

PROPUESTA INTEGRAL DE MITIGACION DE LA CORROSION EN POZOS PRODUCTORES EN YACIMIENTOS DE MENDOZA NORTE.

Autor: Eduardo Curci (YPF U.E.Mendoza)

Email: ecurcip@ypf.com

Sinopsis

Este trabajo resume los inconvenientes y soluciones presentadas en cuatro yacimientos operados por YPF en Mendoza Norte debido a corrosión en pozos productores.

Antes del año 1997 no existía un plan de inhibición de corrosión en pozos productores.

En esa época no se diferenciaban problemas de corrosión por dióxido de carbono o sulfhídrico con desgaste de material por erosión. Tampoco se analizaban incrustaciones, debajo de las cuales en algunas ocasiones había corrosión bajo depósito.

En el año 1997 comenzó un programa integral para diagnosticar la causa de corrosión y realizar los tratamientos específicos que requiriese cada pozo productor.

Este programa se basa en una metodología que consiste en una serie de pasos preventivos y correctivos a saber:

- 1-Análisis microbiológicos y de gases corrosivos presentes en las aguas de formación.
- 2-Detección de sulfuro de hierro en incrustaciones que aparecen en intervenciones de los pozos productores.
- 3-Análisis de falla con laboratorios externos.
- 4-Selección del producto químico adecuado (inhibidor de corrosión o bactericida)
- 5-Creación de una base de datos, que permita realizar un seguimiento de los tratamientos aplicados, con el objeto de monitorear su efectividad.

El programa comenzó con 20 pozos productores en el Yacimiento Barrancas.

Actualmente hay 191 pozos productores en tratamiento en los yacimientos de Mendoza Norte con inhibidores de corrosión y 96 con bactericidas.

Antes de iniciar los tratamientos en los pozos estudiados hubo 615 intervenciones debidas a corrosión. Luego de iniciados los tratamientos hubo 183 intervenciones en el mismo grupo de pozos considerados.

Rápidamente se observó una drástica disminución de intervenciones por corrosión en los pozos tratados.

Considerando los pozos productores durante los 13 años de aplicación de productos químicos y de continuar con la misma tendencia corrosiva que había antes del inicio de los tratamientos las intervenciones esperadas en los pozos tratados hubiesen sido 2478, en vez de las 183 que ocurrieron realmente.

El gran ahorro en intervenciones permite continuar desarrollando y ampliando el programa de prevención de corrosión en los Yacimientos de YPF en Mendoza Norte.

El esquema de trabajo utilizado puede ser aplicado a cualquier yacimiento de petróleo, especialmente en campos maduros que estén afectados por recuperación secundaria.

Introducción

Un grave problema en yacimientos que explotan hidrocarburos es el deterioro que sufren las instalaciones de superficie y los materiales de los pozos tanto productores como inyectores. Esa situación se agrava cuando los campos son maduros y están sometidos a Recuperación Secundaria.

Los inconvenientes generados por fenómenos de corrosión no sólo impactan económicamente (cambio de materiales y pérdida de producción) sino que además generan problemas medioambientales. A menudo la aparición de fenómenos de corrosión impide la normal operación de los pozos productores y frecuentemente los problemas se resuelven realizando costosas intervenciones.

En los Yacimientos explotados por YPF en Mendoza Norte la utilización de Recuperación Secundaria tiene una antigüedad de más de 4 décadas.

Los primeros tratamientos químicos en pozos productores en estos yacimientos se iniciaron a mediados de la década del noventa. Se trabajaba con la modalidad que las compañías químicas solamente eran vendedoras de productos químicos (únicamente inhibidores de corrosión). El personal de YPF se ocupaba de dosificar y seleccionar los pozos a ser tratados.

En esa época los mayores inconvenientes y fallas en tratamientos se debieron a que no había un buen diagnóstico de las causas que generaban la corrosión en esos pozos.

No se diferenciaba fenómenos de rozamiento ni se distinguían problemas de corrosión por dióxido de corrosión microbiológica.

