

## Costumed of scale inhibitors in oilfield water plant

**Orietta León, Carmen Cárdenas y Jenny Carruyo**

*Centro de Investigación del Agua (CIA)-INPELUZ, Facultad de Ingeniería,  
Universidad del Zulia. Maracaibo 4011, Venezuela.*

### Abstract

The purpose of this work was to condition the chemical treatment, scale inhibitors, of a plant of dehydration of oilfield water. This water must fulfill the condition that the total hardness at the entry will be equal to the total hardness at the exit of the plant, to avoid the scale formation to cause: deferred Production, problems with the water injection, decrease in the heat transference, restriction in the flow (losses of pressure), corrosion by concentration cells, works of re-conditioning of wells due to production reduction, repairing and maintenance of the surface equipment, chemical additives consumption for cleanlining incrustated equipment. The analysis performed demonstrated that the water was scale forming. At the laboratory, several scale inhibitors was evaluated. The scale inhibitors were divided for its study according to its active matter in: polyacrilates, fosfonates, polyfosfonates and a mixture of fosfonates and polyacrilates. The scale inhibitors based on polyacrilate, polyfosfonate and a mixture of polyacrilate-fosfonate, obtained a 100% of efficiency in the laboratory for different concentrations.

## Adecuación del inhibidor de incrustación en una planta de tratamiento de aguas de deshidratación del petróleo

### Resumen

El objetivo de este trabajo fue acondicionar el tratamiento químico de inhibidores de incrustación de una planta de aguas de deshidratación del petróleo. En esta agua debe cumplirse que la dureza total a la entrada sea igual a la dureza total de la salida de la planta, para evitar que el depósito de incrustaciones ocasionen: diferimiento de la Producción, problemas con la inyección de agua, disminución de la transferencia de calor, restricción en el flujo (pérdidas de presión), corrosión por celdas de concentración, trabajos de reacondicionamiento de pozos debido a reducción en la producción, reparación y mantenimiento de los equipos de superficie, consumo de aditivos químicos para la limpieza de los equipos incrustados. Se caracterizó el agua de deshidratación del petróleo que entra a la Planta de Tratamiento resultando incrustante; por lo que se evaluaron diferentes inhibidores de incrustaciones en el laboratorio. Los inhibidores de incrustación fueron divididos para su mejor estudio según su materia activa en: poliacrilatos, fosfonatos, polifosfonatos y mezclas de fosfonatos-poliacrilatos. Los inhibidores de incrustación a base de poliacrilato, de polifosfonatos y de mezcla de poliacrilatos y fosfonato, obtuvieron un 100% de eficiencia en el laboratorio.

**Palabras clave:** Inhibidor de incrustaciones, planta de tratamiento, aguas de deshidratación del petróleo.

## Introducción

Las incrustaciones de pozos en producción y en los equipos de superficie constituyen uno de los principales problemas para las operaciones petroleras. Los resultados de depósitos de incrustaciones son: diferimiento de la producción, problemas con la inyección de agua, disminución de la transferencia de calor, restricción en el flujo (pérdidas de presión), corrosión por celdas de concentración, trabajos de reacondicionamiento de pozos debido a reducción en la producción, reparación y mantenimiento de los equipos de superficie, consumo de aditivos químicos para la limpieza de los equipos incrustados [1, 2].

Por ello, durante el tratamiento de las aguas de formación para inyección a pozos (mecanismo de recuperación secundario, para mantener la presión y el nivel de producción de los pozos), éstas deben ser acondicionadas para prevenir el depósito de incrustaciones, es decir, que la dureza total del agua a la entrada de la planta sea igual a la dureza total del agua a la salida de la misma [3, 4].

