

NUEVA HERRAMIENTA PARA MONITOREO DE CORROSIÓN EN FONDO DE POZO EN SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN

CONDICIONES DE DISEÑO

GENERALIDADES DEL SISTEMA

Funcionamiento del Bombeo Mecánico

Bomba Mecánica

REQUERIMIENTOS

DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA

EVALUACIÓN EN CONDICIONES DE CAMPO

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

AGRADECIMIENTOS

BIBLIOGRAFÍA

RESUMEN EJECUTIVO

En este trabajo se presentan detalles de una nueva herramienta diseñada para medir corrosión en condiciones de fondo de pozo.

El diseño consiste en un accesorio opcional que se puede incorporar a una bomba mecánica durante su armado, previo a su instalación de la misma en fondo de pozo.

La técnica de monitoreo de corrosión adoptada en este caso es la de pérdida de peso de un elemento testigo o cupón cuya metalurgia puede seleccionarse en función del objetivo buscado.

A partir de información del testigo/cupón propiamente dicho (geometría, densidad del material y peso) y del tiempo de exposición se puede determinar una velocidad de corrosión uniforme promedio para dicho período de exposición.

Al igual que para elementos conceptualmente similares utilizados convencionalmente en instalaciones de superficie, la evaluación del cupón de fondo también permitiría determinar velocidades promedio de pitting y estudiar la morfología de este tipo de ataque corrosivo.

La información proporcionada por los cupones diseñados puede ayudar a confirmar la selección de materiales y/o la efectividad de tratamientos químicos de inhibición de corrosión en fondo de pozo en sistemas de bombeo mecánico en los que la implementación de metodologías de monitoreo en tiempo real se torna muy compleja y/o costosa.

INTRODUCCIÓN

El monitoreo y evaluación de la corrosión en condiciones de fondo de pozo ha sido un problema sin solución o de solución poco eficiente y/ efectiva desde siempre, tanto para compañías operadoras como para empresas de servicio que operan en el upstream de la industria del petróleo y el gas.

A lo largo de los años se han probado diversos métodos de monitoreo, pero generalmente se ha llegado a la conclusión que la información obtenida es de confiabilidad relativa y de elevado costo, ya sea por lo que implica directamente su adquisición, o por las decisiones poco felices a las conduce.

El método más común probablemente sea el seguimiento de la concentración de iones metálicos (típicamente hierro, aunque también en algunos casos cobre, níquel, zinc, manganeso, etc.) en muestras de agua de producción. Se trata de un método rápido, de implementación sencilla en campo y poco costoso. Sin embargo, aunque parezca muy simple y sencillo, su interpretación presenta algunas dificultades:

- Su aplicación más directa y confiable es en sistemas cerrados. Este no es precisamente el caso más común en los sistemas de producción de petróleo y gas.
- En sistemas abiertos es preferible trabajar con diferencias entre dos puntos conocidos del sistema. En pozos, las únicas muestras disponibles con cierta regularidad son las de producción en superficie.
- La obtención de muestras representativas de la fase acuosa requiere mucho cuidado en la selección del punto de muestreo, en las características y utilización de la instalación de monitoreo y en la operatoria misma. Es importante tener presente que la instalación del punto de muestro puede acumular productos de corrosión e introducir distorsiones en la interpretación de resultados.

- Para determinar variaciones en la velocidad de corrosión, las concentraciones de hierro deben relacionarse con los correspondientes caudales de agua en los que se las mide.
- Se debe llevar una historia de mediciones para interpretar los datos.
- Se debe asumir que la pérdida de metal que se obtiene a partir de la combinación de la medición de concentración de hierro con su correspondiente caudal de agua ocurre en toda la superficie expuesta, o en una fracción de la misma. En cualquier caso, debe tenerse presente que esto es sólo una indicación de tendencia y puede ser mucho, algo o poco representativo de la realidad.
- La precipitación aguas arriba del punto de muestreo afecta la medición.
- El método no es confiable en fluidos que contienen sulfuros o elevados niveles de contaminación con bacterias sulfato-reductoras (precipitación de sulfuro de hierro), o en soluciones alcalinas (precipitación de hidróxido férrico).
- Un incremento en la pérdida de metal es una advertencia de incremento de velocidad de corrosión, pero valores reducidos no garantizan baja corrosión puesto que puede existir el fenómeno de pitting (picado/corrosión localizada).

