

**DONDE  
EL  
MANTENIMIENTO  
ES  
DIFERENTE,  
DONDE  
LA  
SOLUCIÓN  
ES  
ATÍPICA**

La Subdirección de Mantenimiento del Centro de Investigaciones de la Laterita, con más de 15 años de experiencia en el montaje, puesta en marcha, mantenimiento y servicios técnicos de plantas piloto, miniplantas, bancos de prueba e instalaciones de laboratorio para la investigación de los procesos de la industria minera del níquel, así como otras ramas afines, acomete trabajos de construcción de prototipos de equipos y plantas completas para la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías y ofrece servicios de asesoría en:

- Accionamiento eléctrico.
- Mantenimiento y organización.
- Soldadura.
- Mecánica industrial.
- Mecánica automotriz.
- Instrumentación.
- Control automático de plantas y procesos.
- Electrónica.
- Computación.

El personal, ampliamente calificado y de perfil amplio, puede realizar el *procurement* de los materiales y el montaje o reparación en tiempo *record* a pie de obra sólo contando con la tarea técnica y los materiales para su realización.

**¡OFRECEMOS FLEXIBILIDAD Y EXPERIENCIA!**

**bús  
que  
nos**

## **Estudio de compatibilidad entre tensioactivos empleados en estimulaciones ácidas a pozos de petróleo**

**Ing. B. Sandianes  
Ing. M.E. Casas  
Ing. I. Rizo  
Lic. M. Balmayor  
M. Cabrales  
M. Laza**

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET)  
Washington 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de La Habana,  
Cuba.

**RESUMEN:** La acidificación de pozos de petróleo y gas es uno de los tratamientos para incrementar la permeabilidad de la formación y la producción de ellos. El objetivo de este tratamiento se logra haciendo reaccionar la formación con grandes volúmenes de soluciones ácidas que se le inyectan.

Se estudió la compatibilidad de algunos inhibidores desarrollados en Cuba, con otros surfactantes utilizados tradicionalmente en las acidificaciones, para determinar la posibilidad de su uso sin daños a la formación.

**ABSTRACT:** The acidizing of oil and gas wells is one of the treatments to increase the formation permeability and so his production.

The objective of these treatment is obtained by the reaction of the formation with great volumes of acid solutions injected to the well.

The compatibility of some inhibitors, that have been developed in Cuba, with others surfactants products, that are employed traditionally in the acidizing, to determine the possibility of their use besides damage the formation, was studied.

### INTRODUCCIÓN

La estimulación ácida a pozos de petróleo y gas es uno de los tratamientos que se utilizan para aumentar la permeabilidad de su formación y por tanto la producción de dichos pozos.

El objetivo del tratamiento se logra haciendo reaccionar la formación con grandes volúmenes de soluciones ácidas que se le inyectan al pozo. Estas soluciones se formulan en dependencia de las características específicas y la composición de la formación donde se encuentra el pozo que se estimula, las cuales pueden ser básicamente de caliza, dolomita o serpentinita. En cada caso se establece el empleo de las recetas más adecuadas.

Cualquiera que sea la receta ácida a utilizar requiere de:

1. Inhibidor de corrosión para reducir el ataque sobre las tuberías metálicas y equipos de superficie.
2. Aditivos para eliminar la formación de emulsiones.
3. Aditivo secuestrante de hierro para prevenir la precipitación de este.
4. Aditivo para alterar la mojabilidad de la formación.
5. Reductores de fricción para incrementar los ritmos de bombeo.
6. Otros aditivos con diferentes objetivos.

Casi todos los aditivos anteriores tienen carácter tensioactivo, pero es indispensable la adición de los dos primeros, aunque también es importante el tercero, el cual previene la precipitación de hierro que puede estar presente en forma mineralógica en la formación y (o) provenir de los productos de corrosión formados en las estructuras metálicas del pozo. El resto es necesario sólo en aplicaciones específicas.