Existen diversos métodos para eliminar y/o prevenir el depósito de incrustaciones, algunos de ellos son: Acidificación [5], aplicación de agentes quelantes [6] e inhibidores de incrustación [7]. De estos métodos, los inhibidores de incrustación son los más usados para las aguas de formación producto de la deshidratación del petróleo y consiste en retardar, reducir o prevenir la formación de incrustaciones, cuando se adicionan en pequeñas cantidades a las aguas que normalmente son incrustantes [7]. Este método ha sido estudiado ampliamente en las aguas de formación producto de la deshidratación del petróleo [8, 9].

En este trabajo se realizaron análisis físico-químicos para caracterizar el agua que entra a

la planta de tratamiento, además se evaluaron diversos productos químicos como inhibidores de incrustación, para establecer desde el punto de vista técnico-económico la dosis de estos productos y luego el producto seleccionado fue evaluado en campo.

## Procedimiento Experimental

### Caracterización del agua

Se efectuó una caracterización del agua de mezcla de deshidratación del petróleo que entra a la planta de tratamiento, con el fin de establecer la calidad del agua a tratar. Las muestras fueron tomadas durante 10 días consecutivos, sin variaciones apreciables del clima durante las mañanas. Todos los parámetros determinados se registraron, calculando el valor promedio con los resultados obtenidos durante los períodos respectivos de muestreos.

Los parámetros evaluados fueron: pH, gravedad específica, turbidez, conductividad, sólidos disueltos totales, dureza total y parcial, cloruros, alcalinidad parcial y total, oxígeno disuelto en el agua y sulfuro de hidrógeno, hierro total y sulfatos de acuerdo al método estándar [10-12].

El índice de estabilidad del carbonato de calcio fue calculado a través de las ecuaciones de Stiff & Davis para el agua de deshidratación que entra a la planta de tratamiento a la temperatura ambiente, 60, 80 y 100°, para simular las condiciones de temperatura de los pozos de inyección, los resultados se estimaron de la Tabla 1 [13].

### Inhibidores de incrustación

Fueron evaluados 17 inhibidores de incrustación en el laboratorio con la mezcla del agua de deshidratación del petróleo que entra a la planta

Tabla 1  
Interpretación del índice de saturación (IS) de Stiff & Davis

| Caso               | Conclusión  |
|--------------------|---|
| IS es negativo     | El agua no se encuentra saturada con $\text{CaCO}_3$ . La formación de incrustaciones es poco probable. |
| IS es positivo     | El agua está sobresaturada con $\text{CaCO}_3$ . Esto indica la formación de incrustaciones.            |
| IS es igual a cero | El agua está en equilibrio con $\text{CaCO}_3$ .  |

de tratamiento (antes de la inyección del inhibidor) y con el agua que sale de la planta (después de la inyección del inhibidor), siguiendo la norma NACE Standard TM-03-74-90 [14].

### Estudio económico

A fin de evaluar cual de los productos que obtuvieron una eficiencia del 100% en las pruebas de laboratorio resultaba más conveniente al aplicar la dosis óptima, se les calculó el costo del tratamiento químico.

### Evaluación en el campo

Una vez establecido el inhibidor de incrustaciones más conveniente a su dosis óptima, a nivel de laboratorio, se probó en campo, donde se monitoreó continuamente por 30 días, a través del balance de dureza total en la entrada y salida general de la planta.

## Resultados y Discusión

### Caracterización del agua

En la Tabla 2, se presentan los resultados de la caracterización del agua de mezcla de deshidratación del petróleo que entra a la planta de tratamiento. En términos generales se puede observar que ésta agua tiene menor carga iónica que el agua del Lago de Maracaibo, lo cual indica que es menos corrosiva [15].

Esto fue confirmado con el cálculo del índice de estabilidad donde se determinó que la mez-

cla tiene tendencia incrustante (Tabla 2, Figura 1) [15]. Una vez que la temperatura aumenta, el agua aumenta su tendencia incrustante. Pero de ser consistente el contenido de  $H_2S$  disuelto en el agua de mezcla ( $> 5$  ppm), podría modificar la tendencia incrustante de esta agua a corrosiva dependiendo del equilibrio bicarbonático.