Un segundo método muy utilizado es el “Caliper”, pero aplica sólo a pozos surgentes (o con el interior de la cañería de producción libre) en los que se puede ingresar con una herramienta especial de wire-line o slick-line, obliga a paros de producción y tiene una sensibilidad tal que los efectos de la corrosión sólo pueden ser apreciados típicamente en un período de uno a dos años como mínimo. En este período de tiempo pueden haberse producido daños severos en la instalación y la interpretación del “caliper” en muchos casos no proporcionó la suficiente información como para implementar programas de tratamiento, o para introducir modificaciones en los existentes. Ha probado ser una herramienta útil, pero no suficiente para seleccionar inhibidores de corrosión en campo, o para optimizar las condiciones de aplicación de los mismos. En pozos operados con sistemas de bombeo, este método directamente no tiene aplicación práctica.

Como tercer variante de aplicación generalizada, el monitoreo en las instalaciones de superficie mediante el uso de cupones de peso, probetas electro-resistivas o de polarización lineal, sensores ultrasónicos, etc., puede ser de utilidad como referencia adicional, pero en muchos casos las condiciones en superficie son muy distintas de las encontradas en fondo de pozo y la extrapolación no es ni sencilla ni confiable.

Hace unos años, Rohrback Cosasco Systems (RCS) desarrolló junto con su Downhole Division, hoy Nova Technology Corporation, el diseño de un sistema de monitoreo de corrosión en fondo de pozo (DCMS).

Este sistema se ensayó con relativo éxito en Alaska con la empresa Arco en el año 1996, pero no se cuenta con datos de pruebas posteriores en campo, y si bien RCS sigue ofreciendo y comercializando el sistema DCMS, se desconoce si se han realizado monitoreos más recientes con el mismo.

El layout físico de la herramienta DCMS es similar en principio al de las memory gauges utilizadas en la medición de temperatura y presión en ensayos de pozo. Básicamente, el diseño comprende una unidad electrónica de medición y memoria, una unidad de baterías y una probeta electro-resistiva con un diseño trabajado para funcionar adecuadamente en las exigentes condiciones de fondo de pozos productores.

El sistema se instala con el auxilio de un equipo de wireline, y el diseño de los accesorios mecánico permitiría fijar una o más herramientas a distinta profundidad dentro del pozo.

El diseño original y sus posteriores mejoras requieren retirar la herramienta del pozo transcurrido un período determinado de monitoreo (determinado por la frecuencia de lecturas y capacidad de memoria y baterías) para descargar la información y proceder a analizar la misma.

Con los avances tecnológicos existentes, eventualmente podría llegar a desarrollarse una variante de este sistema que permita el monitoreo en tiempo real. No obstante, al momento, esa opción aún no se encuentra disponible.

Lamentablemente, en el caso particular de los pozos con Bombeo Mecánico como sistema de extracción, al igual que el método del caliper y básicamente por las mismas razones, el sistema DCMS no tiene aplicación práctica.

Por último, uno de los métodos de monitoreo de corrosión más populares y económicos es la utilización de testigos denominados cupones de corrosión.

Los cupones de corrosión muestran la pérdida de metal ocurrida durante un período de tiempo determinado en el que el mismo ha estado expuesto al medio corrosivo, y por ende, constituyen un indicador tardío.

Adicionalmente a la pérdida de metal, otros factores importantes a considerar en el análisis e interpretación de datos de cupones de peso incluyen: perfil superficial (erosión, ampollado, presencia de pits), profundidad y observación de pits, productos de corrosión y/o incrustaciones, ubicación y condiciones de operación (velocidades de flujo, inhibición, cambios de composición de fluidos, etc.).

A los fines de obtener resultados representativos, las recomendaciones generales son:

- ✓ Ajustar los tiempos de exposición y respetar los mismos. Los tiempos de exposición dependerán de la velocidad de corrosión esperada y de lo que se quiera medir:
- ✓ Tiempos de exposición cortos (15 a 45 días) proporcionarán respuestas rápidas, pero pueden conducir a la determinación de velocidades de corrosión elevadas. Suelen emplearse en casos en los que se desea evaluar la respuesta de inhibidores de corrosión.
- ✓ Tiempos de exposición mayores (60 a 90 días) suelen ser necesarios para detectar y definir ataques por pitting.
- ✓ Los tiempos de exposición de nipples y spools suelen ser elevados (90 días a 2 años).
- ✓ El tiempo de exposición estará sujeto a los tiempos de falla de cada pozo.
- ✓ Variar la menor cantidad de condiciones posible entre ensayos sucesivos y durante cada ensayo.
- ✓ Utilizar en la medida de lo posible el mismo modelo y material de cupón, con la misma terminación superficial.
- ✓ Respetar los procedimientos de instalación, manipuleo y análisis en laboratorio.
- ✓ Trabajar con duplicados siempre que ello sea posible.
- ✓ Aislar el/los cupón/cupones para evitar contactos metal-metal que pudiera inducir corrosión galvánica.
- ✓ En general, las recomendaciones son instalar cupones en ubicaciones tales como las siguientes:
 - Zonas de baja velocidad de flujo o flujo muerto.

