



Introducción

Los yacimientos explotados por YPF en Mendoza Norte (Barrancas, Ugarteche, La Ventana y Vizcacheras) se caracterizan por ser campos maduros, con un corte de agua superior al 85% y alta salinidad (20 a 100 g/l). La recuperación secundaria tiene una antigüedad superior a las cuatro décadas. La temperatura de fondo de los pozos es de alrededor de 100 °C, con pozos entre 2200 m a 3200 m de profundidad. Estas características explican por qué estos campos son afectados por los fenómenos corrosivos.

Debido a la explotación multicapa

y a la cantidad de años de inyección de agua por recuperación secundaria se han favorecido mezclas de aguas que en muchos casos son incompatibles, y generan deposición de sólidos que se incrustan en las instalaciones de superficie y de fondo.

Estos hechos han provocado que sea necesaria la aplicación de diversos tratamientos químicos para prevenir y minimizar efectos corrosivos y de deposición de incrustaciones. Se agregan inhibidores de corrosión, bactericidas e inhibidores de incrustaciones.

En cada punto por tratar se realiza una evaluación de necesidad de producto químico. El estudio, en algunos

casos, fue preventivo (se analizó el fluido circulante) y, en otros, correctivo, ya que luego de la falla o rotura se estudiaba la pieza involucrada para determinar la causa de corrosión.

En 2012 se decide realizar una modificación al gerenciamiento de la prevención de la corrosión implementado un sistema de "loops de corrosión", que permite visualizar *online* todos los parámetros involucrados en corrosión de manera que pueda corregirse preventivamente cualquier desvío de los estándares preestablecidos.

En una segunda etapa, se incorporan los pozos productores, de modo que todos los ductos de los cuatro yaci-

Gerenciamiento de la mitigación de la corrosión interna aplicando un novedoso sistema de redes de ductos en yacimientos de YPF Mendoza Norte

Por **Eduardo Curci** y **Gustavo Gil**, con la colaboración de **Marina Herrero** y **Carolina Sosa** (YPF S.A.)

Entre las consecuencias perjudiciales que afectan las operaciones de producción en campos de petróleo y gas, originados por la corrosión interna de los fluidos transportados por ductos y cañerías, se encuentran los problemas ambientales y económicos. La creación de un sistema de alertas tempranas permite tomar las medidas preventivas y correctivas que mitigarán los efectos perjudiciales de los fenómenos corrosivos.

Este trabajo fue seleccionado del *6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG*.

mientos de Mendoza Norte están dentro de este sistema de gerenciamiento.

Por último, se incluyen dentro de este gerenciamiento dos parámetros (sólidos en suspensión e hidrocarburos) que se determinan en las líneas pertenecientes al sistema de inyección de agua para recuperación secundaria.

Esta forma de trabajo se basa en una técnica de mantenimiento de tercera generación. Teniendo en cuenta que una primera generación implica un mantenimiento correctivo, es decir, reparar cuando se rompe; la segunda generación se trata de mantenimiento preventivo, planificación y control del trabajo y una tercera ge-

neración consiste en mantenimiento proactivo, monitoreo por condición, diseño diseccionado a la confiabilidad, estudio de riesgos, análisis de modo de falla y sistemas expertos.

Nuestro objetivo inicialmente fue mitigar la corrosión interna de las cañerías por medio de un sistema integrado de datos que permita ordenar los equipos por *loops* (redes) donde se controlan dosificadores de productos químicos, cañerías, ductos, colectoras, satélites y oleoductos principales realizando análisis de laboratorio a través de planes predictivos programados con el fin de generar alertas tempranas (*troubleshooting*) y conseguir una relación

interactiva con la información proveniente de la reparación de cañerías.

Al ampliar con los pozos productores y con las mediciones en el sistema de inyección de agua se pretende tener un conocimiento completo de los parámetros químicos que afectan la operación.

Desarrollo

Definimos *loop* a la agrupación de equipos protegidos por un punto de inyección de químicos que conducen el mismo fluido y son susceptibles al mismo modo de fallo.