### Inhibidores de incrustación

En la Tabla 3, se presentan los resultados de los inhibidores evaluados para la planta de tratamiento, según su materia activa: poliacrilatos (PA), fosfonatos (F), polifosfonatos (PF) y mezcla de poliacrilatos-fosfonatos (M) a dosis de 15 a 40 ppm. El criterio para la selección para la selección del producto es 100% de eficiencia, a la menor dosis (dosis óptima).

El inhibidor PA-1 aumenta su eficiencia a medida que aumenta la concentración del inhibidor, pero a la concentración de 35 ppm disminuye su eficiencia a 22% y a la concentración de 40 ppm llega a su máxima eficiencia (100%).

Los inhibidores PA-3 y PA-7, muestran la misma tendencia al aumentar progresivamente la dosis del inhibidor. Tienen una eficiencia del 100% a 20 ppm, disminuyendo la eficiencia a la concentración de 25 ppm; el producto PA-3 disminuye su eficiencia hasta un 28% mientras que el inhibidor PA-7 disminuye su eficiencia hasta un 95%. Los inhibidores PA-2, PA-5 y PA-6 muestran eficiencias por debajo de 96%. El efecto inhibidor se ve afectado desfavorablemente por la sobresaturación, la cual favorece la nucleación y

Tabla 2

Caracterización del agua de deshidratación del petróleo que entra a la planta de tratamiento

| Análisis                      | Mezcla | Análisis               | Mezcla |
|-------------------------------|--------|------------------------|--------|
| Temperatura (°C)              | 35,0   | Cloruros (ppm)         | 1.370  |
| pH                            | 7,60   | Sulfatos (ppm)         | 8      |
| Gravedad Especifica           | 1,004  | Carbonatos (ppm)       | 0      |
| Turbidez (NTU)                | 47,0   | Bicarbonatos (ppm)     | 2.233  |
| Conductividad ( $\mu$ mho/cm) | 7.700  | STD (ppm)              | 5.240  |
| Sodio (ppm)                   | 1.569  | Dureza total (ppm)     | 163    |
| Calcio (ppm)                  | 51     | SST (ppm)              | 53,4   |
| Magnesio (ppm)                | 9      | $H_2S$ disuelto (ppm)  | $>5,0$ |
| Hierro (ppm)                  | 0,3    | Oxígeno disuelto (ppm) | 0,1    |

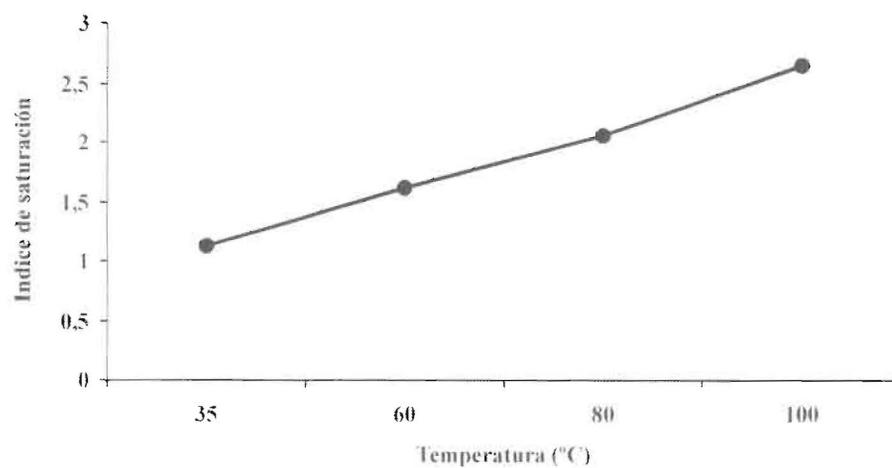


Figura 1. Índice de saturación de Stiff & Davis del agua de deshidratación que entra a la planta de tratamiento.