Todos los aditivos deben ser compatibles entre sí, sin que unos interfieran en las funciones de los otros. Generalmente algunos de ellos modifican la efectividad del inhibidor de corrosión, y entorpecen su adsorción en la superficie metálica. Los inhibidores pueden ser incompatibles a su vez con los otros tensioactivos, anulándose mutuamente la acción específica de cada uno de ellos; además, pueden formar fangos o precipitados que reduzcan la permeabilidad de la formación, efecto contrario al deseado al realizar la estimulación.

Algunos de los autores obtuvieron resultados satisfactorios con varios productos desarrollados nacionalmente, cuando fueron evaluados como inhibidores de corrosión del acero, para ser empleados durante los tratamientos ácidos.

El objetivo del presente trabajo es estudiar la compatibilidad de dichos inhibidores, desarrollados a nivel nacional, con otros tensioactivos utilizados tradicionalmente en la acidificación de pozos de petróleo, para determinar la posibilidad de empleo conjunto de estos aditivos sin que ocurran daños en la formación que se estimula.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Se empleó una receta ácida típica para estimular pozos de petróleo, ubicados en zonas donde la formación es básicamente caliza, compuesta de:

- Ácido clorhídrico 15 % en peso.
- Ácido acético 2 % en volumen como agente secuestrante de hierro.
- Tensioactivos:
  - Desemulsionante
  - Inhibidor de corrosión.

Como desemulsionantes se emplearon los productos Disolvan, de procedencia alemana, y Cuba II de la firma venezolana Lipesa, identificados con los números 1 y 2 respectivamente.

Como inhibidores de corrosión se utilizaron tres productos de alta eficiencia desarrollados nacionalmente, identificados como A, B y C. Los dos primeros son derivados furánicos y el tercero es una formulación de tres componentes, integrada mayoritariamente por un subproducto y un desecho de la industria nacional. Se evaluó el inhibidor comercial SERVO CK-597, de procedencia holandesa, como patrón de comparación.

Las soluciones se prepararon añadiendo los componentes en el orden siguiente: agua necesaria, desemulsionante, inhibidor, ácido acético y ácido clorhídrico concentrado.

Las soluciones estudiadas se identificaron como sigue:

- 0. Agua + ácido acético + ácido clorhídrico
- A0, B0, C0, S0: Solución 0 con inhibidor A, B, C o S, según corresponda
- 1. Agua + Disolvan + ácido acético + ácido clorhídrico
- A1, B1, C1, S1: Solución 1 con inhibidor A, B, C o S, según corresponda
- 2. Agua + Cuba II + ácido acético + ácido clorhídrico
- A2, B2, C2, S2: Solución 2 con inhibidor A, B, C o S, según corresponda

Se simuló el comportamiento de los productos en la formación caliza, haciendo reaccionar las soluciones con carbonato de calcio, hasta obtener un valor de pH 3 aproximadamente.

En los casos en que hubo formación de precipitado en el ácido gastado a pH 3, esas soluciones fueron filtradas, y se le realizaron espectros infrarrojos (IR) a dichos precipitados, así como al carbonato de calcio, a

los inhibidores y a los desemulsionantes por separado. Se utilizó un equipo FTIR de Mattson UNICAM, en la zona de 400-4000  $\text{cm}^{-1}$ . Las muestras sólidas se trabajaron en pastillas y las líquidas entre ventanas de KBr.

Se simularon condiciones de estimulación de pozos con 70 °C, y se realizaron ensayos gravimétricos y curvas de polarización al acero D, material de las tuberías de los pozos, utilizando un potencióstato P-02 marca CIQ. Los potenciales electroquímicos están referidos al electrodo de calomel saturado.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### • Observaciones en la preparación de las soluciones

Al añadir el desemulsionante 1 (Disolvan) sobre el agua la solución se mantiene transparente, mientras que al adicionar el desemulsionante 2 (Cuba II) aparece una coloración blanco-lechosa.

