

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SCORTRON GR-175
COMO ALTERNATIVA DE TRATAMIENTO DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN
EN FONDO PARA UN POZO EN ARAUCA**



CARLOS ANDRÉS VIOLA ALMANZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SCORTRON GR-175
COMO ALTERNATIVA DE TRATAMIENTO DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN
EN FONDO PARA UN POZO EN ARAUCA**



CARLOS ANDRÉS VIOLA ALMANZA

**Monografía presentada como requisito para optar al título de especialista en
Producción de Hidrocarburos.**

**DIRECTOR:
M.Sc. ASTRID XIOMARA RODRIGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres por enseñarme la importancia de perseverar para alcanzar todas las metas propuestas y a las personas de Champion Technologies que me ayudaron a soportar el tema estudiado en esta monografía

TABLA CONTENIDO

Pag.

INTRODUCCIÓN.....	11
1. GENERALIDADES DE LA CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN.....	12
1.1 CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO	12
1.2 GENERALIDADES DEL POZO	19
2. GENERALIDADES DEL CAMPO, DEL POZO, LOS PROBLEMAS DE CORROSIÓN Y TRATAMIENTO APLICADOS.....	22
2.1 <i>Simulación tendencia corrosiva e incrustante.....</i>	<i>23</i>
2.1.1 <i>Carbonato de Calcio (CaCO₃).....</i>	<i>23</i>
2.1.2 <i>Sulfato de Calcio (CaSO₄).....</i>	<i>25</i>
2.1.3 <i>Sulfato de Estroncio (SrSO₄).....</i>	<i>26</i>
2.2 HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO.....	27
2.2.1 <i>Análisis composicional del fluido aportado del pozo.....</i>	<i>28</i>
3. IMPLEMENTACIÓN DE SCORTRON GR-175 CON RESULTADOS Y EVALUACIÓN.....	34
3.1 RESULTADOS.....	37
3.2 EVALUACIÓN TÉCNICA.....	39
4. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	41
4.1 COSTOS DEL TRATAMIENTO CONVENCIONAL.....	41
5. CONCLUSIONES.....	44
6. RECOMENDACIONES.....	45
BIBLIOGRAFÍA.....	46
ANEXOS.....	48

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura1. Solubilidad de minerales	17
Figura 2. Estado tubing con corrosión por CO ₂ .	19
Figura 3. Tendencia de velocidad de corrosión entre el 2009 y el 2013	20
Figura 4. Carbonato de Calcio (CaCO ₃)	24
Figura 5. Sulfato de Calcio (CaSO ₄)	25
Figura 6. Sulfato de Estroncio (SrCO ₄)	26
Figura 7. Estado Housing de la bomba electrosumergible del en 2011.	34
Figura 8. Tendencias tasas de corrosión del pozo.	37
Figura 9. Velocidad de corrosión Microcor del 22 Nov – 15 Dic 2011.	38
Figura 10. Velocidad corrosión Microcor 15 – 30 Mar 2012.	39

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Condiciones operativas del pozo.	22
Tabla 2. Análisis fase gaseosa.	22
Tabla 3. Análisis fisicoquímico	23
Tabla 4. Análisis composicional de un pozo de la misma arena productora.	28
Tabla 5. Análisis fisicoquímicos del pozo	28
Tabla 6. Fotografías cupones evaluados del pozo	30
Tabla 7. Resumen de los baches realizados al pozo	32
Tabla 8. Seguimiento aplicación Scortron GR-175.	35
Tabla 9. Costos Químicos.	42
Tabla 10. Costos equipos y personal.	42
Tabla 11. Ahorro por producción en los días de workover (Precio petroleo WTI para el día 04/12/14).	43

LISTADO DE ANEXOS

	Pag.
ANEXO A. REPORTE PULLING DEL POZO	46
ANEXO B. PARÁMETROS DE ANÁLISIS	52

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SCORTRON GR-175 COMO ALTERNATIVA DE TRATAMIENTO DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN EN FONDO PARA UN POZO EN ARAUCA¹

AUTOR: CARLOS ANDRÉS VIOLA ALMANZA²

PALABRAS CLAVES: CORROSIÓN, INCRUSTACIÓN, EVALUACIÓN ECONÓMICA.

La corrosión e incrustación se han convertido en uno de los problemas importantes en la industria de los hidrocarburos, debido a los altos costos que representa, tanto a nivel de superficie (Tuberías, tanques y equipos de proceso) como en fondo de pozo (Equipos de levantamiento artificial y tuberías). Actualmente existen nuevas tecnologías para determinar las tendencias corrosivas e incrustantes de los fluidos lo cual ayuda a controlarlas y evitar daños en los sistemas de levantamiento artificial, tuberías y equipos.

El pozo en estudio ha sido intervenido varias veces debido a problemas con el equipo en fondo, se evidencia corrosión y depósitos en las piezas de la bomba, lo que genera una disminución en la eficiencia de la misma. Debido a esto se inició un tratamiento con inhibidor de incrustación por inyección continua por capilar a fondo de pozo y bacheo periódico por el anular con inhibidor de corrosión. Sin embargo, aunque los resultados obtenidos son buenos, se obtienen altos consumos de productos químicos, y la necesidad de muchas horas hombre para poder realizar los baches de inhibidor de corrosión cada 15 días.

Debido a la incompatibilidad de los inhibidores de corrosión e incrustación es imposible aplicar ambos productos de forma continua, por esto se genera la oportunidad de hallar un producto que mantenga los principios activos de los dos productos estables.

¹ Trabajo de grado de especialización en producción de hidrocarburos.

² Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos, Director(a): Astrid Xiomara Rodríguez.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE EFICIENCY OF SCORTRON GR-175 AS AN ALTERNATIVE OF CORROSION AND SCALE TREATMENT FOR A WELL IN ARAUCA³

AUTHOR: CARLOS ANDRÉS VIOLA ALMANZA⁴

KEYWORDS: CORROSION, SCALE, ECONOMIC ASSESSMENT

Corrosion and scaling have become in one of the most important problems in the petroleum industry worldwide, due to high costs, even at the surface level (pipes, tanks and process equipment) such as down hole (artificial lift equipment and pipes). Now days there are new technologies to determine the corrosive and scaling tendencies of the fluids such as software, controlling and avoiding damage in the artificial lift system, pipes and equipment.

The well under study has been intervened several times due to problems with the equipment down hole, corrosion and scale evidence in different parts of the pump, which generates a lower efficiency. Due to this chemical treatment started with scale inhibitor by continuous injection by capilar to down hole and corrosion inhibitor batching by the annular every two weeks or sooner. However, even with good results, high consumes are expected and the hand job to make the batching make it expensive.

Corrosion and scale inhibitors are incompatible, that complicates the injection of both products at the same time. The solution was to create a product, which contain the two bases of both products without any reaction between them. This improves the application of the product and the corrosion rates.

³ Trabajo de grado de especialización en producción de hidrocarburos.

⁴ Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos, Director(a): Astrid Xiomara Rodríguez.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la eficiencia de aplicación de Scortron GR-175 para avalar un tratamiento continuo a fondo de un pozo en Arauca con un producto dual que controle corrosión e incrustación.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Recopilar la información histórica como producción, tipo de arena, presiones, temperaturas, velocidades de corrosión y tasas de depositación de un pozo ubicado en Arauca

Aplicar Scortron GR-175, definiendo dosis y tiempo de aplicación del producto.

Realizar seguimiento a los parámetros del pozo tales como, velocidades de corrosión, depositación y residuales de producto.

Evaluar los resultados obtenidos durante la evaluación del producto comparándolos con los históricos disponibles.

Determinar la viabilidad de la aplicación del Scortron GR-175 en el pozo ubicado en Arauca.

INTRODUCCIÓN

Para evitar problemas de corrosión e incrustación en los pozos, es necesario inyectar productos que inhiban estos fenómenos, mejorando los tiempos de funcionamiento de los equipos y evitando derrames o pérdidas en producción. El tratamiento de bacheo por el anular presenta consumos bajos, sin embargo tiene unas necesidades de personal y tiempo altas que incrementan significativamente sus costos.

La optimización de costos en la producción de crudo ha llevado a mejorar la formulación de productos para que sean eficientes y ayuden a minimizar los consumos a una buena relación costo beneficio. En el campo estudiado varios pozos tienen una alta tendencia corrosiva e incrustante, presentando fallas en periodos cortos. Esto genera pérdidas de producción mientras se realizan las intervenciones a los pozos. El producto propuesto tiene la ventaja de ser dual (Inhibidor de corrosión e incrustación), que minimiza los consumos al inyectar un solo producto, además provee una eficiente protección contra estos fenómenos.

Con la ayuda del departamento técnico se encontró una formulación en la cual los principios activos de cada producto fueran compatibles y no generaran una pérdida de eficiencia contra la corrosión o incrustación. Se alcanzaron además mínimos valores en las ratas de corrosión e incrustación y aumento el tiempo de vida del pozo intervenido.

1. GENERALIDADES DE LA CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN

1.1 Corrosión e incrustación en la industria del petróleo

La corrosión e incrustación se han convertido en uno de los problemas importantes en la industria de los hidrocarburos, debido a los altos costos que representa, tanto a nivel de superficie como en fondo de pozo. Actualmente existen nuevas tecnologías para determinar las tendencias corrosivas e incrustantes de los fluidos lo cual ayuda a controlarlas y evitar daños en la bomba electro sumergible, tuberías y equipos.