Tabla 3  
Comportamiento de los inhibidores de incrustación en la planta de tratamiento de aguas de formación

| Inhibidores de incrustación | Dosis (ppm) |            |    |    |            |            |
|-----------------------------|-------------|------------|----|----|------------|------------|
|                             | 15          | 20         | 25 | 30 | 35         | 40         |
| Eficiencia (%)              |             |            |    |    |            |            |
| PA-1                        | 53          | 58         | 64 | 84 | <b>22</b>  | <b>100</b> |
| PA-2                        | 44          | 50         | 47 | 25 | 64         | 50         |
| PA-3                        | 91          | <b>100</b> | 29 | 28 | 28         | 31         |
| PA-4                        | 7           | 13         | 21 | 3  | 5          | 7          |
| PA-5                        | 4           | 54         | 43 | 11 | 4          | 17         |
| PA-6                        | 15          | 93         | 92 | 95 | 96         | 94         |
| PA-7                        | 96          | <b>100</b> | 98 | 95 | 95         | 95         |
| F-1                         | 45          | 36         | 44 | 42 | 88         | 75         |
| F-2                         | 89          | 81         | 79 | 89 | 87         | 87         |
| PF-1                        | 36          | 41         | 37 | 31 | 34         | 38         |
| PF-2                        | 33          | 53         | 61 | 55 | 72         | 73         |
| PF-3                        | 79          | 52         | 61 | 81 | 93         | <b>100</b> |
| PF-4                        | 86          | 87         | 87 | 88 | 88         | 88         |
| PF-5                        | 98          | 98         | 99 | 99 | <b>100</b> | <b>100</b> |
| M-1                         | 51          | 82         | 88 | 96 | 96         | <b>100</b> |
| M-2                         | 34          | 60         | 82 | 54 | 59         | 73         |
| M-3                         | 40          | 79         | 48 | 73 | 41         | 55         |

PA (poliacrilatos). F(fosfonatos). PF(polifosfonatos). M(mezcla de fosfonatos- poliacrilatos).

por lo tanto, la precipitación de las incrustaciones de carbonato de calcio.

Los inhibidores F-1 y F-2 mostraron eficiencias por debajo del 89%. Los inhibidores a base de fosfonato tienen la característica de reaccionar con el calcio presente en el agua para formar ortofosfato cuando aumenta la temperatura del sistema, de allí su baja eficiencia y el cuidado que hay que tener con estos inhibidores cuando se aplican a un sistema.

Los inhibidores PF-3 y PF-5 mostraron eficiencias del 100% a la dosis de 40 ppm. Adicionalmente, el inhibidor PF-5 también mostró una eficiencia del 100% a la dosis de 35 ppm. Todos los demás inhibidores de la misma materia activa (PF-1, PF-2, PF-4) mostraron eficiencias por debajo del 88%. La sobresaturación afecta desfavorablemente el efecto inhibitorio al igual que ocurre con los inhibidores a base de poliacrilatos.

El inhibidor M-1, alcanzó su máxima eficiencia (100%) a la concentración de 40 ppm. Mientras que los inhibidores M-2 y M-3 mostraron eficiencias por debajo del 82%, la adición de fosfonato a estos inhibidores fue desfavorable, notándose en la disminución de su eficiencia al aumentar progresivamente la concentración del inhibidor.

### Estudio económico

En la Tabla 4, se presentan los resultados del estudio económico para los inhibidores que presentaron una eficiencia del 100%, en la planta de tratamiento, estos inhibidores fueron el PA-1, PA-3, PA-7, PF-3, PF-5 y M-1. Dando como resul-

tado, el inhibidor PA-3 el más económico a la dosis óptima.

### Pruebas de campo

En la Figura 2, se observa el balance de dureza total para el sistema. En esta planta se aplicó el inhibidor PA-3 a una dosis promedio de 20 ppm la eficiencia promedio general, en toda la planta, fue de 97%.