Tampoco se realizaban mediciones de los gases presentes en las aguas de producción ni se evaluaban bacterias sulfatorreductoras.

Como es bien sabido cada uno de estos problemas debe resolverse de modo diferente.

A partir del año 1996 comienza una campaña intensiva de mediciones de parámetros que influyen en fenómenos corrosivos y comienzan a realizarse mediciones de bacterias.

También se analizan las incrustaciones encontradas en las intervenciones de los pozos productores, detectándose aparición de sulfuro de hierro. Esto indica problemas microbiológicos que generan sulfuro.

En el año 1997 se realizan los primeros análisis de fallas, para lo que son contratados laboratorios externos.

El conjunto de medidas enunciadas anteriormente da como resultado un conocimiento de los problemas de corrosión que tiene cada pozo productor.

De este modo comienza tratamientos específicos para mitigar la corrosión utilizando inhibidores de corrosión y/o bactericidas, según sea la problemática.

El resultado de este nuevo enfoque se vio inmediatamente reflejado en una drástica disminución de intervenciones en los pozos tratados con inhibidores de corrosión y bactericidas.

Desarrollo

Los yacimientos de Mendoza Norte explotados por YPF (Barrancas, Ugarteche, La Ventana y Vizcacheras) se caracterizan por tener alto corte de agua (en general superior al 85 %), salinidades que varían entre 20 a 100 g/l y profundidades entre 2200 a 3200 metros y la explotación es multicapa.

Estos Yacimientos han sido afectados por más de 40 años de Recuperación Secundaria.

Los tratamientos con inhibidores de corrosión previos al año 1996 eran realizados comprando los productos a una compañía química para ser dosificados y aplicados por personal propio de YPF. No se utilizaban bactericidas y no se realizaba ningún seguimiento de la performance de dichos productos.

Esta operación no dio los resultados esperados debido al erróneo concepto de no diferenciar los distintos tipos de corrosión posible. No se diferenciaba rozamiento, erosión, corrosión por carbónico ni corrosión de origen microbiológico.

En el año 1996 se realiza una intensiva campaña de mediciones para evaluar los parámetros presentes en las aguas de producción que generan fenómenos de corrosión. Se analizan incrustaciones, detectándose presencia de sulfuro de hierro y comienzan a realizarse mediciones de bacterias sulfatorreductoras.

Se contrata un laboratorio externo para realizar análisis de falla.

En el año 1997 se contrata una compañía de productos químicos que presta un servicio integral, no sólo provee el producto químico, sino que presta un servicio integral que incluye la aplicación y dosificación de cada uno de los tratamientos.

El seguimiento de la performance de estos tratamientos es realizado por YPF. Se presta especial atención a las intervenciones originadas por problemas de corrosión y se crea una base de datos donde se puede ver el seguimiento de cada pozo en particular.