El pozo en estudio ha sido intervenido varias veces debido a problemas con el equipo en fondo, se evidencia corrosión y depósitos en las piezas de la bomba, lo cual genera una disminución en la eficiencia de la misma. Debido a esto se inició tratamiento con inhibidor de incrustación por inyección continua por capilar a fondo de pozo y bacheo periódico por el anular de inhibidor de corrosión. Sin embargo, aunque los resultados obtenidos son buenos, se obtienen altos consumos de productos químicos, y la necesidad de muchas horas hombre para poder realizar los baches de inhibidor de corrosión cada 15 días.

Debido a la incompatibilidad de los inhibidores de corrosión e incrustación es imposible aplicar ambos productos de forma continua.

De seguir con esta situación los costos de levantamiento serán elevados por la necesidad de personal para realizar los bacheos y los altos consumos por el uso de dos productos.

El campo en estudio está ubicado en el departamento de Arauca, en el municipio de Arauquita, con una producción promedio de 20000 BOPD, y 200000 BWPD. El tipo de corrosión evidenciada en los pozos del campo es por CO₂, debido al gran contenido de este gas en los fluidos.

La corrosión en pozos con CO₂ está dividida en 3 regímenes de temperatura. Por debajo de los 60 grados Celsius, el producto de la corrosión no genera protección a la superficie metálica y se presentan altas velocidades de corrosión. Sobre 150 grados Celsius, se forma magnetita, y los pozos no son corrosivos excepto en presencia de salmueras. En el régimen de temperaturas entre 60 grados Celsius y 150 grados Celsius, en el cual están la mayoría de pozos de gas, la película de carbonato de hierro genera una capa protectora que se ve afectada por la presencia de cloruros y velocidades de flujo altas.⁵

Una de las propiedades físicas de los inhibidores de corrosión en los campos petroleros es su volubilidad característica en el crudo y las salmueras producidas. El inhibidor que sea escogido con base a los mecanismos de corrosión, no será efectivo sino se tiene acceso al metal que se está siendo corroído. Cuando se hace tratamiento por corrosión en pozos de crudo y gas, hay importantes diferencias. La distinción entre un pozo de aceite y uno de gas es que no tiene un corte de agua definido. Usualmente la distinción se realiza con base a los costos de operación. El hecho de que muchos pozos de aceite produzcan una cantidad considerable de gas y muchos pozos de gas produzcan una cantidad considerable de líquido, además del hecho de que muchos pozos usualmente experimentan cambios en su producción durante su vida útil, propone una dificultad técnica. Sin embargo, adicionalmente, los pozos de gas asociado son más calientes que los de aceite, y los hidrocarburos líquidos son mucho más livianos. Los pozos de gas son normalmente profundos y usualmente producen salmueras con bajos contenidos de sólidos disueltos TDS. El O₂ no es un factor a considerar en la corrosión en pozos de gas, pero puede causar mayores problemas en los pozos de aceite con sistema de levantamiento artificial.

⁵ HAITAO, Fang et al., (2006) General CO₂ Corrosion in High Salinity Brines. Dean, Russ College of Engineering and Technology. Disponible en: https://etd.ohiolink.edu/!etd.send_file?accession=ohiou1163794555&disposition=inline consultado el 12 de noviembre de 2014.

Debido a los altos gradientes de temperatura que presentan muchos pozos de gas, los mecanismos de corrosión pueden cambiar, resultando diferentes tipos de corrosión en un mismo pozo, mientras los pozos de aceite no presentan este comportamiento. Normalmente los pozos de aceite producen más líquido que los pozos de gas, resultando en cortos tiempos de vida del tratamiento cuando este se realiza por baches. La corrosión en pozos de aceite es naturalmente electroquímica, un electrolito debe estar presente para que ocurra la corrosión. En pozos de aceite, la fuente de agua siempre es cercana a la formación productora, y el agua contendrá sales disueltas en concentraciones que van desde trazas a altas concentraciones. El agua asociada con corrosión debe estar en una delgada película, en pequeñas gotas, o sobre la mayor fase.

Los resultados del estudio del control de corrosión con inhibidores en pozos productores de aceite que aportan grandes cantidades de CO₂, muestran que las imidazolinas son eficientes en la protección contra salmueras que contengan CO₂. Se encontró que el inhibidor debería ser incorporado en la película de carbonato que es producto de la corrosión, pero es más efectivo si la superficie de la película contiene sulfitos. Además, se obtuvieron mejores resultados con inhibidores, tales como compuestos de nitrógeno-fosforo o compuestos con sulfuros en las moléculas orgánicas.⁶

Los compuestos orgánicos fílmicos forman películas sobre la superficie metálica para separar el agua del metal. Entre estos se incluyen las aminas fílmicas para sistemas de condensados que trabajan efectivamente solo en ambiente bajos en concentraciones de O₂ y solubles en aceite que están generalmente limitados a aplicaciones especiales en sistema de enfriamiento de agua.

Estos materiales forman y mantienen una barrera dinámica entre el agua y el metal para prevenir la corrosión. Esta película es sustancialmente delgada que las

⁶ ROBERGE, Pierre R. (2000) Handbook of Corrosion Engineering. Corrosion and anti-corrosives. McGraw Hill. New York St. Louis San Francisco Auckland Disponible en: <http://www.cntq.gob.ve/cdb/documentos/quimica/197.pdf> consultado el 19 de noviembre de 2014.

establecidas con la aplicación apropiada de inhibidores inorgánicos como los cromatos o el zinc. Un peligro inherente en el aprovechamiento de la película es que una ruptura pequeña en la continuidad del film puede permitir que el agente corrosivo esté focalizado en el área expuesta, lo que resulta en una rápida penetración en el metal.

Estos compuestos orgánicos que reaccionan con la superficie del metal y forman películas protectoras sobre el cobre y las aleaciones de cobre, forman una película extremadamente delgada que actúa como una barrera que no se puede comparar con el espesor de una barrera del tipo soluble en aceite. Estos materiales están recibiendo atención en modernos tratamientos a medida que más sistemas operan bajo niveles incrementales de sólidos disueltos, una condición que aumenta la corrosión sobre el cobre. Los inhibidores de incrustación organofosforados usados en sistemas de enfriamiento son agresivos a los materiales de cobre, requiriendo la adición de inhibidores fílmicos cuando estos son usados.⁷

Los depósitos son conglomerados que se acumulan en líneas de superficie, equipos de fondo y tanques e interfieren con el rendimiento de los mismos, incluso restringiendo el flujo gradualmente o interfiriendo con la transferencia de calor.

Los depósitos incluyen incrustaciones, ensuciamientos o una mezcla de los dos. Las incrustaciones se forman cuando la concentración de un mineral disuelto excede su límite de solubilidad y el mineral precipita. El ensuciamiento es cualquier sustancia presente en el agua en su forma insoluble, como limo, aceite, contaminantes del proceso o masas biológicas.

Los depósitos son comúnmente una acumulación de sedimentos o sólidos asentados que caen en algún punto del sistema donde la velocidad de flujo cae a un nivel tan bajo que no puede mantener el material particulado en la corriente. La

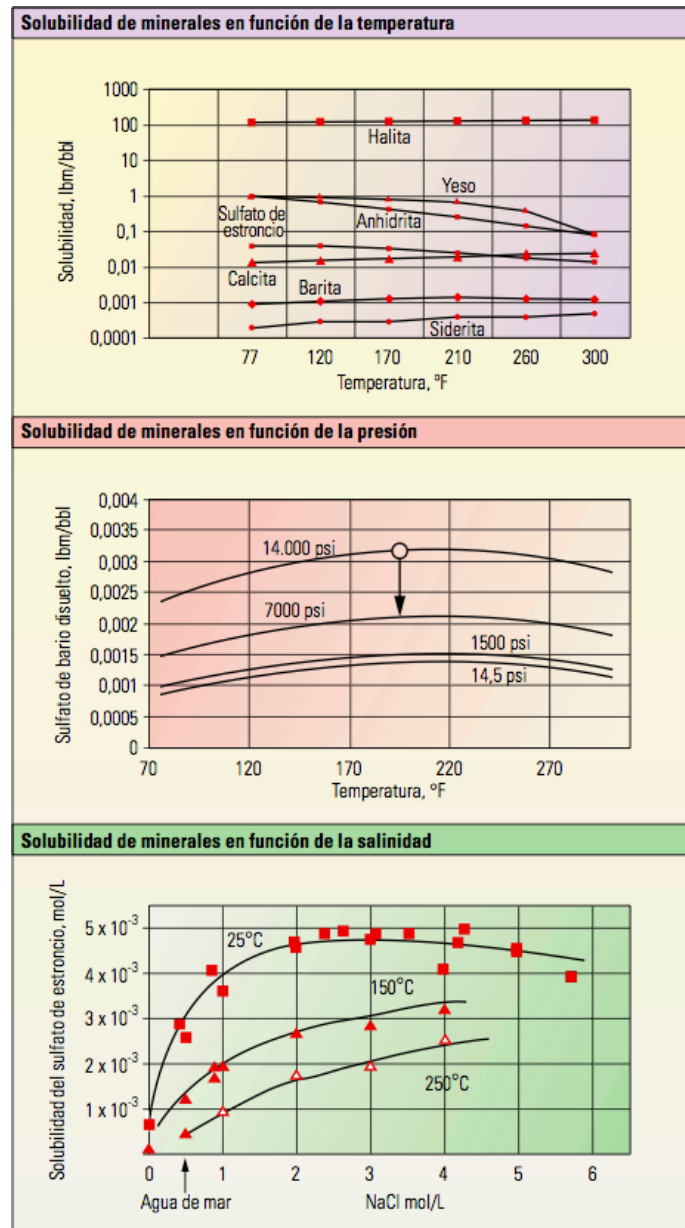
⁷ KEMMER, Frank The. NALCO (1988) Water. Handbook. McGraw-Hill Book Company. New York St. Louis San Francisco Auckland. Disponible en <http://longtruongvu.vn/Data/Sites/1/thuvien/tailieulohoi/Nalco%20Water%20Handbook.pdf> consultado el 16 de agosto de 2014.

deposición puede ocurrir en cualquier tipo de conducto con agua, equipos que manejen agua o tanques de almacenamiento.⁸

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta solo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales. El agua de mar tiende a ser rica en iones, que son un subproducto de la vida marina y la evaporación de agua. El agua del suelo y de acuíferos someros, por lo general, es más diluida y su composición química es diferente con respecto al agua de zonas profundas del subsuelo asociada con acumulaciones de gas y petróleo. En la figura 1 se puede observar el comportamiento de distintos minerales cuando cambia la presión, temperatura o la salinidad del fluido, con lo cual se puede evaluar que variable tiene un mayor impacto y generará incrustaciones.