La diferencia promedio de dureza total entre la entrada a la planta y la entrada al sistema de filtración es de 0,52 ppm, esta diferencia aún cuando es muy pequeña, revela que se encuentran incrustaciones de carbonato de calcio en esta sección de la planta. Es importante controlar esta pequeña diferencia y evitar que aumente, porque aunque una capa de incrustación en las líneas del sistema lo protejan contra la corrosión [16, 17], existen otros equipos involucrados que disminuyen su eficiencia y sufren daños en sus partes internas.

El monitoreo a la entrada y salida de los filtros indicó una diferencia promedio de dureza de 3 ppm de carbonato de calcio, lo cual demuestra que el inhibidor de incrustación disminuía su eficiencia con cambios operacionales del sistema, ocasionando caída de presión en los filtros.

La diferencia entre la salida de los filtros y la salida de la planta es de -0,85 ppm, este valor negativo indica disolución de incrustaciones de carbonato de calcio, en esta sección de la planta. Entonces, las líneas están sucias, tienen adheridas a sus paredes depósitos de carbonato de calcio, que están siendo arrastrados por el flujo de agua.

Tabla 4  
Costo del tratamiento químico de los inhibidores de incrustación que obtuvieron una eficiencia de 100%

| Inhibidores de incrustación | Dosis óptima de Laboratorio (ppm) | Costo del tratamiento (Bs./día)/(US\$/día) |
|-----------------------------|-----------------------------------|--|
| PA-1                        | 40                                | 1.067.563 - 1.483                          |
| PA-3                        | 20                                | 531.491 - 738                              |
| PA-7                        | 20                                | 536.073 - 745                              |
| PF-3                        | 40                                | 1.030.909 - 1.432                          |
| PF-5                        | 35                                | 781.772 - 1.086                            |
| M-1                         | 40                                | 916.363 - 1.273                            |

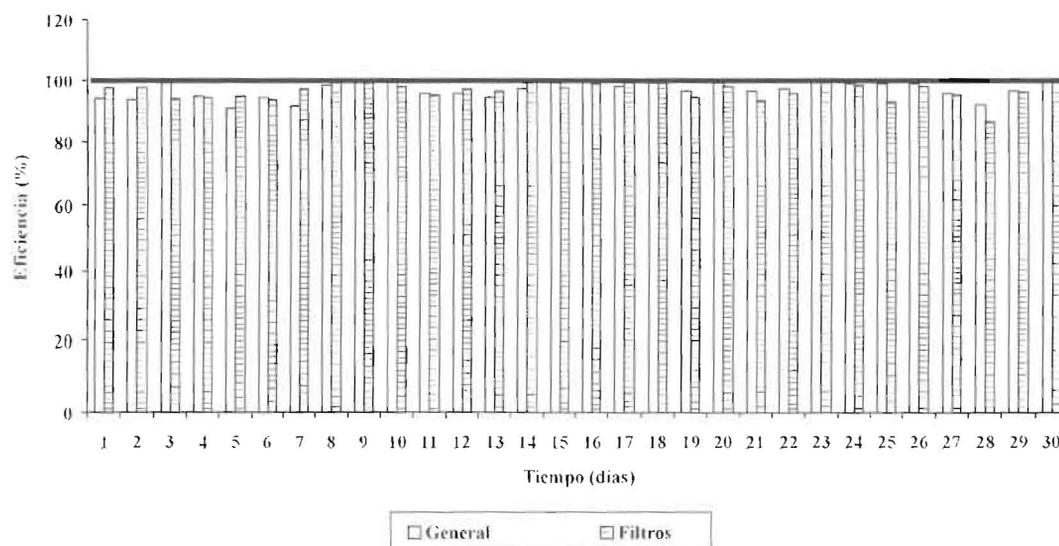


Figura 2. Eficiencia del producto PA-3 en la planta de tratamiento de aguas de deshidratación del petróleo.

