

Determinación de la tendencia de corrosión e incrustación por monitoreo de corrosión interna en campo petrolero

Determination of tendency to corrosion and scales by monitoring corrosion internal oil field

Yenny Samantha Barrera Pérez^{1*}, Enrique Vera López¹, Yaneth Pineda Triana¹, Leidy Lozano Jácome¹

¹ Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia Paipa tunia * samybarrera@gmail.com

Fecha de recepción del artículo 17/11/2009; Fecha de aceptación del artículo: 17/12/2009

Resumen

La corrosión en los sistemas y tuberías de producción de campos petroleros implica la pérdida de gran cuantía siendo el agua el agente de mayor relevancia en estas fallas [1]. En este trabajo se presenta los resultados obtenidos de la correlación de los parámetros fisicoquímicos de fluidos y métodos gravimétricos implementados en el monitoreo de corrosión interna en campo petrolero, haciendo uso de herramienta informática para determinar la tendencia corrosiva y/o incrustante del mismo. La herramienta permite comparar los datos obtenidos en la determinación de los índices de saturación de Langelier, con los resultados de las pruebas gravimétricas de cupones de corrosión e incrustación; así mismo la identificación mediante técnica de Difracción de Rayos X de los depósitos encontrados en los cupones, permitiendo establecer la agresividad del campo analizado. La herramienta proporciona una visualización de información que comparada con los datos de producción permite tomar decisiones en los sistema de integridad.

Palabras claves

Corrosión interna, Índices de saturación, pruebas gravimétricas.

Abstract

Corrosion in piping systems and oilfield production involves the loss of large amount water being the most important agent in these

failures. This paper presents the results of the correlation of physicochemical parameters of fluids and gravimetric methods implemented in the monitoring of internal corrosion in oil field, using the software tool to determine in the trend corrosive and / or scaling. The tool allows comparison of data obtained in the determination of the Langelier saturation index, with the results of gravimetric testing of corrosion coupons and embedding, so the same technique of identification by X-Ray diffraction of the deposits found in the coupons allowing to establish the aggressiveness of the field analyzed. The tool provides a visualization of information compared to the production data allows making decisions in the system integrity.

Key Words

Internal corrosion, saturation index, gravimetric testing.

Introducción

Las fallas por corrosión en el sector petroquímico son un factor importante en la economía de un campo productor, por ello se han ahondado en grandes esfuerzos tecnológicos y humanos para minimizar los daños producidos en los sistemas de producción y distribución, uno de los mecanismos utilizados es el monitoreo de corrosión interna, [2,3] que permite obtener la información necesaria para la realización del diseño e implementación de programas efectivos de control de corrosión, en este documento se exaltan dos métodos de inspección como son la

evaluación gravimétrica por cupones de corrosión e incrustación y evaluación fisicoquímica de las aguas de formación de pozos.

El método gravimétrico por evaluación de cupones se basa en el análisis de piezas metálicas que se exponen en el ambiente a evaluar por un tiempo fijo permitiendo indicar visualmente el tipo de corrosión presente en ese medio, cumpliendo con la norma Nace RP 0775 [4,5]. La evaluación fisicoquímica de las aguas de formación permite determinar mediante la aplicación de los índices de saturación la tendencia incrustante o corrosiva de las mismas, siguiendo los lineamientos de evaluación por los métodos estándar. [6,7]

La corrosión y las incrustaciones inorgánicas constituyen los dos enemigos inminentes en la producción de petróleo y gas [8]. El monitoreo de corrosión interna permite evaluar las condiciones del fluido con el fin de llevar registro de los históricos como herramienta útil en la evaluación de la integridad de los componentes. En este trabajo se busca relacionar los parámetros fisicoquímicos del agua de formación mediante el cálculo de los índices de saturación de Langelier y los registros de análisis por cupones de corrosión e incrustación para determinar la tendencia del campo evaluado.

El desarrollo de la herramienta informática permite llevar el registro histórico de los monitoreos y su visualización de correlación que permiten tomar decisiones de las acciones correctivas a seguir cuando se ha detectado la tendencia del campo con la aplicación de un programa de inhibición.

En el documento solo se tiene en cuenta uno de los múltiples analizados debido a la gran cantidad de puntos totales que tiene el campo.