⁸ CHEN, P. et cols. (2012) Meeting the Challenges in Downhole Scale Control for High-Water-Production Horizontal Wells in an Environmentally Sensitive Part of the Norwegian North Sea. Disponible en: <http://www.linknovate.com/publication/meeting-the-challenges-in-downhole-scale-control-for-high-water-production-horizontal-wells-in-an-environmentally-sensitive-part-of-the-norwegian-north-sea-2480726/> recuperado el 17 de octubre de 2014.

Figura1. Solubilidad de minerales



Fuente: Mike Crabtree, La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención, 1999.

Si bien, el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH o el contacto con agua incompatible, existe agua de producción que, a pesar de

encontrarse sobresaturadas y ser proclives a las incrustaciones minerales, no presentan problemas alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución.

El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos, y además que los cristales pequeños se pueden re disolver.⁹

El campo donde se desarrolla este estudio se encuentra ubicado en el departamento de Arauca, con un corte de agua total del 97,5%, produce un crudo de 30 API y aporte de gas considerable.

La formación aporta CO₂ y por este motivo muchos pozos tienden a ser corrosivos. En los seguimientos realizados con cupones se puede observar que la morfología de la corrosión observada en todos los pozos es por CO₂. En la figura 2 se puede observar la morfología de la corrosión generada por CO₂.

⁹ CRABTREE, Mike. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. En: revista Oilfield Review. Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf consultado el 18 de noviembre de 2014

Figura 2. Estado tubing con corrosión por CO₂.



Este campo es un campo relativamente nuevo con 6 años de producción, donde se tiene bastante seguimiento a la integridad de los equipos y tuberías, por esta razón, es un tema de gran importancia para ellos el control tanto de la corrosión como de la incrustación. Ver Anexo A, reporte pulling realizado al pozo en estudio.

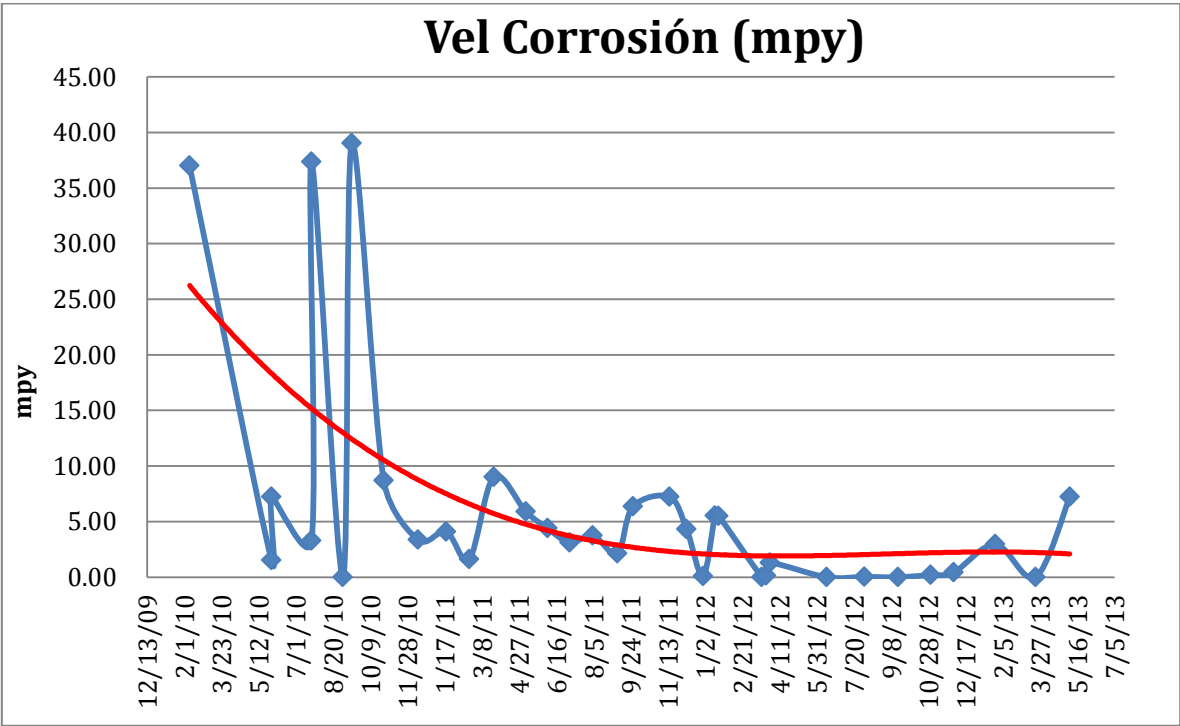
1.2 Generalidades del pozo

El pozo tiene una producción promedio de 97,5 % de agua, y un aporte de gas de cerca de 53 MSCFD. Al tener velocidades de flujo mayores a la velocidad crítica tiene tendencia a generar erosión, sin embargo no ha mostrado contenidos altos de arena. El Pozo se encuentra en la arena productora K3; los pozos ubicados en esta arena presentan tendencias corrosivas e incrustante elevadas y se han presentado fallas repetidas en los mismos.

Se tomaron históricos de la producción del pozo y se observa un aumento paulatino del corte de agua, se tienen los análisis fisicoquímicos realizados por laboratorio (interno/externo), además se presentaran algunos datos históricos de los seguimiento de corrosión e incrustación que hay del pozo y su historial de fallas.

Se aprecia que el pozo comenzó a presentar caudales muy altos de producción de crudo, sin embargo como es una formación con empuje de agua basal, los cortes de agua tienden a incrementarse rápidamente haciendo necesario un re cañoneo en la mayoría de los casos. Se observa que desde mediados del año 2011 se presenta un incremento en las velocidades de corrosión, lo cual requirió un inicio de aplicación de inhibidor de corrosión y después una aplicación combinada con inhibidor de incrustación. En la figura 3 se presenta una tendencia de las velocidades de corrosión desde el año 2009, donde se observa la tendencia decremental de las velocidades de corrosión en el pozo, alcanzando valores cercanos a 40 mpy.

Figura 3. Tendencia de velocidad de corrosión entre el 2009 y el 2013.



Para el caso del pozo seleccionado, el tratamiento con los inhibidores de corrosión e incrustación requería de un gran gasto en mano de obra como en consumos de productos químicos, al tener un solo capilar para inyección de productos en fondo de pozo.

Se hizo necesario realizar aplicación del inhibidor de incrustación de forma constante en fondo de pozo por el capilar y realizar bacheos de inhibidor de corrosión por el anular con una periodicidad determinada.

La inversión para el skid de inyección de inhibidor de incrustación fue alta, además de la adecuación del skid de inyección; por otra parte el gasto para los baches es grande debido a que es necesario disponer del camión de vacío para realizar los pre y pos flujo de agua de producción por el anular y de dos operadores para realizar el tanqueo del skid móvil y verificar dosificaciones. Aparte es necesaria la compañía de un supervisor para evitar accidentes en el área y verificar el procedimiento (productos a utilizar, cantidad de agua para hacer el pre y pos flujo y demás necesidades debidas a este tipo de aplicaciones). Esto con lleva un gasto energético alto y una necesidad de mano de obra igualmente elevado.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO, DEL POZO, LOS PROBLEMAS DE CORROSIÓN Y TRATAMIENTO APLICADOS

La propuesta de aplicación del Scortron GR-175 (producto dual – inhibidor de corrosión e incrustación) es mejorar la logística en la inyección de un solo producto que evite los problemas de corrosión e incrustación además de generar un ahorro en costos debido a la disminución en los consumos de productos químicos.

Es importante tener una simulación de las tendencias corrosivas e incrustantes del pozo, con la ayuda de varios simuladores propiedad de cada empresa de productos químicos o con el uso de modelos predictivos como Stiff and Davis, Languelier, entre otros. A continuación se muestran los resultados de la evaluación realizada al pozo. En las tablas 1, 2 y 3 se observan las variables operativas del pozo y los resultados del análisis fisicoquímico. Se observa un alto contenido de CO₂ que puede generar corrosión y alta concentración de calcio y cloruros que pueden precipitar y generar incrustación. Ver anexo B, análisis fisicoquímico del pozo en estudio.

Tabla 1. Condiciones operativas del pozo.

Well	BFPD	BSW	PCND	BWPD	BOPD
CC-015	3.500	91	16.215	3.185	315

Presión Intake (PSI)	Temperatura Intake (°F)	Presión Cabezal (PSI)	Temperatura Cabezal (°F)
564	232	55	195

Tabla 2. Análisis fase gaseosa.