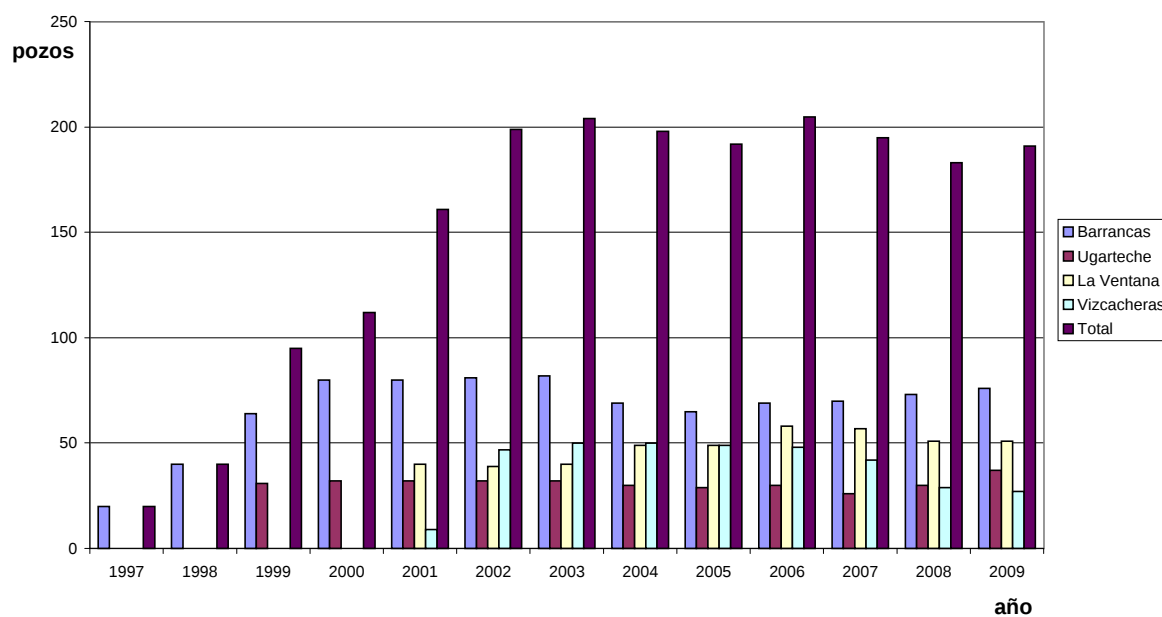
La disminución de intervenciones alentó a aumentar la cantidad de pozos tratados. Se muestra la evolución de cantidad de pozos tratados con inhibidor de corrosión desde 1997 a la fecha (mediados de 2009) en la Tabla 1 y en la figura 1

TABLA 1
Pozos tratados con inhibidor de corrosión

	Barrancas	Ugarteche	La Ventana	Vizcacheras	Total
1997	20				20
1998	40				40
1999	64	31			95
2000	80	32			112
2001	80	32	40	9	161
2002	81	32	39	47	199
2003	82	32	40	50	204
2004	69	30	49	50	198
2005	65	29	49	49	192
2006	69	30	58	48	205
2007	70	26	57	42	195
2008	73	30	51	29	183
2009	76	37	51	27	191

Figura 1

Pozos tratados inhibidor de corrosión



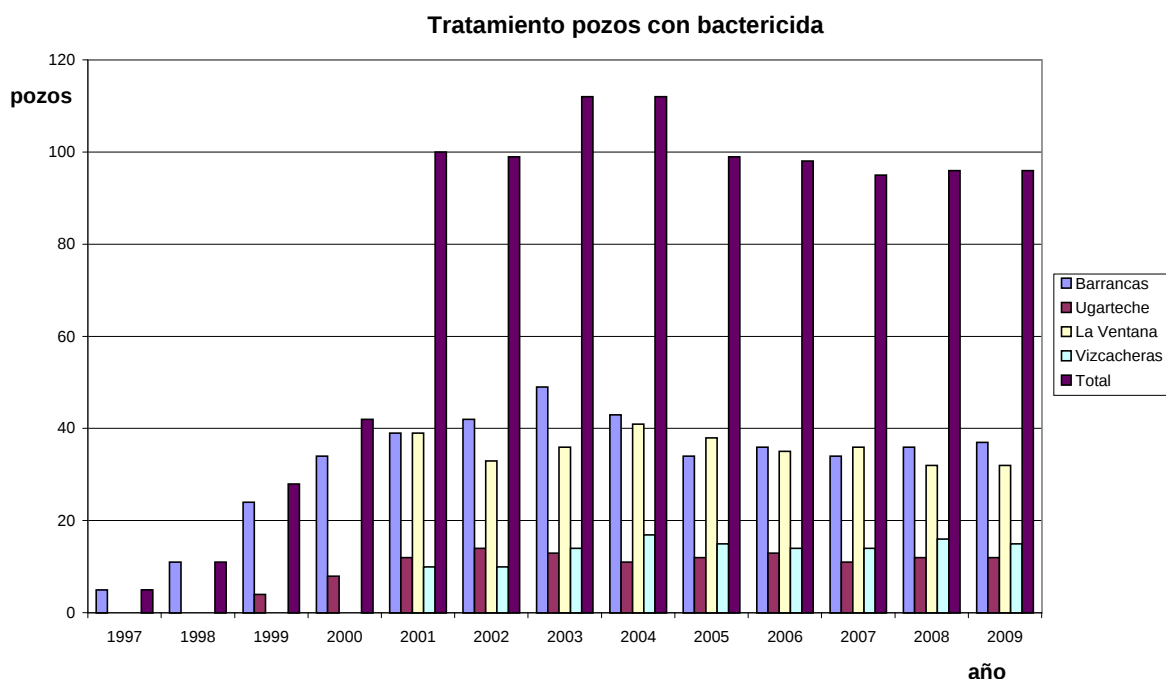
Lo mismo sucede con los tratamientos con bactericidas.