Metodología

Determinación de los Índices de saturación

Para el cálculo de los índices de saturación se determinaron los parámetros fisicoquímicos de acuerdo a los métodos Estándar de evaluación

de aguas. El cálculo de los índices de Langelier se desarrollo mediante la aplicación de las ecuaciones de índices de saturación [7]:

$$pH_s = (9,3 + A + B) - (C + D) \quad (1)$$

Donde

$$A = -13,13 \log(^{\circ}C + 273) + 34,55 \quad (2)$$

$$B = (\log[TDS(\text{mg/L})] - 1) / 10 \quad (3)$$

$$C = \log[Ca^{+2} \text{ (como } CaCO_3 \text{ mg/L)}] \quad (4)$$

$$D = \log[\text{Alcalinidad (mg/L)}] \quad (5)$$

$$IS = pH - pH_s \quad (6)$$

Si $IS = 0$ Esta en equilibrio.

$IS > 0$ tendencia Incrustante.

$IS < 0$ Tendencia Corrosiva.

Análisis gravimétrico de cupones

El análisis de cupones por método gravimétrico se realizo siguiendo los parámetros de la norma NACE RP 0775.

Aplicación de la herramienta informática

Aplicación de herramienta de sistema para el análisis de monitoreo de corrosión interna (SPAMCI), creado en lenguaje Java con una base de datos ORACLE. El sistema robusto de la herramienta permite la visualización del estado de un campo mediante la correlación de parámetros como velocidad de corrosión y fisicoquímicos de aguas, así como la consulta del estado de determinados puntos monitoreo, permitiendo al personal de integridad tener al día los registros históricos de los diferentes puntos monitoreados a fin de tomar acciones correctivas.

Resultados y análisis de resultados

En la tabla 1. Se presentan los resultados de los parámetros fisicoquímicos analizados para la determinación de los índices de saturación de uno de los múltiples representativos del campo.

Tabla 1. Parámetros fisicoquímicos de aguas

Area	Punto de monitoreo	Alcalinidad Total (ppm)	Bario (ppm) Ba	Bicarbonato (ppm)	Calcio (ppm) Ca	Carbonatos (ppm)	Cloruros (ppm) Cl	Conductividad, micro S/cm	Dureza CaCO3 (ppm)
Múltiple 19	12	83,70	6,03	83,70	78,30	< 0,15	499,35	1801,00	259,50
	18	57,10	2,15	57,10	13,47	< 0,15	57,68	330,00	64,60
	19	66,70	2,65	66,70	4,00	< 0,15	108,97	565,00	59,30
	20	40,80	3,09	40,80	21,20	< 0,15	96,77	441,00	81,90
	23	160,20	2,93	160,00	26,10	< 0,15	173,95	938,00	82,70
	24	161,60	2,03	161,60	13,19	< 0,15	185,44	1110,00	33,60
	32ML	64,60	2,72	64,60	17,80	< 0,15	70,68	384,00	53,00
	33ML	64,90	4,35	64,90	21,90	< 0,15	82,97	425,00	64,80

Area	Punto de monitoreo	Hierro Total (ppm) Fe	Manganeso (ppm) Mn	pH	Temperatura (°C)	Sodio (ppm) Na	Sólidos Disueltos Totales (ppm)	Sólidos Totales (ppm)	Índices de Langelier
Múltiple 19	12	0,22	0,21	6,75	20,40	148,9	899	1112	-0,985
	18	< 0,007	0,04	6,89	20,80	141,7	166	215	-1,534
	19	0,06	0,05	6,65	20,30	58,7	282	423	-1,777
	20	0,13	0,07	6,35	20,60	52,8	220	302	-2,133
	23	0,01	0,04	6,87	20,60	43,2	468	629	-1,048
	24	1,25	0,03	7,10	20,50	156,3	555	687	-1,215
	32ML	0,02	--	6,76	20,70	46,5	192	286	-1,705
	33ML	0,18	0,07	7,01	20,80	54,4	212	312	-1,368

