa en la necesidad de investigar, en forma conjunta entre una operadora (Cuenca Neuquina) y TenarisSiderca, una adecuada selección de materiales y el análisis de corrosividad para Tubing de pozos productores de gas y condensado con bajo contenido de CO₂. El objetivo entonces es realizar un análisis comparativo de carácter técnico y económico entre las diferentes alternativas de materiales para uso en ambiente con CO₂, para lo cual se utiliza como referencia herramientas para predecir la velocidad de corrosión en los diferentes escenarios propuestos.

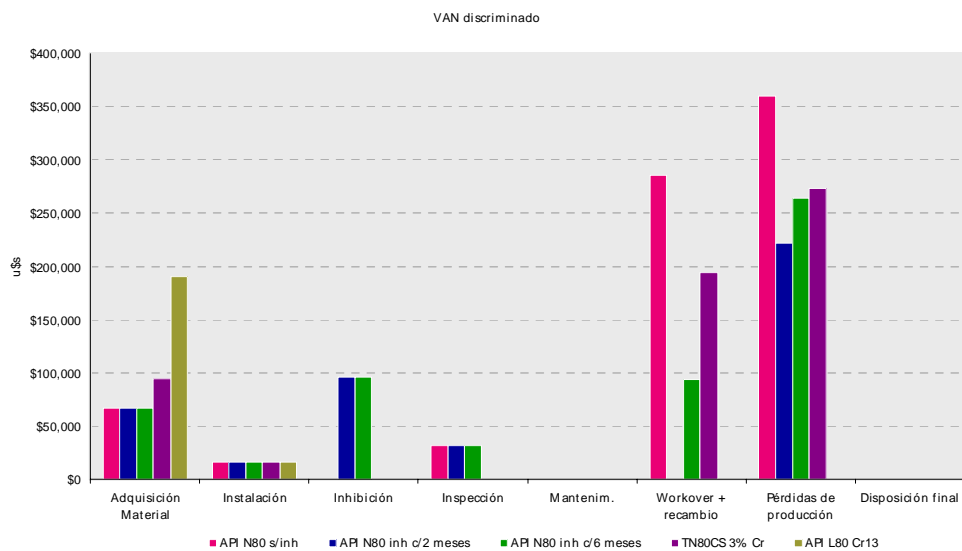
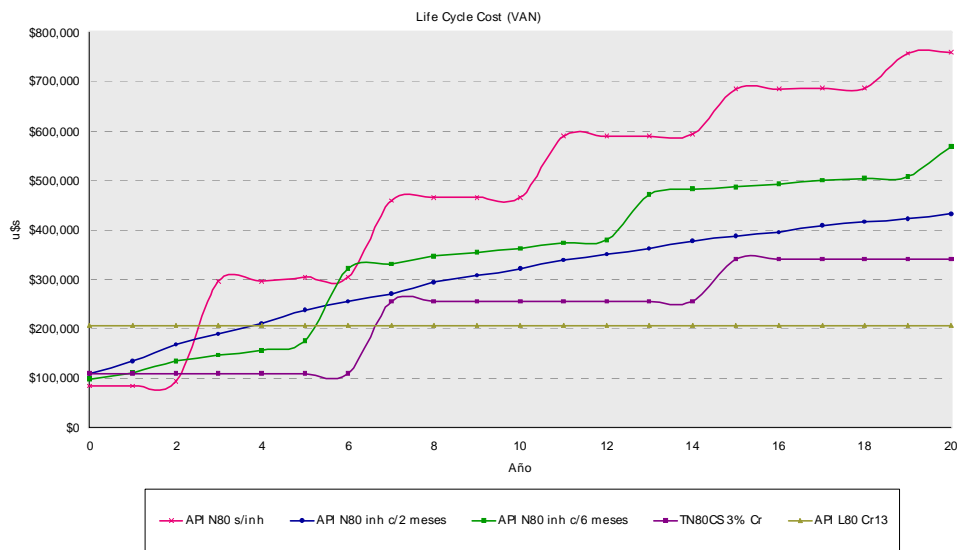


Se realiza una Matriz de Riesgo que permite realizar la selección de Materiales para Tubing en función de las fallas ocasionadas por corrosión dulce (CO₂)