CO ₂ (%)	H ₂ S (PPM)
10	20

Tabla 3. Análisis fisicoquímico

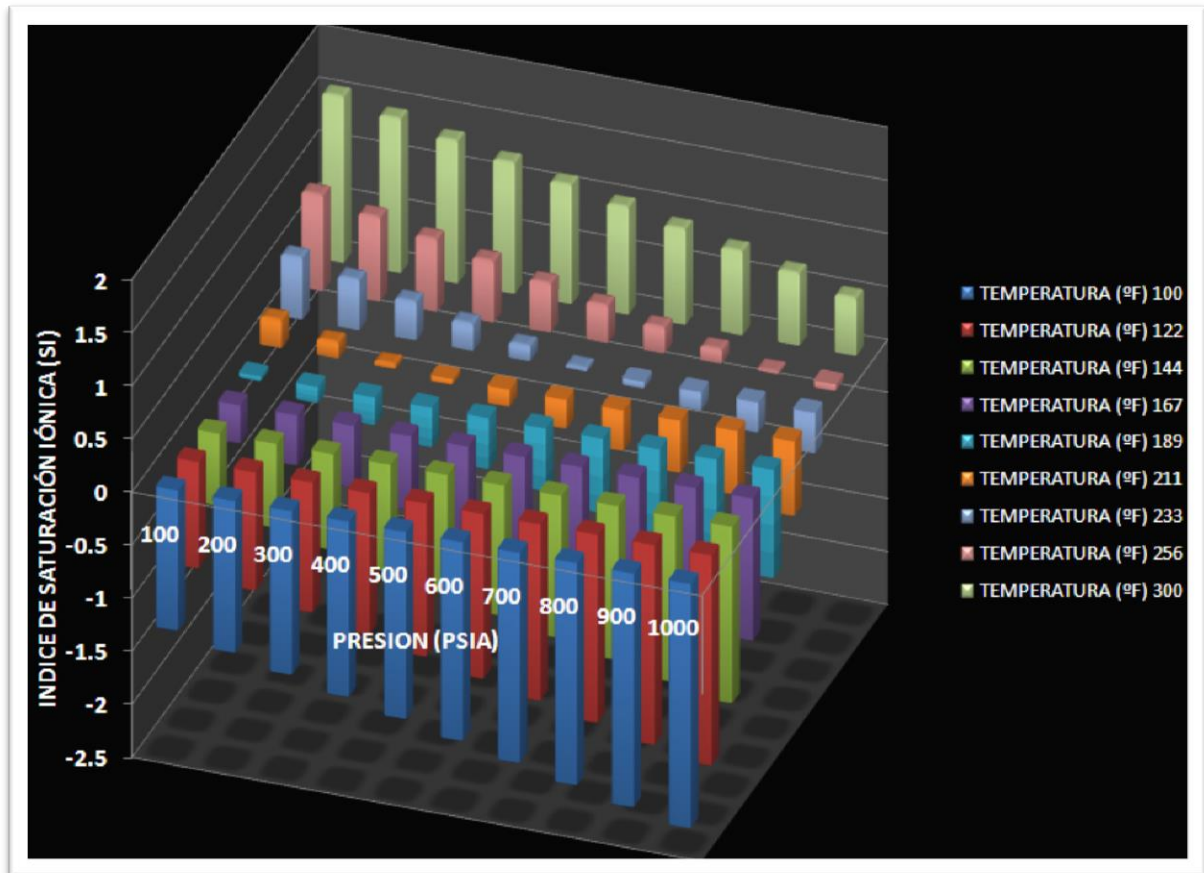
Análisis	Resultados
Alcalinidad como mg/L HCO ₃ ⁻	191
mg/L de Ca ⁺²	694
mg/L de Mg ⁺²	53
mg/L de Cl ⁻	2870
mg/L de SO ₄ ⁼	12
mg/L de Na ⁺	28
mg/L de Ba+2	13
mg/L de Sr+2	46

2.1 Simulación tendencia corrosiva e incrustante.

2.1.1 Carbonato de Calcio (CaCO₃)

De acuerdo a la simulación realizada en el software de simulación de tendencias corrosivas e incrustantes, se obtienen los siguientes resultados.

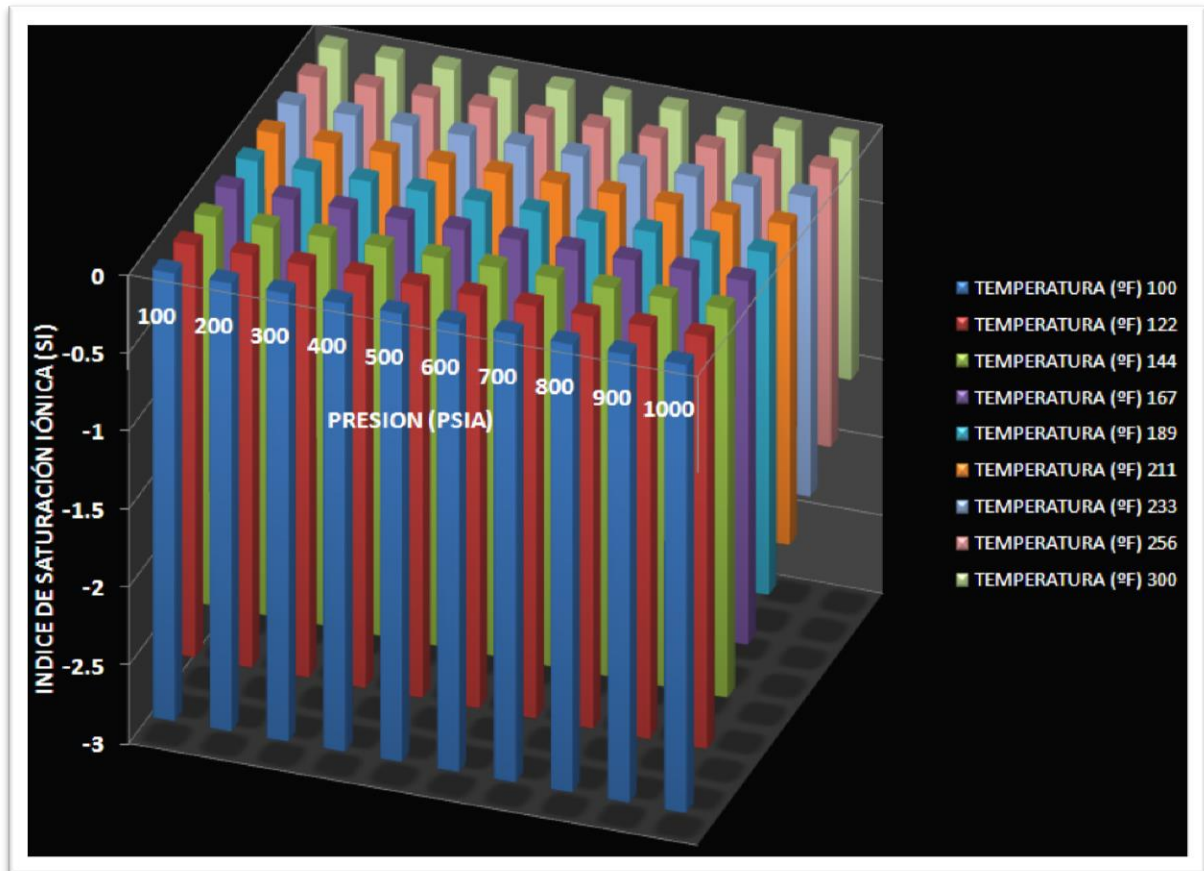
Figura 4. Carbonato de Calcio (CaCO₃)



La figura 4 muestra el bajo potencial incrustante a nivel de Intake, temperatura promedio de 232°F y valor de presión de 564 PSIG. Potencial incrustante moderado a nivel de superficie, temperatura promedio de 195°F y valor de presión de 55 PSIG. A mayor presión, disminuye el potencial de scale de CaCO₃ y a mayor temperatura se ve incrementado el potencial de formación, sin embargo, a las condiciones actuales de operación alcanzan valor bajo de IS.