- Zonas de elevada velocidad de flujo.
- Puntos en los que se produzca “Inpingement”.
- Puntos aguas debajo del ingreso de oxígeno (tanques, bombas, etc.).
- Zonas en las que se acumule agua.
- Zonas donde se presenten interfases líquido/vapor.
- Etc.

Como primer aproximación a la búsqueda de una solución para el problema de monitoreo de corrosión en fondo de pozos que operan con sistema de extracción de tipo bomba mecánica, se consideró conveniente trabajar en el diseño de un modelo de cupón de peso que pudiera adaptarse a este sistema por considerar que se trata, no sólo de un método compatible, sino de aplicación relativamente sencilla y económica. Es este trabajo realizado el que se expone en el presente documento.

CONDICIONES DE DISEÑO

GENERALIDADES

Funcionamiento del Bombeo Mecánico

El sistema de producción artificial bombeo mecánico es el más extendido en operaciones en tierra u on-shore.

En Argentina se suponen más de 14.000 pozos con sistema bombeo mecánico.

Se distinguen 3 partes fundamentales:

- Motor: Equipo de Superficie o Aparato Individual de Bombeo (AIB).
- Conjunto Conexión: Vástago de Bombeo, Varillas de bombeo y Barras de peso.
- Bomba: Bomba Mecánica de Profundidad.

El motor del sistema es el equipo de superficie o aparato individual de bombeo (AIB) que está diseñado para levantar grandes cargas mediante la conversión, a través de una caja reductora, del movimiento rotativo en un movimiento alternativo.

El conjunto conexión del sistema está compuesto por un vástago de bombeo, varillas de bombeo, barras de peso y cuplas que transfieren el movimiento alternativo del motor a la bomba.

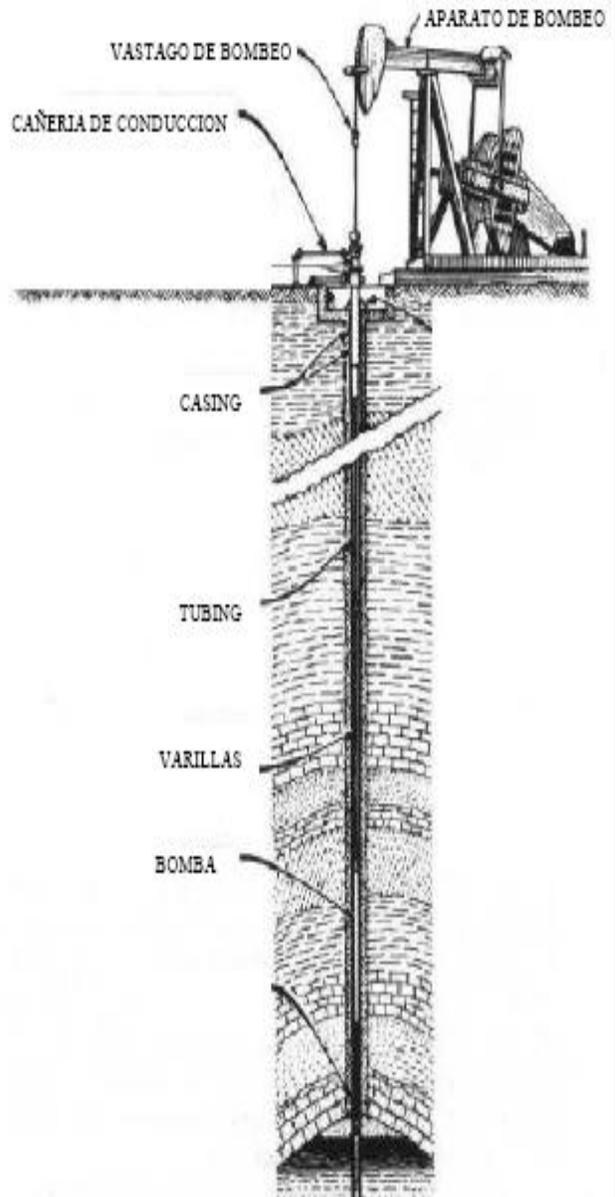
La bomba del sistema convierte el movimiento alternativo recibido por la conexión para succionar y producir el fluido de subsuelo a través de la tubería de producción o tubing.