A continuación en la Tabla 2 y figura 2 pueden verse la evolución de los tratamientos con bactericidas en los yacimientos de Mendoza Norte.

TABLA 2
Pozos tratados con bactericida

	Barrancas	Ugarteche	La Ventana	Vizcacheras	Total
1997	5				5
1998	11				11
1999	24	4			28
2000	34	8			42
2001	39	12	39	10	100
2002	42	14	33	10	99
2003	49	13	36	14	112
2004	43	11	41	17	112
2005	34	12	38	15	99
2006	36	13	35	14	98
2007	34	11	36	14	95
2008	36	12	32	16	96
2009	37	12	32	15	96

Figura 2



En ambos tipos de tratamiento puede apreciarse que su inicio fue en el Yacimiento Barrancas en el año 1997, en Ugarteche en 1999, en La Ventana y Vizcacheras en el año 2001. Se observa el aumento de tratamientos con inhibidores de corrosión y bactericida a medida que pasan los años.

A medida que se incrementaban los pozos productores que eran tratados se observaba una disminución drástica en las intervenciones ocasionadas por corrosión en dichos pozos. Para ver la efectividad de los tratamientos se calcula el número de intervenciones que se ahorran por problemas de corrosión en cada uno de los yacimientos.

El cálculo se realiza suponiendo que de no haberse realizado el tratamiento la frecuencia de intervenciones (Intervenciones/año) continuaría del mismo modo que antes de agregar el producto químico.

Este cálculo se realiza para cada uno de los pozos productores tratados.

En el Yacimiento Barrancas hubo 95 intervenciones en pozos tratados en lugar de las 1768 esperadas de seguir con la misma frecuencia antes del inicio de los tratamientos.

En el Yacimiento Ugarteche hubo 35 intervenciones en lugar de las 318 esperadas, es decir un ahorro de 283 intervenciones.

En La Ventana el ahorro fue de 279 intervenciones por motivo de corrosión, ya que se produjeron 22 en lugar de las 301 intervenciones esperadas de no haberse modificado la tendencia al iniciar los tratamientos químicos.

En el Yacimiento Vizcacheras el ahorro de intervenciones fue de 60, ya que en vez de las 91 previstas, sólo se produjeron 31 intervenciones por corrosión.

En este Yacimiento en particular las intervenciones ahorradas no son tantas como en los otros yacimientos. Esto se debe a que en este caso se consideran los pozos productores de Cañada Dura, que fue desarrollado entre 2001 y 2002, en los que en la mayoría de los casos se realizaron tratamientos anticorrosivos preventivos.

Esto fue debido a que realizando los análisis en las aguas de producción se tomó la decisión de iniciar los tratamientos preventivamente, antes de empezar a tener intervenciones por corrosión. Esto explica la cantidad de pozos que tienen valores negativos de ahorros de intervenciones.

Los resultados de los tratamientos anticorrosivos han dado buenos resultados. Esto se ve reflejado en la gran cantidad de intervenciones que se han evitado. Es de destacar que en la gran mayoría de los pozos productores se ha disminuido considerablemente la frecuencia de intervenciones.

Desde el inicio del plan hubo 183 intervenciones por corrosión en los pozos tratados de los cuatro yacimientos considerados.

De no haberse implementado el programa de tratamiento, y si la frecuencia de intervenciones continuaba del mismo modo que antes de los tratamientos se esperaban 2478 intervenciones por corrosión.