Se calculan las velocidades de corrosión estimadas

Tubing 3 1/2" 9.2#	Velocidad de Corrosión en Pozos (mm/año)			
	Pozo AA276	Pozo BB284	Pozo CC295	Pozo DD281
API N80 Sin Inhibidor	3.84	1.25	1.78	2.45
API N80 con Inhibidor (*)	0.3	0.1	0.15	0.2
TN80CS 3% Cr	0.83	0.3	0.4	0.5
API L80 Cr 13	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1

Luego se realiza el análisis económico



Caso Práctico 3 – Optimización en Varillas de Bombeo

El uso de varillas de bombeo convencionales Grado MMKD (Acero AISI 4320M) comenzó a raíz de un requerimiento del cliente de disponer un material con mayor resistencia a los entornos corrosivos que existen en los yacimientos de la zona (Yacimiento de petróleo de la Cuenca Neuquina).

Se comenzó con ensayos de laboratorio con el acero AISI 4320 M, experiencia que luego fue trasladada al campo con la instalación de 10 sartas.

Pozo 1

- Fue la primer sarta bajada en el yacimiento (23/02/00) y es la de mayor duración hasta el momento.
- En este pozo se produjo una notable reducción en los costos tanto de pulling como de varillas de bombeo.
- A los 30 meses de ensayo (02/10/02) el pozo tuvo una intervención por mejora de producción, sin observar ningún indicio de corrosión en la sarta.

Pozo 4

- El 29/12/00 se bajaron vb 1" de AISI 4142 combinadas con vb 7/8" de AISI 4320.

- En una intervención realizada por cambio de bomba 19 meses después (22/07/02), las vb 1" salieron con ataque carbónico localizado en cuerpo y con mayor intensidad en el cuadrante y la cebolla, mientras que las vb 7/8" salieron intactas.

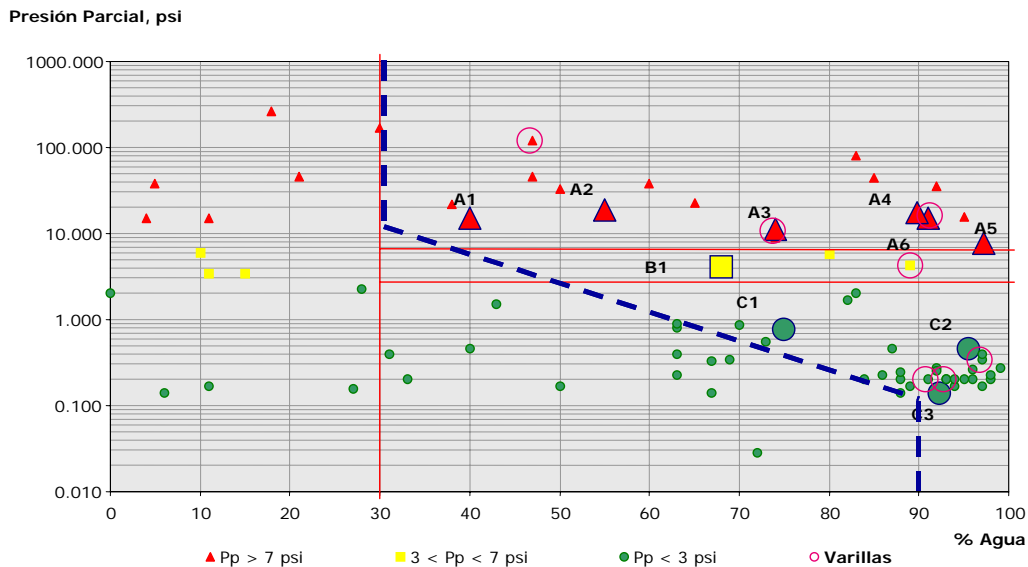
- Las vb 7/8" se bajaron nuevamente al pozo y se completó la sarta con vb 1" AISI 4320 recuperadas de la inspección del pozo B.

Los ahorros obtenidos en 5 pozos con la Varilla MMKD, fueron del orden de u\$s126.000.-

Caso Práctico 4 – Optimización de Tubing y Varillas de Bombeo

Se trata de un Yacimiento que se puede clasificar dentro de la categoría de los "sweet oil wells" (**Pozos Petrolíferos Dulces**), tratándose de pozos que producen esencialmente petróleo a presiones moderadas/bajas y que, desde el punto del medio corrosivo, se caracterizan por un bajo contenido de H₂S, siendo el CO₂ el principal agente corrosivo disuelto en el agua de formación. De acuerdo a los datos de los fluidos y a los análisis de fallas realizados en el laboratorio, podemos decir que el ambiente es muy corrosivo debido a la acción del gas CO₂, el cual posiblemente se encuentra potenciado por trazas de H₂S en el agua.