Al añadir el inhibidor A, tanto a la solución agua-Disolvan como a la de agua-Cuba II, aparece una fina suspensión blanquesina, la cual se acentúa al adicionar el ácido clorhídrico concentrado a la solución A1, formándose una gruesa suspensión coloidal semejante a motas de algodón. Para el resto de los ensayos esta variante se desecha.

Cuando se añade el inhibidor B a la solución agua-Disolvan, esta toma una coloración blanco-lechosa. La solución agua-Cuba II que ya poseía igual coloración, la mantiene al adicionar el inhibidor B. Posteriormente, al incorporarle el ácido clorhídrico a ambas soluciones, estas se tornan incoloras y transparentes.

Las soluciones de agua-Disolvan y agua-Cuba II con el inhibidor C toman el color carmelitoso de este, y se forma una emulsión que permanece aún después de ser adicionado el ácido clorhídrico concentrado.

Con el inhibidor Servo CK-597 no se observaron cambios en las soluciones agua-desemulsionante, el producto se solubiliza perfectamente y desaparece el color blanco-lechoso que poseía la solución agua-Cuba II al inicio.

### • Comportamiento de los productos en ácido «gastado»

Al hacer reaccionar las soluciones con carbonato, simulando la interacción de la formación caliza con el fluido ácido hasta obtener pH = 3, que es el valor que aproximadamente tiene el ácido al extraerse del pozo, se observó la aparición de un fino precipitado en las soluciones A2 y B1, y una capa aceitosa en la superficie de la B2. En las soluciones C1 y C2 se mantuvo la emulsión después de la neutralización. Las soluciones 1 y 2 con los desemulsionantes solos y las S1 y S2 que contienen el inhibidor comercial no sufrieron alteración.

### • Análisis de los precipitados

Se compararon los espectros IR obtenidos de los precipitados que se formaron al neutralizar con carbonato las soluciones A2 y B1, y de la capa aceitosa for-

mada en la superficie de la solución B2 con los de los inhibidores y desemulsionantes presentes en cada una de las soluciones y con el del carbonato de calcio (Figuras 1, 2 y 3).

El precipitado A2 presenta una estructura semejante al inhibidor A (Figura 1), por lo que se presume que este producto es el causante de la aparición del precipitado.

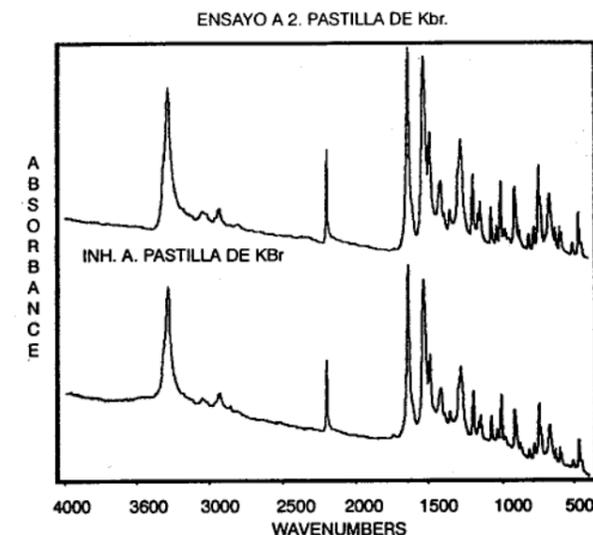


FIGURA 1. Espectros IR del precipitado de la solución A2 y del inhibidor A.

En el espectro IR obtenido del precipitado formado al neutralizar la solución B1, se observa una fuerte presencia de carbonato al compararlo con el de ese compuesto, que por presentar su vibración característica fuerte y ancha en la zona de 1 000-1 600  $\text{cm}^{-1}$  enmascara un poco la presencia de otros componentes, aunque puede advertirse la existencia del inhibidor B (Figura 2).