Se han evitado 2295 intervenciones por causas relacionadas con corrosión.

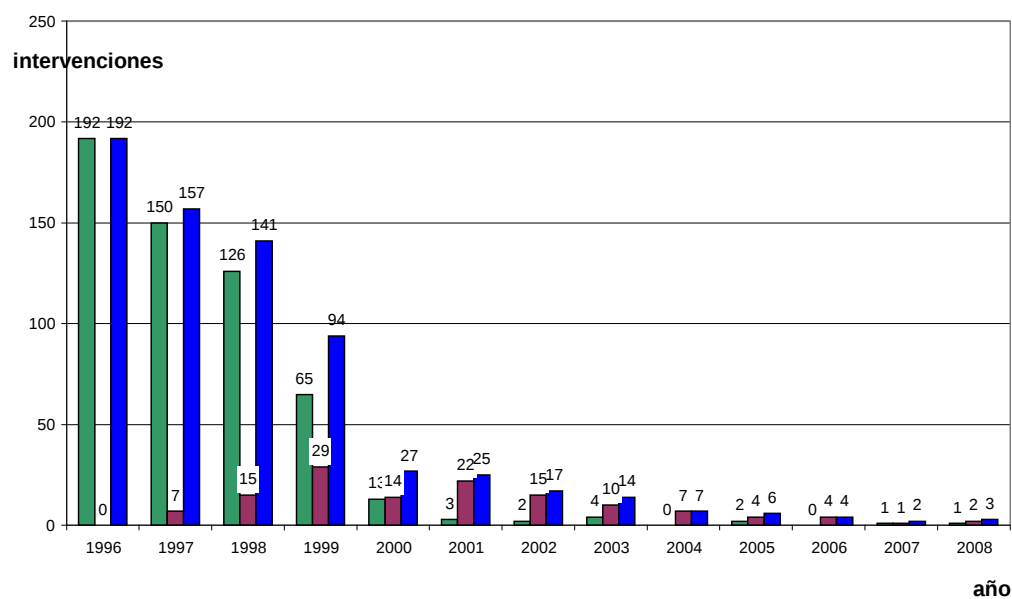
Otro modo de apreciar la drástica disminución en el número de intervenciones en los pozos que son tratados con inhibidores de corrosión y bactericidas es ver su evolución en cada uno de los yacimientos.

A continuación se compara en cada yacimiento, considerando únicamente los pozos que han sido tratados, las intervenciones con y sin tratamiento químico.

En la figuras 3, 4 y 5 se presentan las intervenciones de Barrancas-Ugarteche, La Ventana y Vizcacheras respectivamente.

Figura 3

Intervenciones Barrancas Ugarteche



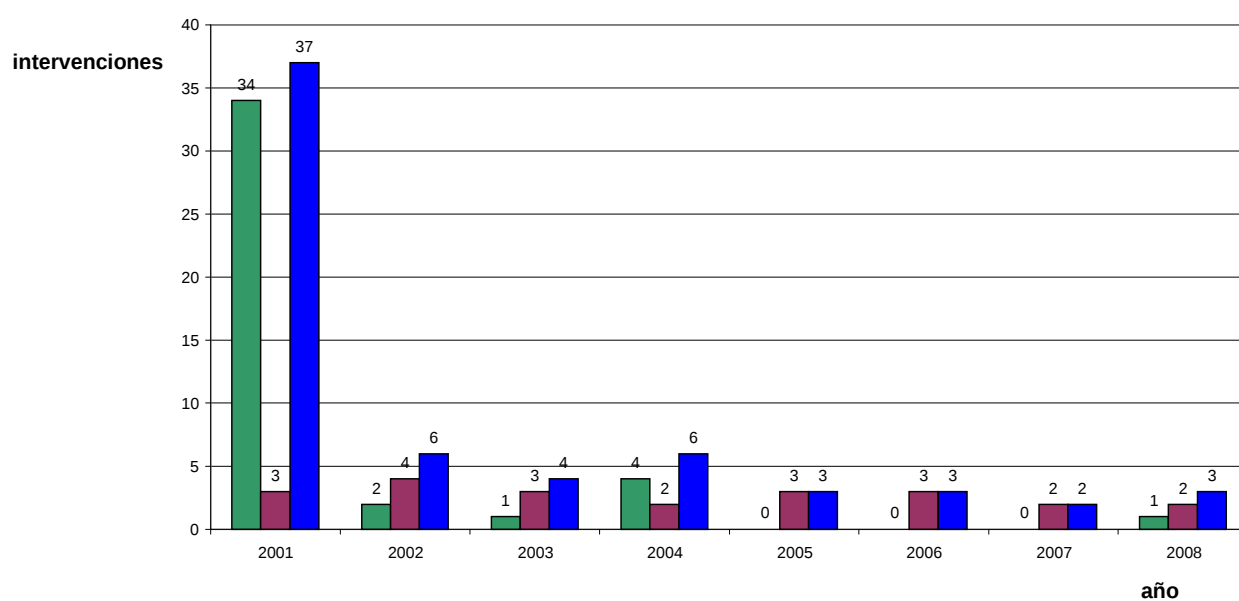
Intervenciones en pozos antes del tratamiento