Ejemplo de partes fundamentales y esquema de instalación

Aparato Individual de Bombeo



Esquema de Instalación



Vástago de bombeo



Varillas de Bombeo



Bomba Mecánica de Profundidad



Las ventajas del sistema:

- ✓ Una gran versatilidad, ya que se adapta a variaciones importantes del caudal de extracción con sólo variar la frecuencia de giro y/o la carrera de cada ciclo.
- ✓ Robustez para afrontar situaciones de funcionamiento anormal por un prolongado período de tiempo sin parar la producción.
- ✓ No tiene limitación de temperatura, caudal mínimo ni del porcentaje de corte de agua.
- ✓ Permite manejar fluido muy denso/viscoso.
- ✓ Modificando la metalografía de sus componentes puede lograr una muy buena resistencia a la corrosión.
- ✓ Buena eficiencia del sistema en general.

Las desventajas del sistema:

- ❖ El caudal máximo a producir está limitado por la profundidad a instalar la bomba y el nivel dinámico del fluido.
- ❖ Importante inversión inicial respecto de varios otros sistemas.
- ❖ La eficacia del sistema es limitada por la magnitud de arena, gas libre o disuelto en el fluido presente en la zona de succión de la bomba.
- ❖ Presencia de varios elementos móviles que generan desgaste por fricción (tubing, varillas y bomba).
- ❖ Necesidad de servicios muy costosos para instalación, reparación o intervención (Workover o Pulling).
- ❖ La bomba de profundidad debe instalarse en pozos verticales o levemente desviados.
- ❖ Necesidad de significativo espacio en superficie (Muy baja aplicación en Off Shore).