Se realizó una matriz de riesgo de corrosividad versus pozos problema, que permitió implementar las soluciones en cada caso



Las varillas de bombeo huecas PCPRod® se desarrollaron para el sistema de extracción artificial PCP (bombas de cavidades progresivas) en el que la principal sollicitación sobre la columna es de tipo torsional (cargas de torsión / torque).

Los comienzos en el yacimiento analizado no fueron del todo satisfactorios, registrándose fallas prematuras (por sobretorque del material) y algunos problemas operativos (herramental no preparado para esta tecnología).

Luego de un proceso de revisión y análisis, se decidió instalar nuevamente una columna de estas varillas (PCPRod® 1500) en un pozo del mismo yacimiento.

A raíz de la buena performance de esta instalación, se decidió incluir otros pozos en la cuenca, los cuales han originado importantes ahorros

Evaluación económica Desde el inicio de este trabajo se ha reducido el Índice de Pulling del Yacimiento a menos de la mitad de su valor original.

El ahorro en este período supera a los u\$s 2MM.

Ahorros con la Varilla “Premium” PCP para 9 pozos son del orden de u\$s268000.-

Conclusiones

- Es innovadora una practica operativa integral, que incluya todos lo materiales, tendiente a reducir el costo de operación comenzando por el estudio del problema y de las condiciones, continuando por el desarrollo o adaptación de productos y finalizando en el seguimiento del producto en el campo.
- La Evaluación Integral de un Yacimiento es una herramienta importante para reducir el Costo Total Operativo, siendo la innovación tecnológica el motor que impulsa esta reducción de costos.
- El Yacimiento debe ser considerado como un “todo” dado que se trata de un sistema cerrado, sin embargo las soluciones universales no existen, pues cada sistema problematico debe ser analizado en forma independiente.
- Es importante considerar experiencias previas (exitosas o no) para aplicarlas al sistema en estudio.

- La optimización de los materiales debe ser una tarea multidisciplinaria (Operadora+Empresas de Servicios).
- La planificación e implementación de un Sistema de Gestión de la Corrosión ayuda a la Optimización.

Referencias:

1. “Selection of Corrosion Resistant Alloys: An International Perspective” Russel Kane, Petroleum Engineer International – Agosto 1992.
2. “Predicting CO₂ Corrosion in the Oil and Gas Industry” European Federation of Corrosion Publications – Number 13
3. Curso “Corrosion Control in Petroleum Production” Charles Patton – Siderca, Agosto de 1997.
4. Curso NACE “Corrosion Control in Oil and Gas Production” IAPG Argentina, Noviembre 1998.
5. “Advances in Corrosion Control and Materials in Oil and Gas Production” European Federation of Corrosion Publications – Number 26
6. “DST Experience in High Performance LinePipe and Flowlines for Sour Services” 40 th MWSP Conference, ISS 1998. J. C. Gonzalez; M. Tivelli; H. Quintanilla and G. Cumino.
7. Curso NACE “Designing for Corrosion Control” IAPG Argentina, Diciembre 2000.
8. NK Cr Series Brochure – n° 141-000 @ 2000.12
9. “Development of Low Carbon Cr-Mo Steels with exceptional corrosion resistance for oilfield applications” M. B. Kermani, KeyTech, UK; J. C. Gonzales, DST, Argentina; C Linne, Vallourec Research Centre, France; M Dougan and R Cochrane, Leeds University, UK. Paper 1065 NACE Corrosion 2001.
10. “CO₂ Corrosion and Alloy Selection Tenaris Course” Miguel Pagani - Marzo 2002
11. “Tenaris corrosion assesment: Material Selector Software and Electronic Corrosion Engineer Seminary” - Fabián Benedetto, Marcelo Fritz y Sandro Nicolino – Siderca Mayo 2002.

Anexo: Flujograma para Selección de Materiales (Ref: "CO₂ Corrosion and Alloy Selection Tenaris Course" Miguel Pagani et al. Marzo 2002)