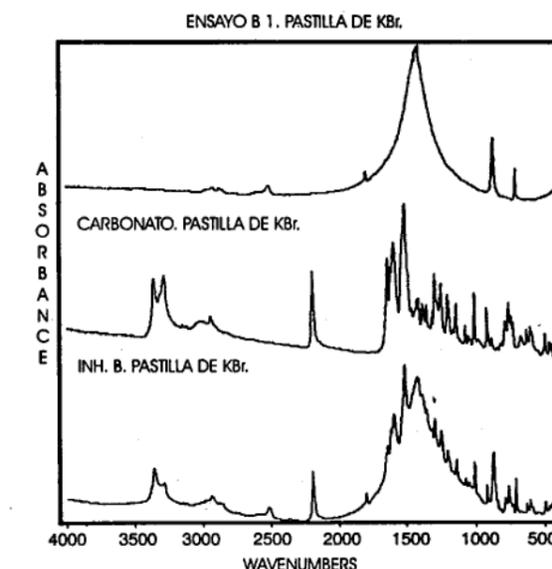


FIGURA 2. Espectros IR del precipitado B1, del inhibidor B y del carbonato de calcio.

En el espectro IR de la capa formada en la superficie de la solución B2 no se encontró carbonato, aunque sí desemulsionante Cuba II y pudiera haber presencia del inhibidor B (Figura 3).

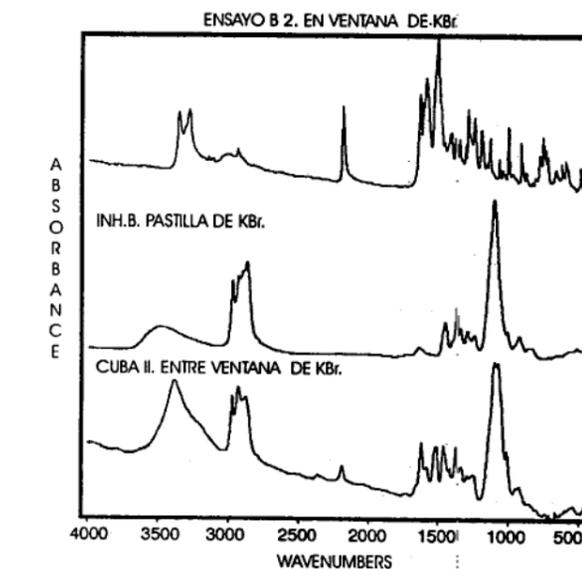


FIGURA 3. Espectros IR de la capa aceitosa formada en la superficie de la solución B2, del desemulsionante Cuba II y del inhibidor B.

### • Ensayos gravimétricos

La literatura consultada considera adecuado para ser utilizado en un tratamiento ácido, solamente aquel inhibidor de corrosión que permita una pérdida de metal por unidad de área ( $\Delta P/A$ ) inferior a 0,01  $\text{g/cm}^2$ , si la corrosión es uniforme. Se acepta, en ocasiones, hasta 0,025  $\text{g/cm}^2$ .

En la Tabla 1 se observa que en todas las soluciones con inhibidor sin desemulsionante (AO, BO, CO, SO), se obtuvieron valores de  $\Delta P/A$  permisibles, inferiores a 0,01  $\text{g/cm}^2$ . Al estar presentes ambos tensioactivos en las soluciones (A2, B1, B2, C1, C2, S1, S2) el valor de  $\Delta P/A$  se incrementa en todos los casos, llegando a ser inadmisibles, incluso por encima de 0,025  $\text{g/cm}^2$  en A2, B1, B2 y C1, lo que demuestra que existe incompatibilidad entre los tensioactivos utilizados en esas variantes. Sólo son compatibles el inhibidor C con el desemulsionante 2 y el Servo CK-597 con ambos desemulsionantes.