Intervenciones en pozos tratados

Total de intervenciones

Figura 4

Intervenciones La Ventana

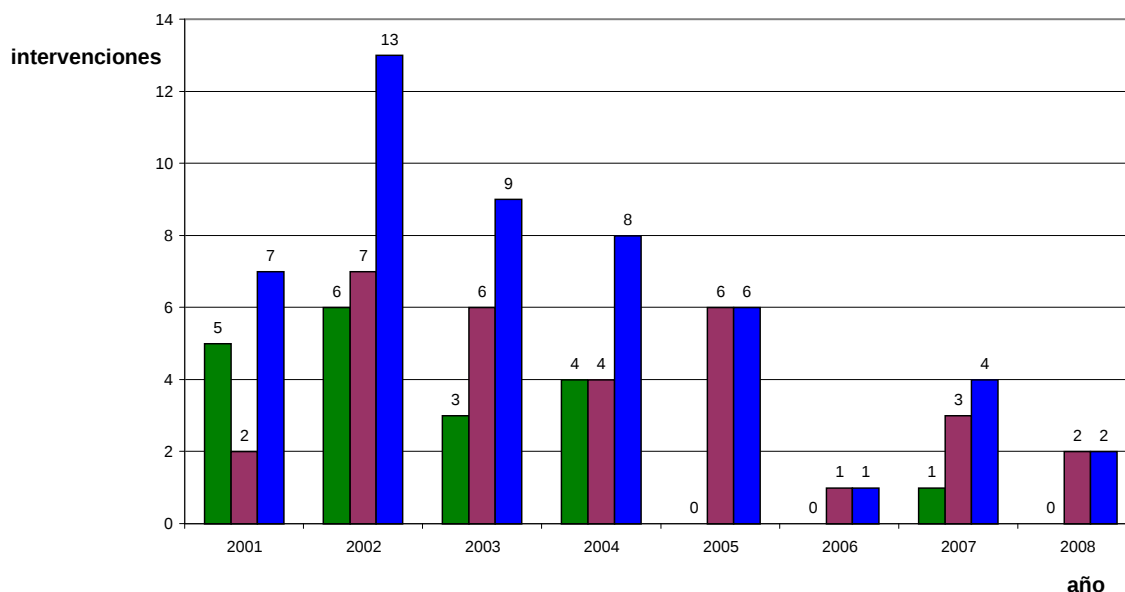


Intervenciones en pozos antes del tratamiento

Intervenciones en pozos tratados

Total de intervenciones

Figura 5
Intervenciones Vizcacheras



Intervenciones en pozos antes del tratamiento

Intervenciones en pozos tratados

Total de intervenciones

En los dos primeros casos (figuras 3 y 4) puede apreciarse la rápida disminución de intervenciones en este grupo de pozos. En el Yacimiento Vizcacheras (figura 5), la situación es diferente, debido a que está incluida la zona de Cañada Dura, donde se han realizado un elevado número de tratamientos preventivos a pozos nuevos, motivo por lo cual no hay un elevado número de intervenciones antes del agregado de productos químicos.