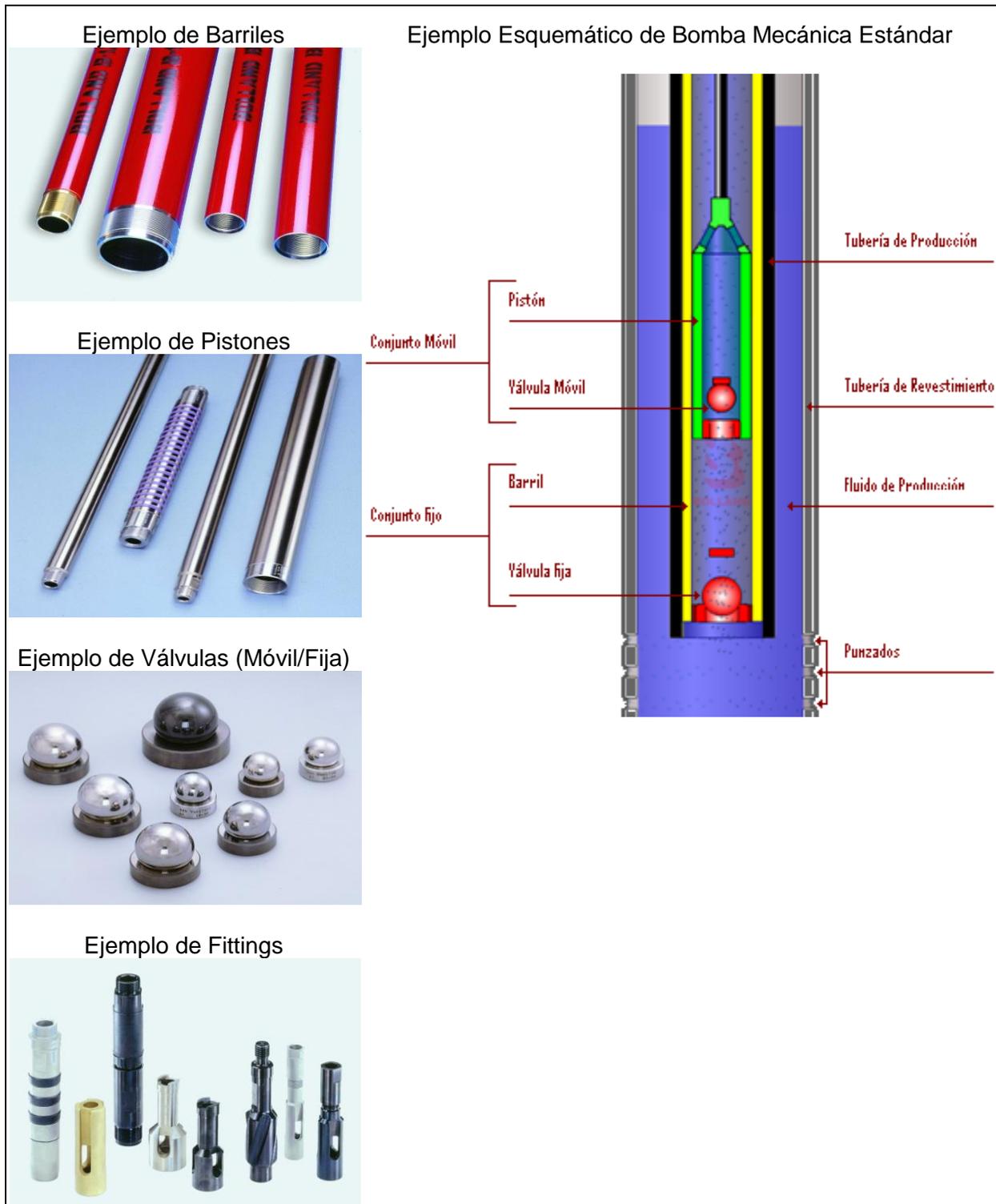
Bomba Mecánica

La Bomba Mecánica de Profundidad que cumple el rol de succionar / producir el fluido en fondo de pozo.

Está básicamente constituida por:

- Conjunto fijo: cuyos elementos principales son un barril y una válvula.
- Conjunto móvil: cuyos elementos principales son uno o varios pistón/es y una válvula.

El resto de las piezas que conforman una bomba mecánica son los llamados “fittings” que cumplen diferentes funciones secundarias como anclajes, adaptadores, conexiones, filtros, jaulas, etc.



La descripción primaria de la acción de succión/producción se detalla a continuación de acuerdo al movimiento alternativo que recibe desde el conjunto conexión del sistema:

Carrera Ascendente

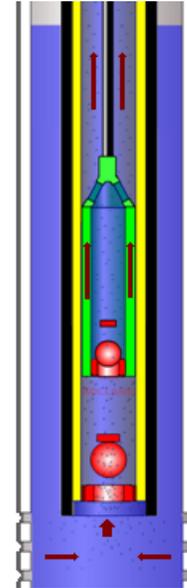
En el comienzo de la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra y el conjunto móvil del sistema (vástago pulido, sarta de varillas y subconjunto móvil de la bomba) levanta la columna de fluido soportando la carga que ésta le genera.

Simultáneamente, y debido a la depresión que se produce en la cámara de la bomba, la válvula estacionaria se abre, permitiendo el ingreso de fluido nuevo.

Finalizada la carrera ascendente, se cierra la válvula estacionaria debido al incremento de presión en la cámara de la bomba.

El conjunto móvil del sistema de bombeo está sometido a un esfuerzo de tracción máximo.

El conjunto estacionario del sistema está sometido a esfuerzos de tracción mínimos.



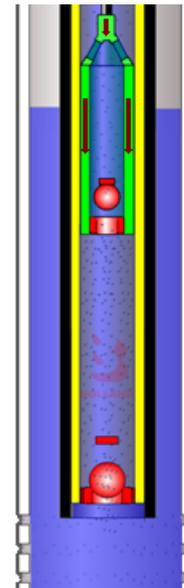
Carrera Descendente

Al comenzar la carrera descendente, se abre la válvula viajera, que permite el pasaje del fluido a través de ella, mientras el pistón desciende hasta el punto muerto inferior.

Ante estas circunstancias, la carga del fluido es transferida al conjunto estacionario del sistema de bombeo (tubing y subconjunto estacionario de la bomba).

El conjunto móvil del sistema de bombeo está sometido a un esfuerzo de tracción mínimo.

El conjunto estacionario del sistema está sometido a esfuerzos de tracción máximos.



La alternancia de los esfuerzos de tracción entre el conjunto móvil y fijo producen el estiramiento y contracción de los elementos involucrados, lo cual se manifiesta en una reducción de la carrera efectiva de la bomba.

Para calcular la producción de petróleo esperable, se debe tener en cuenta el escurrimiento de petróleo entre el barril y el pistón, la presencia de gas, carrera efectiva, etc.

REQUERIMIENTOS

Actualmente es imposible de medir la corrosión o incrustación en el fondo de pozo en el sistema de bombeo mecánico con elementos testigos convencionales del tipo de los denominados cupones de peso ya que estos dispositivos comúnmente utilizados en superficie tienen una geometría determinada que no permiten su instalación dentro de la bomba mecánica.

En caso que se quiera medir corrosión con elementos de esta naturaleza en una bomba mecánica, el cupón a instalar debe cumplir los siguientes requerimientos básicos:

- ✓ Operar sin inconvenientes a las condiciones imperantes en fondo de pozo: temperaturas, presiones, flujo multifásico y vibraciones.
- ✓ Diseño que no altere la dinámica de flujo existente en la bomba y el tubing.
- ✓ Diseño que evite contactos metal-metal y posible generación de corrientes/corrosión galvánica.
- ✓ Sencillez en el armado y desarmado.
- ✓ Estar aislado para evitar la generación de corriente galvánica entre metales.