2.1.2 Sulfato de Calcio (CaSO₄).

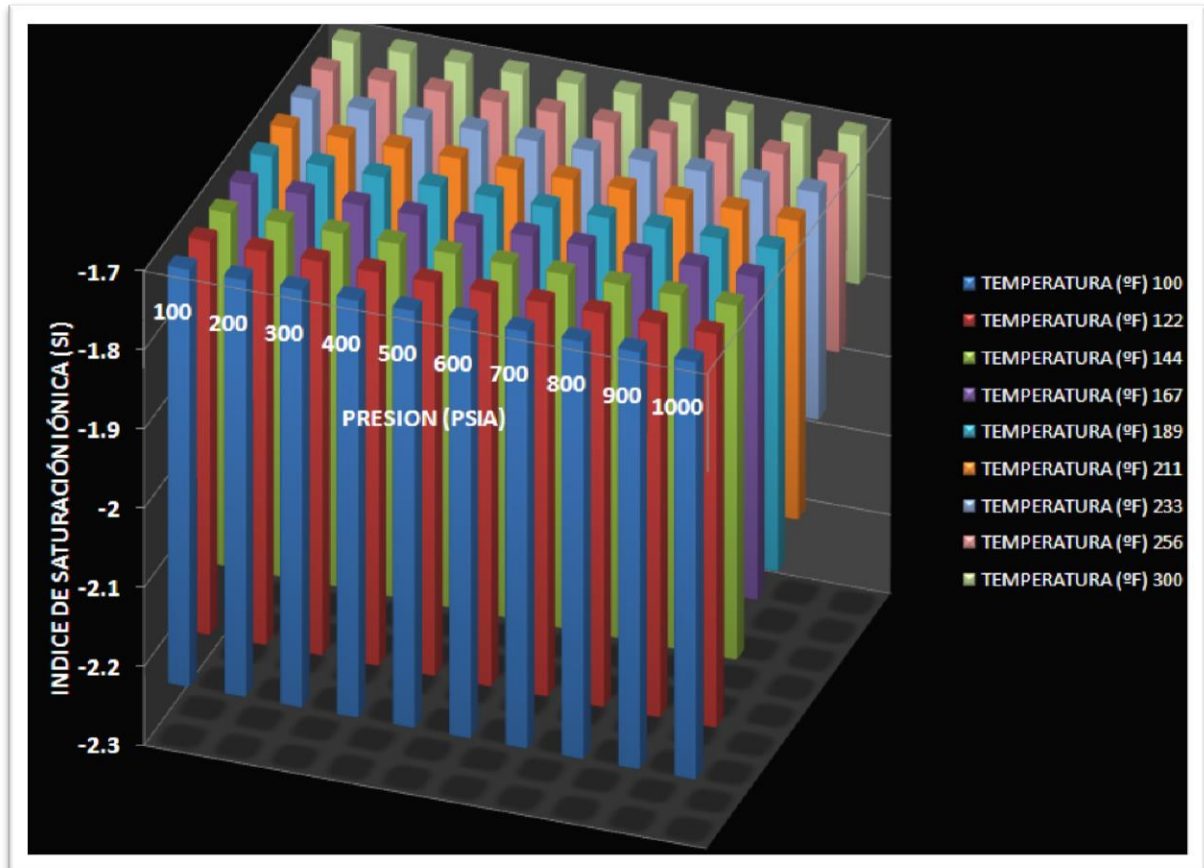
Figura 5. Sulfato de Calcio (CaSO₄)



La figura 5 muestra a nivel de Intake, temperatura promedio de 232°F y valor de presión de 564 PSIG, el potencial incrustante es muy bajo. A nivel de superficie, temperatura promedio de 195°F y valor de presión de 55 PSIG, se observa un potencial incrustante muy bajo a nivel de superficie.

2.1.3 Sulfato de Estroncio (SrSO_4).

Figura 6. Sulfato de Estroncio (SrSO_4)



Como se observa en la figura 6, el potencial incrustante muy bajo a nivel de Intake, temperatura promedio de 232°F y valor de presión de 564 PSIG y potencial incrustante muy bajo a nivel de superficie, temperatura promedio de 195°F y valor de presión de 55 PSIG.

2.2 Históricos de producción del pozo

El pozo objeto de esta monografía produce de la arena productora K3, con una producción promedio de 4500 BFPD con un corte de agua de 97,5%; 113 BOPD, 4387 BWPD y 53 MSCFPD. A continuación una tabla con unos resultados de los análisis fisicoquímicos del agua aportada por estos pozos, como parte del seguimiento para evaluar su potencial corrosivo e incrustante, adicional los resultados de los análisis del gas aportado por este pozo.

2.2.1 Análisis composicional del fluido aportado del pozo.

Tabla 4. Análisis composicional de un pozo de la misma arena productora.

Análisis composicional del pozo			
Fecha de muestreo		6/08/12 13:00	
Número de cilindro		BEN 131	
Descripción muestra		SAND K3	
Condiciones de muestreo		33.0 psig @ 180.0°F	
Componente		Mol %	Peso %
H ₂	Hidrogeno	0	0
H ₂ S	Sulfuro de hidrogeno	0	0
CO ₂	Dióxido de carbono	12,92	21,09
N ₂	Nitrógeno	3,32	3,45
C ₁	Metano	69,89	41,55
C ₂	Etano	3,39	3,78
C ₃	Propano	1,42	2,32
iC ₄	i-Butano	0,74	1,59
nC ₄	n-Butano	1,01	2,2
iC ₅	i-Pentano	1,17	3,14
nC ₅	n-Pentano	0,95	2,55
C ₆	Hexano	2,02	6,41
C ₇	Heptano	1,84	6,36
C ₈	Octano	1,04	4,16
C ₉	Nonano	0,25	1,17
C ₁₀	Decano	0,04	0,21
C ₁₁	Undecano	0	0,02
C ₁₂₊	Dodecano	0	0
TOTAL		100	100

De acuerdo a lo observado la tabla 4, el análisis composicional del fluido aportado por la arena K3, se puede determinar que el pozo produce en su mayoría hidrocarburos livianos, con un alto contenido de CO₂, lo cual genera un alto riesgo de corrosión por este gas.



Tabla 5. Análisis fisicoquímicos del pozo







POZO	
PARAMETRO	RESULTADO
Dureza Total (como mg/L CaCO ₃)	2130
Dureza Cálcica (Como mg/L CaCO ₃)	2050
Dureza Magnésica (Como mg/L CaCO ₃)	80
Alcalinidad media (mg/L CaCO ₃)	190
Sulfatos (Mg/L)	28
Cloruros (mg/L)	2520
Calcio (mg/L)	820
Hierro Total (mg/L)	6,5
Estroncio (mg/L)	54
Bario (mg/L)	3




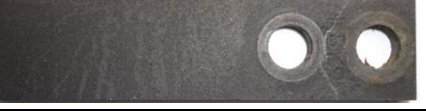

De acuerdo a los resultados de la tabla 5 se realiza la simulación de los perfiles de corrosión e incrustación por algunas especies, es de vital importancia realizar esta simulación de tendencias corrosivas e incrustantes en software especializado, porque brinda una guía sobre los problemas que se pueden presentar en un pozo de acuerdo a sus características fisicoquímicas y la gravedad de este tipo de fenómenos. A continuación los resultados:

Se presenta a continuación la tabla 6, que contiene el consolidado del seguimiento a velocidades de corrosión con cupones gravimétricos, los periodos de tiempo que no se muestran en la tabla corresponden a seguimientos con cupones de incrustación o evaluación con probetas.

Tabla 6. Cupones evaluados del pozo

Cupón	MPY	MPD	Fecha
	32,6	1,6	08/02/2010
	1,53	0,61	29/05/2010

Cupón	MPY	MPD	Fecha
	2,9	0,57	22/07/2010
	8,7	7,82	27/10/2010
	4,1	1,24	19/01/2011
	1,62	0,94	19/02/2011
	9,02	3,09	24/03/2011
	5,9	1,87	06/05/2011

	4,39	0,43	04/06/2011
	3,11	0,53	04/07/2011
	3,75	0,4	04/08/2011
	2,12	0,35	06/09/2011
	0,03	0,34	03/08/2012

Antes de iniciar la aplicación del Scortron GR-175 se tenía un tratamiento por baches de Inhibidor de corrosión por el anular. A continuación se observa una tabla con la descripción de las aplicaciones por baches realizadas en el pozo de estudio.

Tabla 7. Resumen de los baches realizados al pozo

Resumen Baches CC-015							
Bache #	Fecha ejecutado	Pre-fluido, bls	Inh. Corr, ppm	Inh. Corr, gal	Post-fluido, bls	Producto	Velocidad (mpy)
1	12-Sep-10	10	200	7	20	LA3464C	8,68
2	28-Sep-10	10	150	7	10	LA3464C	
3	11-Oct-10	5	150	5,7	5	LA3464C	
4	30-Oct-10	5	150	7	5	LA3464C	3,37
5	14-Nov-10	5	150	7	5	LA3464C	
6	30-Nov-10	5	150	7	7	LA3464C	
7	20-Dec-10	5	150	9,1	10	LA3464C	4,10
8	19-Jan-11	5	150	9	10	LA3464C	1,62
9	19-Feb-11	5	150	11	10	CorrTron	9,02
10	26-Mar-11	5	150	13,4	10	LA3464C	5,90
11	5-May-11	5	150	13	10	LA3464C	4,39
12	4-Jun-11	5	150	24	10	LA3464C	3,11
13	4-Jul-11	5	150	14,6	10	LA3464C	3,75
14	4-Aug-11	5	150	19	10	LA3464C	2,12
15	3-Sep-11	5	150	19	10	LA3464C	6,36
16	2-Oct-11	5	200	25	10	LA3464C	7,22
17	16-Oct-11	5	200	25	10	LA3464C	
18	16-Nov-11	10	200	25	25	LA3464C	2,66
19	30-Dec-11	10	200	25	20	LA3464C	6,48
20	15-Jan-12	10	2100	250	20	LA3464C	

Como se observa el inicio del programa de tratamiento químico para este pozo fue el 12 de sept del 2010, antes no tenía ningún tipo de tratamiento resultando en varios servicios al pozo para cambio de componentes de la bomba que presentaban fallas por corrosión.

Al iniciar la aplicación se observa una disminución en la velocidad de corrosión, pero este parámetro no logra entrar dentro de los límites permisibles por el cliente. Para ellos la máxima velocidad de corrosión permitida en las operaciones es de 3 mpy un parámetro fijado por la empresa operadora. Se puede observar que el tratamiento por baches no es totalmente efectivo, teniendo en cuenta las altas

velocidades de flujo y la corrosividad del ambiente acuoso, por lo cual la película protectora generada por el producto no se mantiene por mucho tiempo.

De julio del 2010 a septiembre de 2010 se observa que los cupones presentan evidencia de corrosión por CO₂, y las tasas de corrosión siguen elevadas con valores promedio de 4 a 5 mpy.