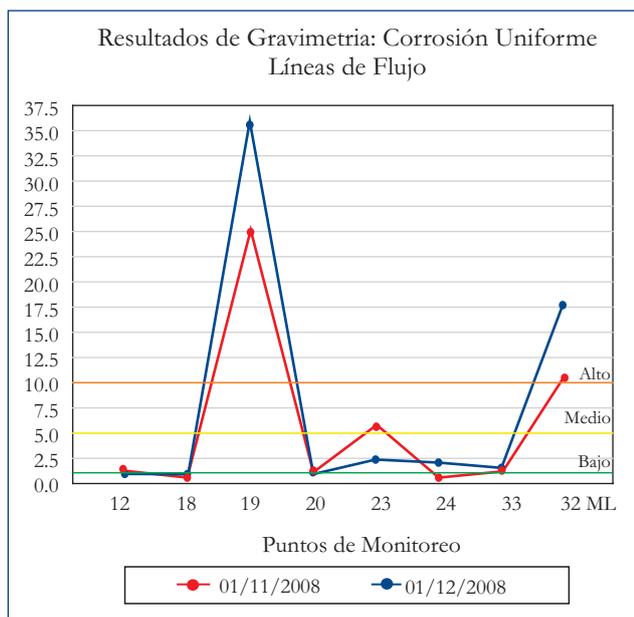


Figura 1. Interfaz de la Velocidad de corrosión de los puntos monitoreados.

La determinación de los índices de Saturación demuestra que los puntos monitoreados presentan tendencia corrosiva, la cual es corroborada por el análisis gravimétrico de los cupones de corrosión

realizado para dos periodos en los cuales se realizo el monitoreo, en la gráfica 1 se observan los resultados obtenidos, aplicando la herramienta de visualización, donde se observa que los puntos 19 y 32ML. son pozos que muestran una corrosividad severa en ambos monitoreos y por lo cual deben estar sujetos a un programa de inspección de control por inhibidores de corrosión, de los puntos monitoreados la mayor parte de estos presenta corrosión moderada según los lineamientos de la Norma NACE RP 0775.

La Morfología del desgaste corrosivo encontrada en los cupones se genera de manera uniforme como se observa en las fotos 1 y 2.

El análisis de cupones de incrustación presento una depositación inorgánica en un rango clasificado como bajo, en la figura 2 se observa la relación entre los índices de saturación y le depositación inorgánica, observando que a mayor tendencia corrosiva aumenta la tasa de depositación inorgánica.

Los resultados de gravimetría de todos los puntos monitoreados en el campo se relacionan en la



Foto 1. Morfología de corrosión de cupón.

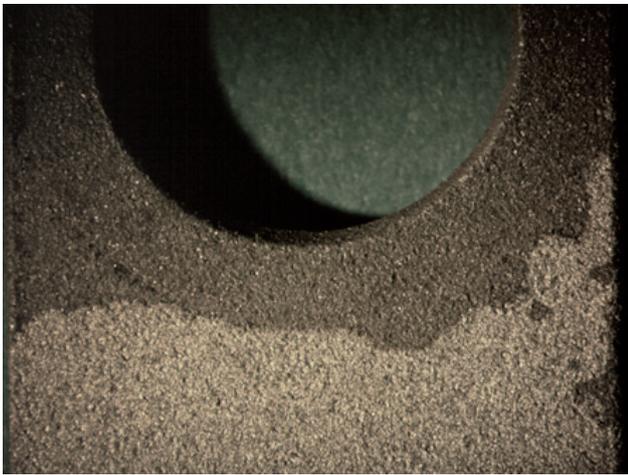


Foto 2. Morfología de corrosión de cupones. 10X

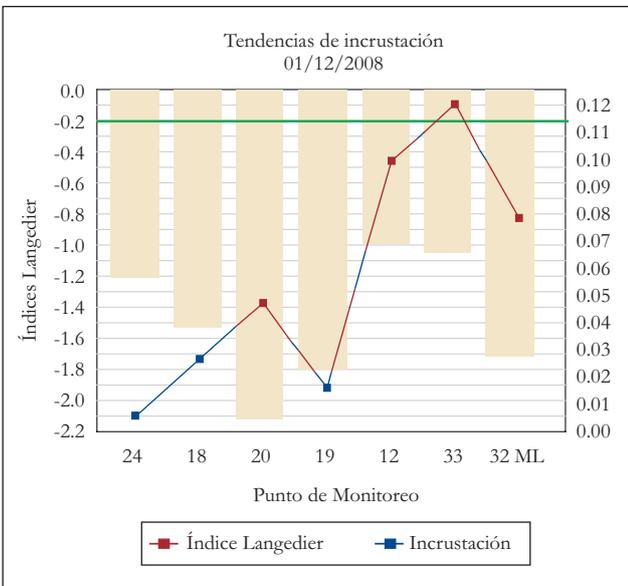


Figura 2. Interfaz de la Relación de los índices de saturación y tendencia de incrustación.

figura 3, donde se observa que el campo presenta un mayor porcentaje de puntos monitoreados con una velocidad de corrosión moderada.