### • Ensayos electroquímicos

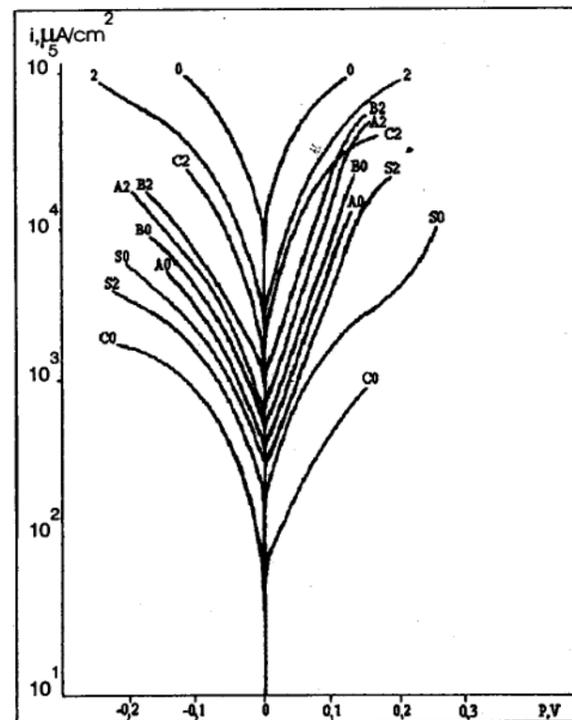
Las curvas de polarización del acero D obtenidas en las soluciones sin inhibidor (Curvas 0, 1 y 2) son típicas del medio ácido ensayado, que se caracteriza por ser un proceso corrosivo con control mixto de polarización por transferencia.

Las curvas con inhibidor sin desemulsionante (AO, BO, CO, SO) poseen corrientes menores al comparárlas con las soluciones donde se encuentran presentes am-

los componentes (A2, B1, B2, C1, C2, S1, S2), lo que demuestra que la combinación de estos acelera la cinética de corrosión del acero, es decir, la adición de estos desemulsionantes modifica la efectividad de los inhibidores estudiados, lo que concuerda con los resultados obtenidos gravimétricamente.

**TABLA 1. Resultados de ensayos gravimétricos del acero en soluciones de ensayo a 70 °C**

Solución	$\Delta P/A$ (g/cm <sup>2</sup> )	Velocidad de corrosión (mm/año)	Eficiencia $\eta$ (%)
0	0,2740	760	-
1	0,1230	343	55
2	0,0630	175	77
A0	0,0097	27	96
A2	0,0300	84	89
B0	0,0100	28	96
B1	0,0880	245	68
B2	0,0380	105	86
C0	0,0072	20	97
C1	0,0370	103	86
C2	0,0202	56	93
S0	0,0065	18	98
S1	0,0067	19	97
S2	0,0142	40	95



**FIGURA 5.** Curva de polarización del acero en soluciones de ensayo a 70 °C.

#### CONCLUSIONES

1. Las recetas ácidas donde estén presentes combinaciones de los inhibidores A y B con los desemulsionantes Disolvan y Cuba II, así como el inhibidor C con Disolvan, no pueden ser empleadas en las estimulaciones de pozos de petróleo en formaciones calizas.
2. El inhibidor C junto al desemulsionante Cuba II sí puede ser empleado en las recetas ácidas para estimular pozos de petróleo.

#### BIBLIOGRAFÍA

- CLARK, R.C. y W.C. HARDY: *Aditivos para ácidos*, Monograph Series. SPE, cap. 11.
- Explotación de yacimientos de petróleo y gas*, Ed. Pueblo y Educación, 1985.
- HAUSLER, R.H.: "On the use of linear polarization measurements for the evaluation of corrosion inhibitors in concentrated HCl at 93 °C", *Corrosion*, vol. 42, no. 12, dec., 1986.
- Instituto Mexicano del Petróleo: *Aditivos para ácidos*, cap. 5.
- MCLEOD H.C. JR. and L.B. LEDLOW: "The planning, execution and evaluation of treatments in Sandstone formations", SPE 11935, Soc. Pet. Eng.
- NATHAN, C.C.: *Corrosion Inhibitors*, NACE, 1973.
- SANDIANES, B. y otros. *Desarrollo y evaluación de inhibidores de corrosión del acero para la estimulación ácida de los pozos de petróleo*, Tema 012-28-46, Etapa 08, dic., 1990.
- : *Composición inhibidora de la corrosión*, Certificado de autor de invención, no. 22 294, oct., 1994.
- VICENTINI, B. y otros: *Memorias del 3er Congreso Iberoamericano de Corrosión y Protección*, vol. 2, Brasil, 1989.