Del 12-sept-2010 al 15-ene-2012 se puede observar que solo hay tres casos puntuales en los que la velocidad de corrosión pudo ser controlada y mantenida debajo de las 3 mpy, en el resto de casos la velocidad excede el parámetro y alcanza máximos de 9,02 mpy. A lo largo de este tratamiento se mantuvo una aplicación de inhibidor de incrustaciones a 30 ppm por capilar en fondo. No se obtienen problemas de depósitos en los pulling ni tampoco se observan depósitos en los cupones. Aunque el pozo no es incrustante las simulaciones de los índices de saturación, las evidencias en los pulling y los seguimientos en los cupones muestran la importancia de mantener esta aplicación para evitar problemas de este tipo en el futuro.

Es necesario considerar que se realiza un pre flujo con el fin de limpiar las paredes del casing y evitar pérdidas de producto que se pueda adherir al mismo y el posflujo realiza un barrido del producto que puede quedar pegado en las paredes de las tuberías. Las cantidades descritas en el cuadro de arriba fueron encontradas empíricamente, al inicio de la aplicación por baches en otros pozos se realizaron pre y pos flujos de 20 a 50 galones según los cálculos propuestos por el departamento técnico sin embargo, no se vieron resultados favorables y se procedió a aumentarlo hasta encontrar un equilibrio. Así se llegaron a las cantidades encontradas en el cuadro descriptivo de los baches realizados a este pozo.

3. IMPLEMENTACIÓN DE SCORTRON GR-175 CON RESULTADOS Y EVALUACIÓN

De acuerdo a las aplicaciones realizadas en pozos productores de la misma arena K3, se decide iniciar la aplicación del Scortron GR 175 (Producto dual) a una dosis de 42 ppm y entra en evaluación con cupones de corrosión. Esta dosis se mantendrá o variará de acuerdo a los resultados obtenidos con la aplicación del producto a esta dosis. Además esta dosificación es validada con las pruebas de laboratorio realizadas para evaluar la dosis que mantiene la película de aminas sobre la superficie de las tuberías y equipos.

Se decide aprovechar que este pozo tiene tendencia corrosiva e incrustante alta y que hay evidencias en los pulling realizados de una corrosión severa que presenta los componentes de la bomba electro sumergible A continuación la figura 7 muestra el estado del housing de la bomba retirado a finales del 2011.

Figura 7. Estado Housing de la bomba electrosumergible del pozo en 2011.



En la evaluación a realizar, es importante tener en cuenta que el producto se diluye debido al alto caudal de la bomba dosificadora disponible para la aplicación, por esta razón se realiza una dilución del producto al 50%, lo cual no afecta al componente activo ni al tratamiento manteniendo las ppm indicadas en la parte superior.

En la tabla 8 se describen los parámetros del pozo al inicio de la aplicación del producto al igual que la dosis determinada para el inicio de la prueba, adicional se observan los cambios en el programa de tratamiento desde el inicio de la aplicación del producto dual.

Tabla 8. Seguimiento aplicación Scortron GR-175.

Fecha de Instalación de cupon	Fecha de Retiro	Velocidad (m py)	Observaciones	Observaciones
27-feb-12	18-mar-12	0,0040	Febrero 27 de 2012: Se inicia aplicación de tratamiento Dual con Scortron GR175 a una dosis de de 42 ppm	Monitoreo con probeta
18-mar-12	23-mar-12	0.1561	Marzo 18 de 2012: Se baja la dosis de Scortron GR175 a 35 ppm	Monitoreo con probeta resultado del 25 al 29 de Marzo con 30 ppm 1.2921 mpy
25-mar-12	29-mar-12	1,2921	Marzo 23 de 2012: Se baja la dosis de Scortron GR175 a 30 ppm	Se iniciara Monitoreo con Cupón de Incrustación
03-abr-12	13-jun-12			Monitoreo con cupón de incrustación, cupón limpio MPD=0.20
13-jun-12	03-ago-12	0,0300	Marzo 23 de 2012: Se baja la dosis de Scortron GR175 a 25 ppm	
03-ago-12	17-sep-12		Pozo apagado del 13 - 18 de Agosto y del 01-03 de Septiembre.	Cupón de incrustación con 0,15 mpd

Como se observa, la aplicación inició con una dosis de 42 ppm y se optimizó a 25 ppm manteniendo una baja velocidad de corrosión e incrustación en el pozo. Se realiza seguimiento con análisis fisicoquímicos (conteos de hierro tanto en superficie como en formación), cupones gravimétricos, cupones de incrustación, probetas microcor y además se tiene acceso a los reportes de pulling realizados a este pozo para tener las evidencias y poder realizar los cambios requeridos en el tratamiento.

La aplicación requiere de los siguientes elementos:

- Un skid de inyección que incluye un tanque de 1000 litros de acero inoxidable por las características corrosivas del inhibidor de corrosión.
- Una bomba dosificadora electromagnética de alta presión, para la inyección del producto en fondo de pozo.
- Personal para realizar los trasiegos de química, verificar las tasas de inyección y monitorear el pozo.

Apenas se inició la aplicación el día 27 de febrero del 2012 se realiza instalación de probeta microcor con el fin de tener un seguimiento continuo de este pozo, en campo se tienen cronogramas de cambio de cupones (gravimétricos – incrustación) así como monitoreo de fisicoquímicos y velocidades de corrosión con probetas microcor. Esto da una idea de la eficiencia del tratamiento y los ajustes que sean necesarios.

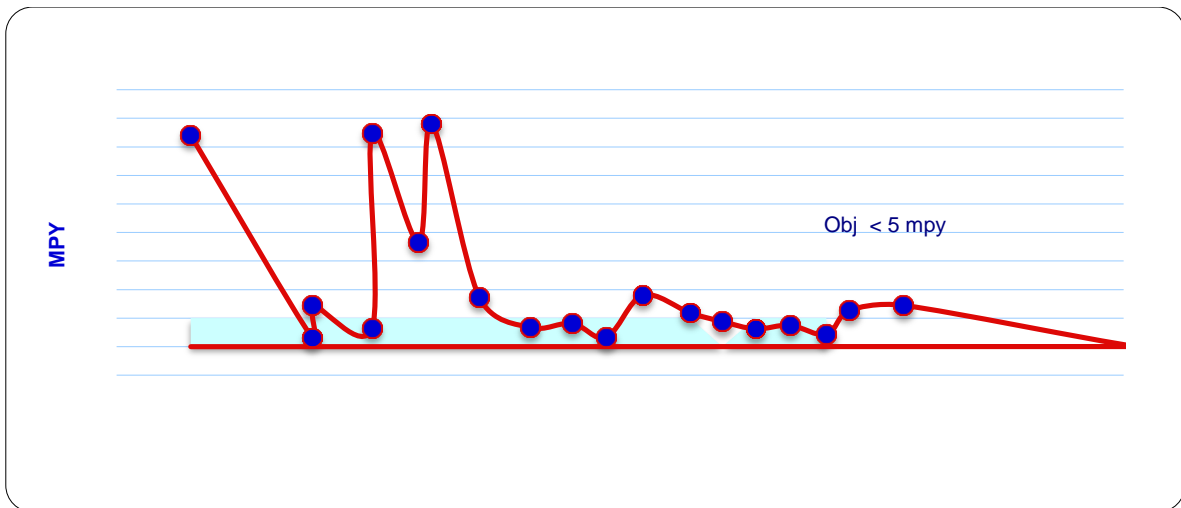
Las probetas microcor tienen la ventaja de dar lecturas bastante rápidas y en periodos de tiempo determinados, lo cual da una tendencia de la velocidad de corrosión en un corto tiempo para poder realizar los ajustes necesarios sin necesidad de esperar el resultado de un cupón que puede ser mínimo de un mes, como el periodo de tiempo es muy largo en el análisis de un cupón esto puede provocar daños graves en los equipos si no mantienen bajas las tasas de corrosión a tiempo. Sin embargo, los cupones son importantes porque muestran la morfología de la corrosión y con esto se puede identificar el tipo de daño que se esta generando y el agente que esta generando el desgaste del material.

3.1 Resultados.

Se puede observar una disminución considerable en las velocidades de corrosión evaluadas con cupones gravimétricos y con probeta Microcor. Además las tasas de depositación también muestran resultados menores a los identificados en el pozo antes de la aplicación del producto dual. Se hace necesario probar con diferentes concentraciones y a diferentes condiciones operacionales para determinar la eficiencia.

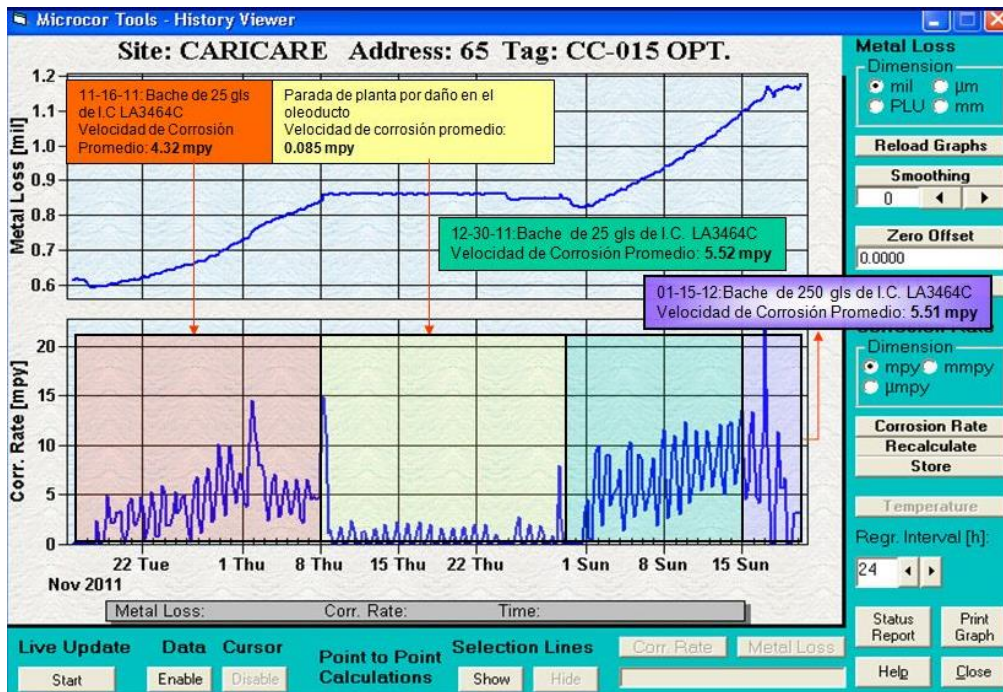
En las figuras 8 y 9 se presenta el consolidado de los resultados obtenidos en el pozo con el producto evaluado.