A partir del año 2007 comenzó la implementación del Sistema Integrado de Gestión de Corrosión (SIGC) en las Unidades Económicas de Argentina en el ámbito de Exploración y Producción creándose el Sector de Ingeniería de Mantenimiento, que entre sus funciones debe trabajar en la mitigación de la corrosión en todas las instalaciones de los yacimientos. La modalidad de trabajo se modifica a partir de este momento, ya que se hace especial énfasis en dejar documentadas las acciones realizadas. Se crea un manual de corrosión en donde cada tratamiento nuevo que se inicia o aquel que se discontinúa debe quedar registrado mediante un informe realizado por el ingeniero de corrosión. Se establecen metas y objetivos corporativos que muestren las acciones tendientes a mitigar la corrosión.

Conclusiones

A partir del año 1997 se implementa un programa con el objetivo de minimizar las intervenciones en pozos productores por fenómenos de corrosión.

Este programa incluye análisis químicos y bacteriológicos de aguas de producción e incrustaciones que permitan explicar los diferentes problemas que aparecen en los pozos productores. Se contrata un laboratorio externo que realiza los análisis de falla del material recuperado en las intervenciones a los pozos productores tratados.

Se contrata a una compañía de servicios que provee, dosifica y aplica los inhibidores de corrosión y bactericidas en los pozos que presentan elevados números de intervenciones originadas por corrosión.

Se crea una base de datos donde el personal interesado (ingenieros de producción, reservoristas y especialistas químicos) pueda conocer la historia de los pozos tratados.

Se realiza un seguimiento estricto de cada tratamiento implementado y se lo modifica y optimiza en función de la respuesta de cada pozo productor.

Se observó una drástica disminución de intervenciones por corrosión en los pozos tratados

Desde el inicio del plan hubo 183 intervenciones por corrosión en los pozos tratados.

De no haberse implementado el programa de tratamiento, y si la frecuencia de intervenciones continuaba del mismo modo que antes de los tratamientos se esperaban 2478 intervenciones por corrosión. Se han evitado 2295 intervenciones por causas relacionadas con corrosión.

El éxito del programa implementado permite continuar esta modalidad de trabajo.

Este programa se caracteriza por ser simple y puede ser aplicado a cualquier yacimiento que se dedique a la explotación de petróleo.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a Javier Sanagua (Director Unidad Económica Mendoza), Héctor Castellano (Gerente Area Mendoza) y a Carlos Rodríguez (Jefe Ingeniería Mantenimiento Mendoza) por la colaboración brindada para poder realizar este trabajo.

Se agradece a Santiago Bertagna (Astra Evangelista), Marcelo Escobar (Astra Evangelista) y Raúl Mobio (Astra Evangelista) por la colaboración en los análisis de laboratorio.

Se agradece a Arturo Lerena y Hugo Tasinasso (Bolland) por la colaboración con estadísticas de pozos.