Los resultados obtenidos por la técnica de difracción de Rayos X para los productos de

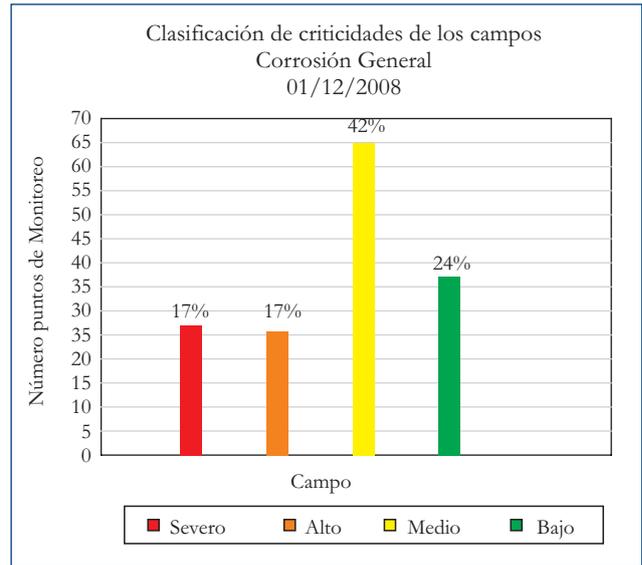


Figura 3. Interfaz de visualización de criticidad corrosividad del campo evaluado.

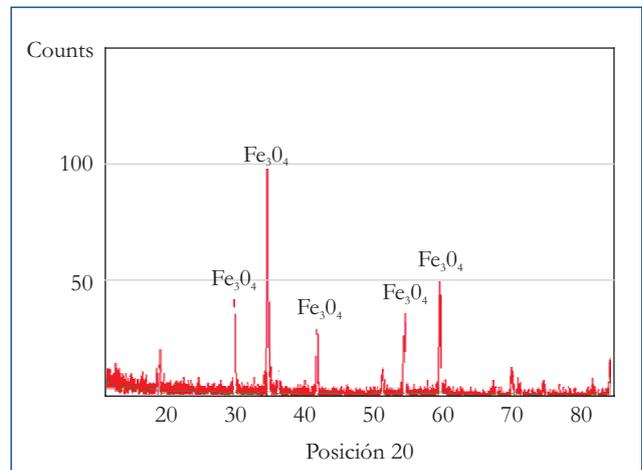


Figura 4. Difractograma de productos de corrosión encontrados.

deposición encontrados corrobora la tendencia del campo, ya que estos están formados por óxidos de hierro en forma de Fe_3O_4 , como se observa en el difractograma de la figura 4.

Conclusiones

La determinación de los índices de saturación de los puntos de monitoreo permitió conocer la tendencia corrosiva del campo mediante la caracterización fisicoquímica de las aguas de formación de los pozos, que se corroboró con la

evaluación gravimétrica de cupones de corrosión encontrando una tendencia de moderado a severa en los puntos monitoreados. La aplicación de la herramienta informática permite visualizar todos los puntos monitoreados a fin de tomar correctivos como es el caso de los puntos con velocidades de corrosión alta y severa en los cuales se aconseja implementar un sistema de inhibición que disminuya la velocidad de corrosión.

Referencias

[1] Ostroff A. Introduction to oilfield Water Technology. National association of Corrosión Engineers, Houston Texas 1979.

[2] NACE Standard 0106. Control and Internal Corrosion in Steel Pipe Lines and Piping Systems, Association of Corrosión Engineers, Houston 2006.

[3] NACE International. Internal Corrosion for pipelines, february 2006.

[4] NACE Standard RP 0775. Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield. Houston, Texas 1999.

[5] Monitoreo de corrosión 23/06/200, in: http://www.protansa.com/es.Sistema_monitoreo_corrosion.htm.

[6] Patton Charles. Applied Water Technology, Campbell Petroleum Series, Texas 1995.

[7] Mora V, Cedeño J. “Simulación de índices de tendencias de incrustación y corrosión por agua en planta de potabilización”. Saber Universidad del Oriente de Venezuela 2006, 18, 2, 212-219.

[8] Pérez A. Fernando. Depósitos formados por el agua en la industria petrolera. Perenco Colombia Ltda.