Como el sistema a monitorear presenta una dinámica de flujo lineal (no turbulento), el cupón debe tener una geometría tal que respete la misma.

Considerando todas estas exigencias y factores limitantes, se procedió a diseñar la herramienta que se presenta en este trabajo.

DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA

La herramienta consta de los siguientes componentes:

- Cupón de peso.
- Dispositivo porta-cupón.

Si bien se consiguen en el mercado cupones de peso y dispositivos porta cupón, los mismos están diseñados y adecuados para ser instalados en cañerías de superficie.

Se descartó la utilización de estos elementos “estandarizados” para otras aplicaciones porque:

- El dispositivo porta cupón tiene una geometría tal que imposibilita su utilización en una bomba mecánica.
- Los modelos estándar de cupón de peso pueden ser introducidos dentro de la bomba mecánica, pero su geometría no permite diseñar un dispositivo porta-cupón que cumpla simultáneamente los requerimientos de evitar contacto metal-metal y operar sin inconvenientes a las condiciones imperantes en fondo de pozo.

Se decidió replantear el diseño de ambos componentes modificándolos a formas tubulares mejor adaptadas a la bomba mecánica y su funcionamiento.

Diseño de porta-cupón:

- Se buscó utilizar piezas metálicas existentes que cumplen funciones de “alojamiento” en la bomba mecánica con el fin de obtener la misma eficacia en funcionamiento en fondo de pozo.

- Para evitar el contacto metal – metal, se utiliza un material plástico de alta resistencia a la temperatura en forma de anillo que separa el alojamiento del cupón de peso. Es necesario modificar la geometría del cupón de fondo a una forma tubular acorde.

Diseño de cupón de fondo:

- Se modifica el cupón de peso a una forma tubular/de anillo de manera tal de no alterar la dinámica de flujo dentro del sistema de extracción y facilitar su alojamiento dentro del porta-cupón apoyándose sobre el separador de material plástico.

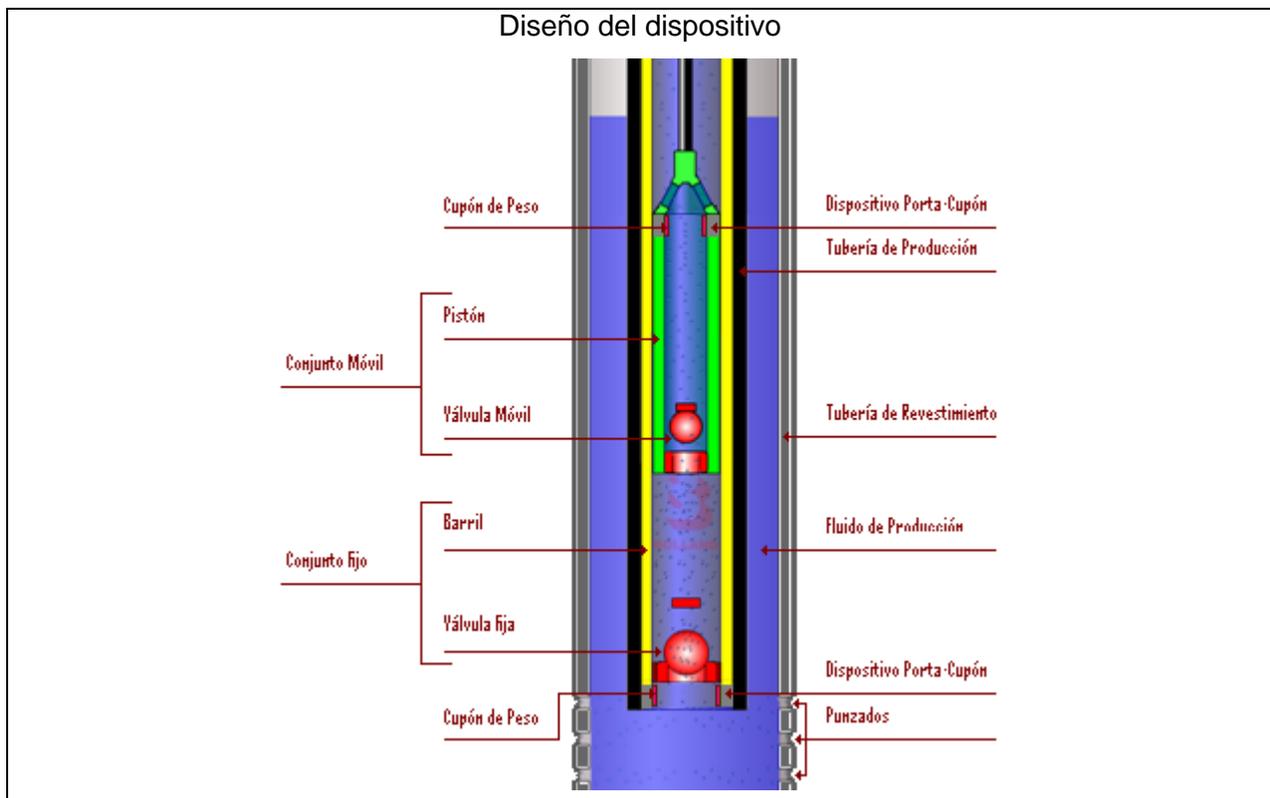
De todas las piezas involucradas en esta nueva herramienta, los únicos productos de desarrollo nuevo son el cupón de fondo y el anillo separador de material plástico.