BIBLIOGRAFIA

- *Applied Water Technology-Dr. Charles C. Patton (1995)
- *Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters- Recommended Practice 45 (1998)- API Exploration and Production Department (1998)
- *A Review of Monitoring and Inspection Techniques for CO₂ and H₂S Corrosion in Oil & Gas Production Facilities: Location, Location, Location. Bill Hedges, BP Alaska; Huey J. Chen, ChevronTexaco ETC; Timothy H. Bieri and Kip Sprague, BP Exploration Alaska. NACE 06120 (2006)
- * Aggressive Agents as Corrosion Inhibitors in Gas and Oil Production. James A. Dougherty. NACE 04423 (2004)
- *Accurate Corrosion Prediction Through an Integrated Approach. J.C. Bondos, R.V. Reddy, D.V. Pugh, and D.A. Norman, ExxonMobil Upstream Research Co.; J.L. Pacheco, ExxonMobil Development Co.; and J.L. Nelson, ExxonMobil Production Co. SPE 111430-PA (2007)
- * Unusual Oilfield Corrosion Inhibitors. Richard L. Martin, BJ Unichem Chemical Services. SPE 80219-MS (2003)
- * Inhibition of Corrosion of Carbon Steel in the Presence of CO₂, H₂S and S. Dharma Abayarathna, Ali R. Naraghi, and Nihal U. Obeyesekere, Champion Technologies Inc. NACE 03340 (2003)
- * Biocide Stimulation in Oilwells for Downhole Corrosion Control and Increasing Production. Pedro R. Rincon, John P. McKee, Carola E. Tarazon, Luis A. Guevara, Benton Vinccler C.A. SPE 87562-MS (2004)
- * Strategies to Mitigate Corrosion Caused Due to H₂S in Wells and Well Fluid Lines of Mumbai Offshore, India. P.V. Mali, Amit Khanra, P.K. Sagar, P.N. Meshram, R.K. Singh, Anil Johari, ONGC Ltd. SPE 81457 (2003)
- *Options for Small-Scale Sulfur Recovery. Tom Royan, Tartan Engineering Corp. Ltd., and Edward Wichert, SPE, Gascan Resources Ltd. SPE 35609-PA (1997)
- *Methods of Investigation on Hydrogen Sulfide Corrosion of Steel and Its Inhibitors. A.J. Szyprowski. NACE 03010068 (2003)
- *Sulfide Removal and Prevention in Gas Wells. Hitzman, D.O., Dennis, D.M., Geo-Microbial Technologies Inc. SPE 50980-PA (1998)
- *Understanding the Corrosion Inhibitor Partitioning in Oil and Gas Pipelines. Mohsen Achour, SPE; Carolyn Johlman; David Blumer, SPE, ConocoPhillips Company USA. SPE 117942-MS (2008)
- *Down Hole Corrosion: Problems & Possible Solutions. Morrison, William K., CMS NOMEKO Oil. SPE 30984-MS (1995)
- *Field Evaluation of Downhole Corrosion Mitigation Methods at Prudhoe Bay Field, Alaska. Daniel C. Hsi, Richard C. Woollam, BP Exploration (Alaska). SPE65014-MS (2001).

*Corrosion Control by Inhibition, Environmental Aspects, and pH Control: Part II: Corrosion Control by pH Stabilization. Stein Olsen, Statoil ASA. NACE 06683 (2006)

*A New Chemical Treatment to Inhibit Iron Sulfide Deposition. Marc Lehmann, SPE, and Fafa Firouzkouhi, SPE, Baker Petrolite Corporation. SPE 114065-MS

*Acid Corrosion Inhibitors - Are We Getting What We Need? Smith, C.F., Dowell; Dollarhide, F.E., Dowell; Byth, Nancy J., Dowell. SPE 5644-PA (1978)

*Biocide Stimulation in Oilwells for Downhole Corrosion Control and Increasing Production. Pedro R. Rincon, John P. McKee, Carola E. Tarazon, Luis A. Guevara, Benton Vinccler C.A. SPE 87562-MS (2004)

*Biocide and Corrosion Inhibition Use in the Oil and Gas Industry: Effectiveness and Potential Environmental Impacts. Brandon, D.M., Fillo, J.P., ENSR Consulting and Engineering; Morris, A.E., Bioindustrial Technologies, Inc.; Evans, J.M., Gas Research Institute. SPE 29735-MS (1995)

*On-Site Testing of Oilfield Waters. Robinson, K., Oil Plus Ltd. SPE 14128-MS (1986)

*Application of Chemical and Microbiological Data for Sulfide Control. Edgar Alan Morris, Analytical and Investigative Services; Rick Gomez, Roger Peterson, Northern Natural Gas. SPE 52705-MS (1999)

*Microbial Problem Solving with Cost Effective and Biodegradable Biocide in the Oil and Gas Industry. W. Siegert, Schülke & Mayr GmbH; P.H. Lee, Schülke & Mayr Asia Sdn. Bhd. SPE 74087-MS (2002)