# ISMMM

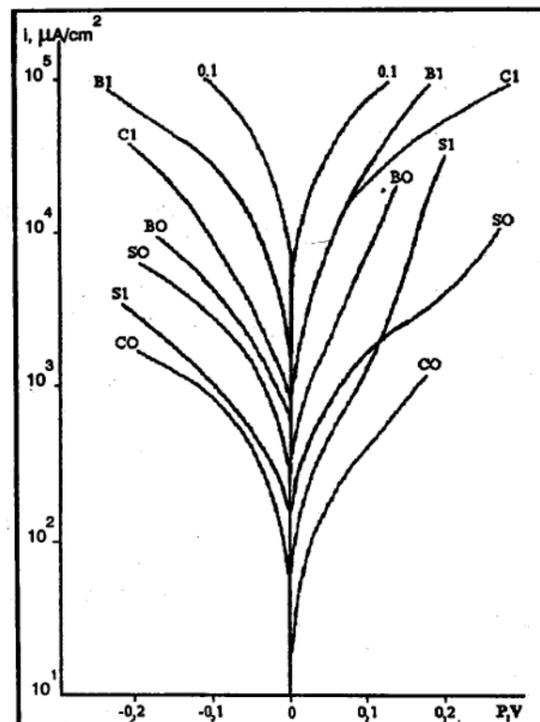
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA

Desde su fundación, el Instituto Superior Minero Metalúrgico ha laborado por una proyección académica significativa al desarrollar no sólo la formación de pregrado, sino también nuevas formas de superación e investigación continua de profesionales, con un relevante papel en la formación posgraduada de Masters y Doctores en Ciencias, el desarrollo de investigaciones y servicios científico-técnicos de excelencia nacional y competitividad internacional para la rama geólogo-minero-metalúrgica y en la protección del medio ambiente, sobre la base de una estrecha relación con la industria.

## SERVICIOS QUE BRINDA

### Servicios Científico-Técnicos:

1. Asesoría en diseño de programas académicos de Maestrías e Ingenierías geológica, minera, medio ambiente, metalúrgica y electromecánica.
2. Tutoría de Tesis de Ingenierías, Maestrías y Doctorados vinculados con las temáticas antes relacionadas.
3. Investigaciones relacionadas con las líneas siguientes:
  - Perfeccionamiento de tecnologías de procesos metalúrgicos.
  - Determinación de calidad de las aguas superficiales y subterráneas.
  - Geoquímica y metalogenia de complejos ofiolíticos.
  - Exploración de yacimientos.
  - Aprovechamiento integral de los minerales.
  - Automatización industrial.
  - Explotación de yacimientos minerales a cielo abierto.
  - Voladuras con explosivos.
  - Construcciones subterráneas.
  - Ingeniería de materiales.
  - Soldadura y conformación de metales con el uso de explosivos.
  - Eficiencia energética en la industria minero-metalúrgica.
  - Petrología ígnea, sedimentaria y metamórfica.
  - Mineralogía y geoquímica de los concentrados pesados.
  - Estudios de impacto ambiental y protección del medio.
  - Tratamiento de residuales en la industria.
4. Ofertas de especialistas de alto nivel académico y científico para la ejecución y evaluación de proyectos científico-técnicos en las esferas antes mencionadas.
5. Desarrollo de pasantías y turismo científico-estudiantil para docentes, estudiantes universitarios e investigadores.



**FIGURA 4.** Curvas de polarización del acero en soluciones de ensayo a 70 °C.