Se recomienda, realizar la limpieza de las líneas y equipo de esta planta a un corto tiempo o cuando los equipos presenten frecuentes paros, y aumentar la dosificación del producto hasta obtener una eficiencia del 100%, siempre que sea rentable.

### Conclusiones

El agua que entra a la planta de tratamiento es incrustante.

Los inhibidores de incrustación que presentaron una eficiencia del 100% en el laboratorio para el agua de la planta de tratamiento fueron los inhibidores: PA-1, PA-3, PA-7, PF-3, PF-5 y M-1

Del estudio económico, el inhibidor de incrustación PA-3 a base de poliacrilatos a la dosis de 20 ppm, resultó ser el más conveniente.

La dosificación del inhibidor de incrustación PA-3 a 20 ppm en la planta de tratamiento, cumple en un 97%, con el requerimiento exigido de dureza total del agua a la entrada de la planta igual a la dureza total del agua a la salida de la planta.

### Referencias Bibliográficas

1. Pineda A., López G.: "Evaluación de polímeros para clarificación y químicos anti-incrustantes en Plantas de inyección de agua". Universidad del Zulia, Trabajo Especial de Grado (1997).
2. Marrufo B.: "Evaluación de los tratamientos químicos anti-incrustantes en estaciones de Flujo del Lago de Maracaibo". Universidad del Zulia, Trabajo Especial de Grado (1994).
3. López C., Añez E.: "Evaluación de Inhibidores de escamas y de corrosión para el agua de enfriamiento de las plantas de G.L.P." Informe Técnico 009581,84. MARAVEN, S.A (1984).
4. González M., Patiño A.: "Control de incrustaciones en los equipos involucrados en la Planta de Tratamiento de aguas efluentes del Terminal de Embarque de Puerto Miranda". Universidad Rafael Urdaneta, Trabajo Especial de Grado. (1998).
5. Coraspe H., Corredor L.; Marcano, A.; Nava, M.: "Manual de Tratamiento de Agua". Gráficas Chemar, C.A. Caracas, 1991.
6. Kemmer F., Callion J.: "Manual del agua. Su naturaleza, tratamiento y aplicaciones". Mc. Graw-Hill. Madrid, 1989.
7. Lasater R., Gardner T. R., Glasscock F. M. "Scale Deposits are Controlled". The Oil and Gas Journal. Dallas, Texas. January 15, (1968).
8. Valencia A.: "Teoría y práctica de la purificación del agua". McGraw-Hill. Madrid, 1985.

9. Nemerrow N.: "Aguas residuales industriales. Teorías, aplicaciones y tratamientos". Los Teques, 1986.
10. Socorro A.: "Manual de procedimientos de análisis de muestras de agua y productos químicos". Laboratorio de Tratamiento Químico. Cabimas, 1997.
11. Gordillo A.: Faria, Edwin: Jimenez Carlos. "Manual de Normas y Procedimientos". Laboratorio de Ingeniería de corrosión y materiales. Cabimas, 1991.
12. APHA-AWWA-WEF.: "Standard Methods for the examination of water and wastewater". 19<sup>th</sup> Edition. 1995.
13. Ostroff A. G.: "Introduction to Oilfield Water Technology". Published by the National Association of Corrosion Engineers. Houston, 1979.
14. NACE Standard TM0374-90: "Standard Test Method Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate From Solution (For Oil Gas production Systems)". Houston, 1990.
15. Patton C.: "Applied Water Technology". Published by the Campbell Petroleum Series. Second Edition. Dallas, 1995.
16. Vetter O., Kandarpa V.: "Scales Inhibitor Evaluation for Oilfield and Geothermal Operations". Society Petroleum Engineers of AIME. Paper No. 3188. California. (1990).
17. Productos Químicos TAPPI Control y Prevención de Formación de Incrustaciones con el Empleo de Inhibidores de Incrustación". Caracas, 1990.

Recibido el 12 de Septiembre de 2001  
En forma revisada el 10 de Marzo de 2002