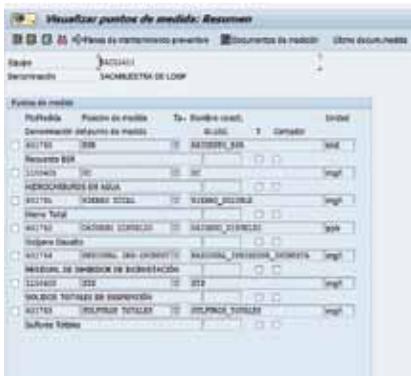


Figura 2. Visualización puntos de medida.

se han realizado 10.065 determinaciones que han sido cargadas en el sistema.

A modo de ejemplo, presentamos la visualización que se tiene del sistema (Figura 2).

En el punto “Pozo inyector B488” hay datos, de alta 1 plan indicado por la posición de medida que implica realizar 7 determinaciones: bacterias sulfatorreductoras (BSR), hidrocarburo, hierro total, oxígeno disuelto, residual inhibitor incrustaciones, sólidos totales en suspensión (s.t.s.) y sulfuro total.

Los puntos de medida tienen una identificación numérica (en nuestro caso 631750, 1100401, 631751, 631752, 631754, 1100400 y 631753).

Una vez realizadas las determinaciones y cargados los datos en el sistema mediante las alarmas automáticas, el ingeniero de corrosión corrige los desvíos realizando ciertas acciones, como cambio de dosificación de productos químicos, inicio de nuevas mediciones o medidas que permitan mantener el sistema más limpio de modo de mi-

Equipo	Determinación del punto de medida	Punto de Medida	Documento	Fecha	Diferencia	Valor/VTC	Unid	Título	Punto de Medida
BSR	BSR	6093227	14.01.2016				2	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	6094061	12.02.2015			2	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	6093967	06.11.2015			1	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	6020044	27.02.2015			2	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	6045181	05.06.2015			1	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5995155	15.08.2015			3	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5991267	16.08.2015			2	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5953586	07.05.2015			1	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5923269	16.04.2015			1	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5912091	26.02.2014			2	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5911999	03.02.2014			2	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5910003	09.02.2014			2	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5534060	07.09.2014			2	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5476475	07.07.2014			1	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5476476	16.06.2014			1	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5476476	14.05.2014			2	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5404017	14.04.2014			2	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	3919104	19.02.2014			1	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	3919105	18.02.2014			1	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	3919106	22.01.2014			1	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5232044	03.09.2013			3	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5232051	16.07.2013			3	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5232051	12.06.2013			4	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5232051	17.04.2013			4	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	5232050	21.03.2013			4	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	4988157	23.01.2012			4	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	4974284	04.12.2012			4	Unid	631750
SAC12411	Resaca BSR	BSR	3941284	11.07.2012			2	Unid	631750

Figura 3. SAC 12411 determinación BSR.

Equipo	Determinación del punto de medida	Punto de Medida	Documento	Fecha	Diferencia	Valor/VTC	Unid	Título	Punto de Medida
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	6094061	14.01.2016		6.89	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	6098076	12.12.2015		11.39	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	6020047	06.11.2015		20.79	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5997506	27.10.2015		16.69	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5995156	05.06.2015		18.39	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5991268	15.08.2015		6.29	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5991268	16.08.2015		2.39	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5953587	07.05.2015		6.79	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5912092	17.01.2014		14.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5907514	03.12.2014		16.29	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5912123	26.10.2014		43.09	mg/l		631750
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5907506	02.12.2014		21.41	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5904911	09.09.2014		23.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5471228	07.08.2014		13.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	3948147	07.07.2014		15.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	3498138	10.06.2014		14.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5215074	18.02.2014		16.29	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5206109	12.11.2013		16.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5206102	10.10.2013		13.19	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5222200	18.09.2013		23.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5172074	20.08.2013		29.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	5154023	05.04.2013		31.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	4801020	07.03.2013		28.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	4414017	15.02.2013		32.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	4401036	10.01.2013		38.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	3996279	22.06.2012		21.09	mg/l		631751
SAC12411	Sulfuro Totales	SULFUROS T	3967101	29.07.2012		16.09	mg/l		631751

Figura 4. SAC 12411 determinación sulfuros totales.

nimizar los efectos corrosivos.

El sistema almacena los datos, así es posible realizar listados de todos los resultados de las determinaciones realizadas en cada punto según se muestra en la siguiente imagen.