Figura 8. Tendencias tasas de corrosión del pozo.



Se observa una mejora significativa en las lecturas de velocidad de corrosion mpy (miles per year), desde el años 2012 se observa como el parametro entra de los limites de control (< 5 mpy).

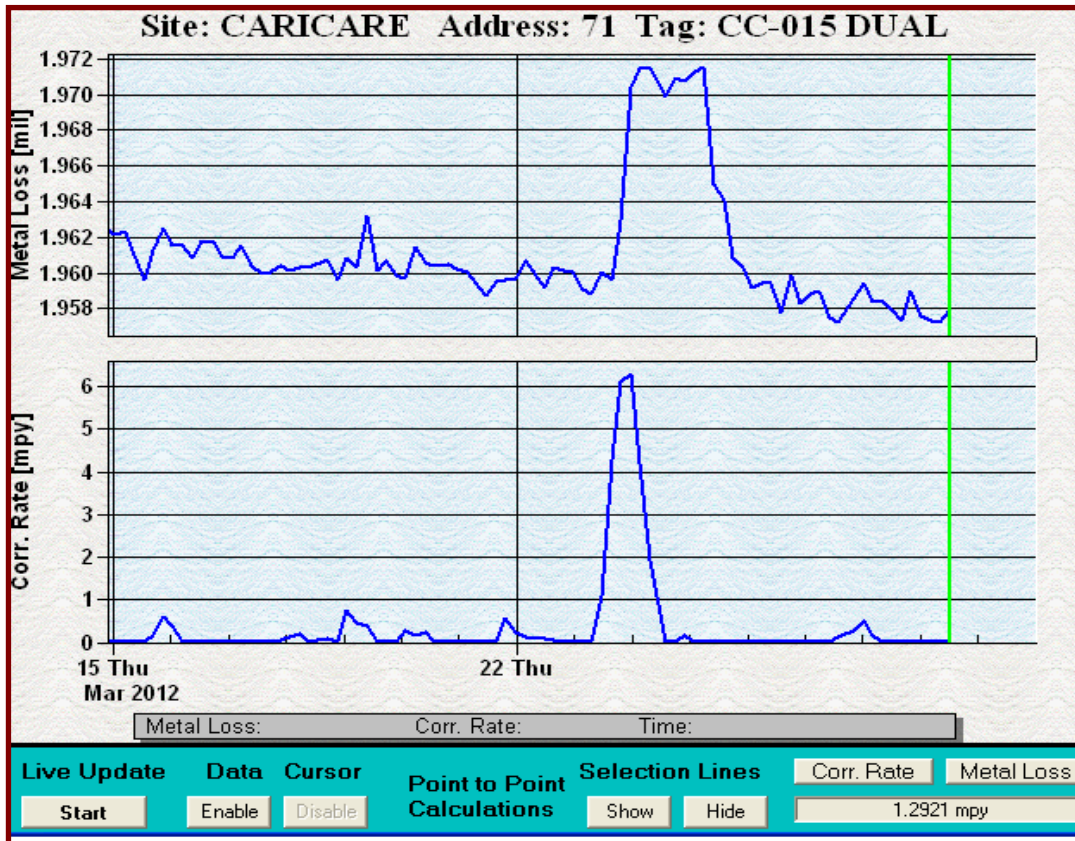
Figura 9. Velocidad de corrosión Microcor del 22 Nov – 15 Dic 2011.



En la gráfica se puede observar como el tratamiento no estaba teniendo control de las velocidades de corrosión, se encuentran picos superiores a 20 mpy. Esto estaba generando un rápido desgaste de los componentes de la bomba electrosumergible, generando muchos cambios de piezas en cortos periodos de tiempo.

Luego de la aplicación del Scortron GR-175, se puede ver una mejora sustancial en los resultados hasta ese momento obtenidos. Se alcanza un pico superior a 6 mpy, pero los valores promedio se mantienen mucho más bajos y en promedio la velocidad de corrosión con los primeros 15 días de aplicación continua en fondo de pozo es de 1,29 mpy entrando dentro de los parámetros establecidos (<3mpy).

Figura 10. Velocidad corrosión Microcor 15 – 30 Mar 2012.



3.2 Evaluación técnica.

El producto dual (Scortron GR 175), inhibidor de corrosión e incrustación demuestra ser eficaz para controlar estos fenómenos bajo las condiciones operacionales del pozo. Se puede observar una tendencia a la baja en las velocidades de corrosión e incrustación además de mantener buenos residuales de ambos productos. Es recomendado aplicar este producto para evitar daños mayores en los pozos que presenten comportamientos.

El manejo de producto es mucho más sencillo al solo realizar una aplicación, existe un ahorro en gastos operacionales, energéticos y de tiempo para los operadores de la facilidad.

Es de vital importancia hacer extensivo el uso del producto en los pozos que presentan este tipo de problemas y además tienen instalado capilar a fondo de pozo para poder hacer la aplicación en fondo de pozo, sin embargo, se están realizando pruebas para determinar la eficiencia del producto en baches por el anular, se propone realizar esta aplicación en pozos con producción relativamente bajas que tengan tendencias corrosivas e incrustantes bajas, esto de acuerdo al modo de acción de los productos. El inhibidor de corrosión que tiene una base de amina filmica, la cual genera una película sobre la superficie metálica impidiendo el contacto directo con el agente corrosivo y el inhibidor de incrustación que es base fosfatos y tiene como objetivo reaccionar con los sólidos suspendidos y disueltos y evitar la generación de productos como carbonato de calcio. Este producto debe ser aplicado preferiblemente en continuo para asegurar que todo el tiempo el agua tenga la dosis de fosfonato adecuada para impedir la generación de cristales de mineral causados por la acumulación de sólidos y partículas suspendidas.

El promedio de velocidad de corrosión antes del inicio de la aplicación del inhibidor de corrosión es aproximadamente 7 mpy y luego del inicio de la aplicación tenemos un promedio de 1 mpy. Antes con la aplicación del producto dual se presentan datos por debajo de las 3 mpy, sin embargo, hay varios datos que están por encima del parámetro de control de la operadora.

Con la aplicación del producto dual se tiene control de las tasas de corrosión e incrustación, con velocidades de corrosión menores a 3 mpy. Simultáneamente se tienen datos de velocidad de corrosión, medidas con probeta Microcor, este dispositivo tiene mayor precisión y durante los meses que se realizó seguimiento se observa que la velocidad de corrosión es mucho menor a 1 mpy.

En los cupones tampoco se observa ningún tipo de corrosión, así como tampoco se tiene evidencia de depósitos en los mismos.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

A continuación se puede observar la evaluación económica de la aplicación del Scortron GR 175 comparada con la aplicación de inhibidor de corrosión por baches en el anular y de inhibidor de incrustación en continuo por capilar en fondo de pozo.

El Scortron GR-175, posee la capacidad de inhibir la formación de elementos de naturaleza incrustante y de reducir el impacto de la corrosión asociadas al fluido de producción. Por problemas de facilidades para la inyección de más de un producto químico en fondo del pozo, se realizaba tratamiento contra la corrosión vía batch por espacio anular y contra la incrustación vía capilar en el pozo, que posee las dos características corrosivas como incrustantes.

La recomendación como una mejora continua a los procesos de control, fue la aplicación del producto Scortron GR-175 a fondo de pozo por medio de un capilar, siendo esta, la opción más eficiente seleccionada por la operadora.

A continuación se presenta el análisis técnico y económico de la aplicación del Scortron GR 175, como remplazo del tratamiento químico convencional.

4.1 Costos del tratamiento convencional.

4.1.1 Costos de los productos químicos.

En el siguiente cuadro se puede observar como el costo combinado de los productos, inhibidor de corrosión e inhibidor de incrustación en la aplicación anterior tiene un sobre costo comparado con la aplicación del Scortron GR-175 obteniendo ventajas con la aplicación de este por las menores tasas de corrosión, esta se traduce en mayores tiempo de vida de los equipos de subsuelo lo que conlleva a menos cambios de piezas y equipos para realizar los trabajos de pozo.

Tabla 9. Costos Químicos.

Producto	Tipo de aplicación	Costo cop\$/gal	Galones por aplicación (gal/mes)	Total (COP/mes)
Inhibidor de corrosión	Baches	27.300	150	4.095.000
Inhibidor de incrustación	Continuo	25.800	80	2.064.000
Costo mensual total tratamiento tradicional				6.159.000
Scottron gr 175	Continuo	48.000	120	5.760.000
Costo mensual total tratamiento producto dual				5.760.000

Tabla 10. Costos equipos y personal.