La tarea de armado de la herramienta consiste en anexar dos anillos plásticos en los extremos del cupón de fondo en forma de tubo y luego introducir este conjunto dentro del dispositivo porta cupón que también tiene forma de tubo. La operatoria de desarme consiste en realizar la tarea en sentido inverso. Por lo mencionado anteriormente, la operación de armado o desarme resulta muy simple y sencilla.

Debido a que no existe en el mercado un dispositivo similar ni experiencia acumulado en su utilización, se desconoce cuál es el mejor lugar para ubicar la herramienta con el fin de medir la velocidad de corrosión en el sistema de extracción.

Se decidió entonces instalar dos herramientas en una misma bomba mecánica, la primera en la zona de succión y la segunda en la zona de descarga de la bomba.

Se desconoce a priori si se logrará medir velocidades de corrosión distinta en ambos puntos, pero al trabajar con dos herramientas se minimiza el riesgo de no obtener resultados en caso presentarse algún problema en alguna de las dos.



EVALUACIÓN EN CONDICIONES DE CAMPO

Con fecha 06/03/2012 se inició el primer ensayo en campo en el pozo S-2331 operado por la compañía Tecpetrol en el yacimiento El Tordillo de la Cuenca del Golfo de San Jorge.

Los objetivos planteados conjuntamente con la compañía operadora para este ensayo, fueron los siguientes:

- Determinar la velocidad de corrosión promedio, a distintas profundidades y en superficie, de pozos productores de petróleo operados mediante bombeo mecánico, empleando cupones de peso.
- Ensayar el diseño de cupones de peso propuesto para condiciones de fondo de pozo (admisión y descarga de la bomba mecánica) y verificar su comportamiento en servicio.
- Buscar correlacionar los datos resultantes con variables del sistema y con el monitoreo actual en superficie. Eventualmente proponer nuevas condiciones de ensayo a partir de las conclusiones a las que se arribe.

Algunas pautas que se convino seguir para minimizar errores y obtener valores representativos son las siguientes:

1. Analizar previamente la historia de cada pozo candidato con el fin de establecer el tiempo de exposición de los cupones en el medio corrosivo. Este tiempo podrá ajustarse en un segundo ensayo en función de los resultados obtenidos, pero deberá estandarizarse para cada pozo en la medida de lo posible.
2. Instalar simultáneamente los cupones de corrosión en fondo de pozo y en superficie (boca de pozo, antes y después de un choke).
3. En el procesamiento de los cupones, seguir los procedimientos recomendados en el documento Nace RP0775 (última versión) para:
 - i. Preparación del cupón.
 - ii. Manipuleo antes y después de la exposición del cupón al medio corrosivo.
 - iii. Limpieza y pesado del cupón luego de retirado el mismo del sistema (transcurrido el tiempo de exposición programado).
 - iv. Cálculo de la velocidad de corrosión promedio.
 - v. Cálculo de la máxima velocidad de pitting.
4. Registrar la siguiente información previa instalación de la bomba y sus cupones de fondo:
 - i. Código o número de pozo.
 - ii. Instalación Actual (Incluye tipo y diámetro de bomba, diámetro de Tubing, y Casing, Profundidad de zapato, existencia de ancla o packer, profundidad del ancla o packer, etc.).
 - iii. Caudal de producción actual.
 - iv. Carrera y cantidad de golpes del equipo de superficie.
 - v. Equipo de superficie (Tipo/Modelo: Mark II, convencional, rotaflex, etc.).
 - vi. Temperatura y presión estimadas/registrada a la entrada de la bomba.
 - vii. Al menos los dos últimos registros dinamométricos (Dynas).