Listado documentos de medición

Se pueden listar los resultados obtenidos, ya sea de un punto en particular o de varios puntos en forma simultánea.



En las siguientes imágenes pueden apreciarse las mediciones realizadas en el equipo SAC 12411 de los parámetros BSR (Figura 3) y sulfuros totales (Figura 4).

En el ejemplo anterior se observan las mediciones de BSR y sulfuros totales realizadas desde julio 2012

Nuestro sistema permite graficar las distintas mediciones realizadas en cada punto. A continuación, se presentan los resultados con los correspondientes gráficos.

Sulfuros totales

Los resultados cargados, así como las decisiones adoptadas por el ingeniero de corrosión para mitigar los efectos corrosivos de los fluidos, quedan registrados en el sistema y no se pueden modificar, lo cual le brinda trazabilidad al sistema, la posibilidad de que todo el personal autorizado visualice los datos y evita la manipulación de datos.

Como la identificación de cada

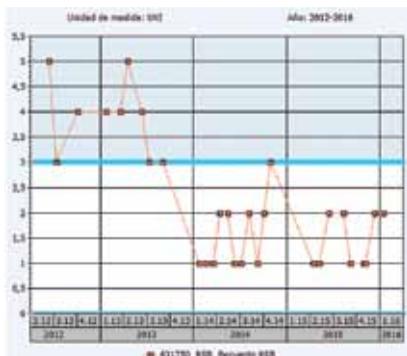


Figura 5. BSR.

uno de los ductos es única se pueden correlacionar los valores de los parámetros físico-químicos, con las acciones tomadas para minimizar efectos corrosivos y con las roturas o reparaciones que se han realizado sobre cada uno de los ductos.

Esto permite hacer un *ranking* de las líneas con más roturas, así puede establecerse fácilmente un criterio de prioridad en las acciones correctivas que deban tomarse.

Conclusiones

Este sistema de gestión, mediante alertas tempranas, permite realizar la prevención de la corrosión interna en las líneas de superficie que están sometidas a los fluidos corrosivos circulantes por ellas. El sistema incluye líneas de pozos productores, colectores, ductos de producción, líneas de inyección y gasoductos. La ventaja de este sistema de detección de alertas en las mediciones cuyos parámetros estén fuera del rango normal espera-



Figura 6. Sulfuro total.

do es que es posible detectar rápidamente los valores que podrían generar problemas en la operación y pueden ser tomadas las medidas de mitigación en forma inmediata.

Se crearon 1060 redes con 1402 sacamuestras. En el primer año de funcionamiento de este sistema (2013) se realizaron 1345 determinaciones. En 2016, 10.665 determinaciones.

Este sistema simple le permite al ingeniero de corrosión realizar el seguimiento de los ductos de cada uno de los yacimientos, además puede realizar las correcciones necesarias de dosificación de productos químicos. Se correlacionan las mediciones con las roturas por corrosión interna de cada uno de los ductos.

Se obtiene una visión global de los efectos de la corrosión interna que puede ser seguida *online* y tiene gran trazabilidad.

Al minimizar las roturas por corrosión interna, disminuyen las pérdidas de producción ocasionadas por roturas de líneas.

Se previenen los problemas ambientales que pudiesen ser ocasionados por el derrames de fluidos.

Se optimizó el circuito de toma de muestras, permitiendo un incremento del 20% en cantidad de muestras realizadas. Adicionalmente, se optimizó el consumo de productos químicos por tener un mayor control de los parámetros involucrados en corrosión interna de cañerías. ■

Bibliografía

- Manual de mantenimiento. Ingeniería, Gestión y Organización. Alejandro J. Pistarelli. 2010.
- Planificación de mantenimiento avanzado. *E&M Solutions. Institute of Asset Management*. 2012.
- NACE Standard TM0194-2004. *Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems*.
- Métodos normalizados (APHA, AWWA, WPCF), Editorial Díaz de Santos. 1992.
- Corrosion Atlas. *Third, Expanded and Revised Edition*. Evert D. D. During. 1997.
- API RECOMMENDED PRACTICE 45. *Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters* (1998-2004).
- ASTM D 5543-09. *Standard Test Method for Low-Level Dissolved Oxygen in Water*.
- NACE SP0775-2013. *Standard Practice. Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*.