- viii. Cálculo de la velocidad de corrosión promedio del cupón utilizado anteriormente.
- ix. Cálculo de la máxima velocidad de pitting del cupón utilizado anteriormente.

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Durante la intervención de fecha 6 de marzo de 2.012, se registraron los siguientes datos:

Nombre del Pozo: S-2331

Instalación Actual:

- Bomba: T-1988 (25-150-RHBC)
- Tubing: 2-7/8"
- Casing: 5-1/2"
- Profundidad de Bomba: 2.088 m
- Profundidad de Ancla: 2.053 m

Caudal de producción actual: 9,00 m³ de Bruta y 0,81 m³ de Petróleo.

Carrera y cantidad de golpes del equipo de superficie: 157" de carrera y 5.1 GPM.

Equipo de superficie: AIB: VULCAN C 650-330-157

Temperatura estimada/registrada a la entrada de la bomba: T°: 111°C.

Presión estimada/registrada a la entrada de la bomba: 27.21 Kg/cm².

N° y Peso Inicial de los Cupones:

- Cupón N° 12 (en Jaula Fija), Peso Inicial: 80,7622 Gramos
- Cupón N° 13 (en Jaula Móvil), Peso Inicial: 81,3757 Gramos

En Junio 2.012 el pozo fue intervenido para realizar un cambio de vástago, pero la bomba no fue retirada del pozo en esa oportunidad. Una vez reemplazado el vástago, la instalación continuó operando con normalidad.

A la fecha, 13 de Marzo de 2.013, el sistema continúa trabajando sin inconvenientes. Se aguarda una intervención del pozo y retiro de instalación para verificar el estado de los cupones y calcular la velocidad promedio de corrosión en el lapso de tiempo de exposición.

Se espera también contar con la oportunidad de repetir este tipo de ensayo en otras áreas y/o con otras compañías operadoras, trabajando con tiempos de exposición menores, de manera de obtener un mejor feedback sobre el comportamiento de la herramienta desarrollada y su utilidad relativa.

AGRADECIMIENTOS

Loa autores de este trabajo desean expresarle su agradecimiento a Germán Díaz Bollea y Martín Donino por su colaboración en la etapa de diseño de la herramienta, al equipo de trabajo de bombas mecánicas de Bolland y Cia. en la planta de fabricación y en el servicio de campo, y a Natalia Sabbag junto al equipo de confiabilidad de Tecpetrol por su interés y el soporte brindado, sin el cual no hubiera podido materializarse el proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

1. NACE International Publication 3T199; "Techniques For Monitoring Corrosion And Related Parameters In Field Applications", NACE International, U.S.A., 1999.
2. ASTM G 31 (última revisión); "Standard Practice for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals", West Conshohocken, PA, U.S.A., ASTM.
1. Hedges, B., Sprague, K., Bieri, T. & Chen, H.J.; "A Review Of Monitoring And Inspection Techniques For CO₂ & H₂S Corrosion In Oil & Gas Production Facilities: Location, Location, Location!", NACE Paper No. 06120, 2006.
2. Winning, I.G. & Belhimer, E.; "Practical Aspects Of Field Monitoring Of Corrosion", NACE Paper No. 06411, 2006.
3. Simon Thomas, M.J.J. & Terpstra, S.; "Corrosion Monitoring In Oil And Gas Production", NACE Paper No. 03431, 2003.
4. Hedges, B. & Bodington, A.; "A Comparison Of Monitoring Techniques For Improved Erosion Control: A Field Study", NACE Paper No. 04355, 2004.
5. ASTM G 4 (última revisión); "Standard Guide for Conducting Corrosion Coupon Tests in Field Applications", West Conshohocken, PA, U.S.A., ASTM.
6. Freeman, R.A. & Silverman, D.C.; "Error Propagation in Coupon Immersion Tests", Corrosion 48, 6 (1992): p. 463.
7. NACE Standard RP0775 (última revisión); "Preparation and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oil Field Operations", Houston, TX, U.S.A., NACE International.
8. NACE Standard RP0497 (última revisión); "Field Corrosion Evaluation Using Metallic Test Specimens", Houston, TX, U.S.A., NACE.
9. NACE Standard RP0192 (última revisión); "Monitoring Corrosion in Oil and Gas Production with Iron Counts", Houston, TX, U.S.A., NACE.
10. Application Notes, Presentaciones, History Cases, Brochures, Papers y otro material técnico suministrado por Rohrback Cosasco Systems (RCS), Metal Samples, Caproco, Pepper & Fuchs y Cormon.