Costos equipos y mano de obra para cada aplicación (COP/Mes)	
Aplicación convencional	
SKID QUÍMICOS (Incluye contenedor en acero inoxidable para el producto químico y bomba de inyección)	100.000.000
CAMION DE VACIO (Incluye alquiler por 30 días calendario y operadores necesarios)	30.600.000
Operadores	1.600.000
Supervisor	450.000
Total	132.650.000
Aplicación producto dual	
SKID QUÍMICOS (Incluye contenedor en acero inoxidable para el producto químico y bomba de inyección)	100.000.000
Operadores	1.600.000
Total	101.600.000

Se observa que el costo por consumos de los productos químicos es más económico con la opción de producto dual propuesto en la presente monografía, además, es importante ver que los costos de equipos necesarios para la aplicación de los productos y mano de obra necesaria también es más baja que con la aplicación del inhibidor de corrosión en baches por el anular e inhibidor de incrustación continuo por capilar.

Se debe tener en cuenta que normalmente cuando no hay un buen control de los fenómenos de corrosión e incrustación, los componentes de las bombas electrosumergibles y la tubería sufren daños irreversibles que llevan a la realización de workover para reparar o reemplazar las partes averiadas.

Teniendo en cuenta que para un pozo de las características mencionadas en esta monografía, los daños se pueden presentar una vez por año se presenta la siguiente tabla donde se pueden observar el ahorro dependiendo de los días que tome la intervención en el pozo.

Tabla 11. Ahorro por producción en los días de workover (Precio petróleo WTI para el día 14/07/16).

Workover días	Producción BOPD	Total producción Barriles	Precio USD	Total USD
2	315	630	45,1	28.413,00
3	315	945	45,1	42.619,50
4	315	1260	45,1	56.826,00
5	315	1575	45,1	71.032,50
6	315	1890	45,1	85.239,00
7	315	2205	45,1	99.445,50

Se puede observar que el ahorro puede ser desde 28.000 USD aproximadamente hasta unos 99.000 USD. Este es otro punto a favor para la aplicación del producto dual.

5. CONCLUSIONES

El producto Scortron GR 175, inhibidor de corrosión e incrustación demostró ser eficaz para controlar estos fenómenos bajo las condiciones operacionales del pozo.

Se puede observar que se logra un runlife mayor del pozo, reduciendo considerablemente la cantidad de work over realizados y por consiguiente perdidas por producción.

Se logra mantener la velocidad de corrosión dentro del parámetro establecido y acordado con el cliente ($< 3\text{mpy}$), esto asegura un mayor runlife y ahorros significativos en la producción.

Se tiene una opción económicamente viable para el tratamiento de corrosión e incrustación, tanto que se inicia la aplicación en otros pozos que presentan este tipo de fenómenos. Actualmente el uso de este producto está extendido por todo el campo y es la solución más eficiente para el tratamiento en pozos que tienen altas tendencias corrosivas e incrustantes.

6. RECOMENDACIONES

Implementar la aplicación de productos en otros pozos que presenten la misma tendencia corrosiva e incrustante, con el fin de mejorar el costo y la eficiencia del tratamiento, manteniendo la integridad de los equipos y líneas de flujo.

Realizar periódicamente una simulación de las tendencias corrosivas e incrustantes de los fluidos aportados por las diferentes arenas productoras. Esto brinda información para determinar tratamientos preventivos y controlar la aplicación en los pozos que tengan tratamiento con el Scortron GR-175.

BIBLIOGRAFÍA

CHEN, P. et cols. Meeting the Challenges in Downhole Scale Control for High-Water-Production Horizontal Wells in an Environmentally Sensitive Part of the Norwegian North Sea. 2012 Disponible en: <http://www.linknovate.com/publication/meeting-the-challenges-in-downhole-scale-control-for-high-water-production-horizontal-wells-in-an-environmentally-sensitive-part-of-the-norwegian-north-sea-2480726/> recuperado el 17 de octubre de 2014.

CRABTREE, Mike. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. En: revista Oilfield Review. 1999. Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf consultado el 18 de noviembre de 2014

HAITAO, Fang et al., General CO₂ Corrosion in High Salinity Brines. Dean, Russ College of Engineering and Technology. 2006 Disponible en: https://etd.ohiolink.edu/!etd.send_file?accession=ohiou1163794555&disposition=inline consultado el 12 de noviembre de 2014.

KEMMER, Frank. The NALCO Water Handbook. New York St. Louis San Francisco Auckland 1988. McGraw-Hill Book Company.

ROBERGE, Pierre R. Handbook of Corrosion Engineering - Corrosion and anti-corrosives. McGraw Hill. New York St. Louis San Francisco Auckland 2000

TABLA NOMENCLATURA

BSW:	Agua y sedimentos totales
BOPD:	Barriles de aceite por día
BWPD:	Barriles de agua por día
BFPD:	Barriles de fluido por día
Mpy:	Milesimas de pulgada por año
MSCFPD:	Mil pies cubicos estandar
Ppm:	Partes por millon

ANEXOS

ANEXO A. REPORTE PULLING DEL POZO

WELL INFORMATION

INSTALLATION DATE :	28-abr-10
PULLING DATE :	28-abr-11
FAILURE DATE :	27-abr-11
OPERATION TIME :	350 Days
TIME INSTALLED :	365 Days
GENERAL PULLING CAUSE :	DOWNHOLE - GROUNDED
SPECIFIC PULLING CAUSE :	LOW INSULATION
FAILED COMPONENT :	MOTOR
FAILED SUBCOMPONENT :	LEADS/I BLOCK
GENERAL FAILURE CAUSE :	RESERVOIR/FLUIDS
SPECIFIC FAILURE CAUSE :	CORROSION

Main components damaged:

Pumps: Shaft turned smooth, shafts presented wear at bushing location. Impellers presented severe wear in skirt and vanes. Diffusers presented wear in its internal walls.

Intake: Sleeve presented moderate wear.

Seals: Housings external surfaces were found with possible corrosion. Upper seal's thrust components presented severe wear and lower mechanical seal was broken.

Motor: Housing and base external surface were found with **possible corrosion. Below I block presented signs of short** . Top leads was found with water inside protection.

Sensor: It did not pass the test.

Failure Root cause:

Well was out of operation due to electrical failure. the element that takes out of operation the ESP system was the motor. The failure happened due to damage for corrosion on the motor's housing and base, letting that the well fluid get into motor, causing the short circuit in the I-block.

Conclusions and Recommendations:

- The injection of Corrosion inhibitors done during well operation only protected till intake (see sheet failed component).
- Sample of motor's housing was sent to analysis.

EQUIPMENT INSPECTED

API Recommended Practice
11SI, 1995

Well **CC-015 #2**
COLOMBIA

OPERATION TIME **350 Days**

ISO 9002

EQUIPMENT	DESCRIPTION	SERIAL N°	CUMULATIVE STATOR TIME	PREVIOUS JOB
PUMP	40 P47 538 PMSXD H6	10686337		NEW
PUMP	40 P47 538 PMSXD H6	10686338		NEW
SEAL	GSC3 UT H6 CL6PFS AHL	31G-106299		ASSEMBLED
SEAL	GSB3 LT H6 AB SF SCL6	31G-106300		ASSEMBLED
INTAKE	GPINTARH6	11597262		NEW
MOTOR	KMH.304/1505/123	21K-88693		ASSEMBLED
SENSOR	CENTINEL	11614309		NEW

PULLING REASON : **DOWNHOLE - GROUNDED**

ATTACHMENTS :	• TEARDOWN SHEET :	<input type="checkbox"/> PUMP	<input type="checkbox"/> SEAL	<input type="checkbox"/> MOTOR	<input type="checkbox"/> INTAKE
	• TEST WORKSHEET :	<input type="checkbox"/> PUMP:(Curve)	<input type="checkbox"/> SEAL	<input type="checkbox"/> MOTOR	<input type="checkbox"/> MUESTRAS MAT FONDO

TEARDOWN EVALUATION

PUMPS 10686337 40P47 538 PMSXD H6 / 10686338 40P47 538 PMSXD H6

Both pumps were found in similar condition, Heads and bases were ok. Shaft turned smooth, shafts presented wear at bushing location. Impellers presented severe wear in skirt and vanes. Diffusers presented wear in its internal walls. Tungsten bushings were in good condition. 10686337: Housing external surface was ok, Shaft's extension was DN: 1" 15/32" UP: 29/32" within range. 10686338: Hosusing external surface was ok, Shaft extension was DN: 1" UP: 30/32" without range.

INTAKE 11597262 GPINTARH6

Holes were in good condition. Tungsten sleeve presented moderate wear.

SEALS 31G-106299 GSC3 UT H6 CL6PFS AHL / 31G-106300 GSB3 LT H6 AB SF SCL6

UPPER

Housings external surfaces were found with possible corrosion. Shaft extension was 1"17/32 within range. Lower mechanical seal was broken. All chambers presented well fluid in its interior. Thrust runner and thrust bearing presented severe wear. Shaft turned smooth. Shaft was ok. Guides, head and base bushings were Ok. The oil lubrication pump was destroyed. Bearing support's filter presented dark oil.

LOWER

Housings external surfaces were found with possible corrosion. Shaft extension was 13/32" within range, Shaft turned smooth, it was ok. Mechanical seals were ok. Chambers presented dark oil. Thrust components presented visual marks. Guides, head and base bushings were Ok. The oil lubrication pump was in good condition.

MOTOR 21K-88693 KMH.304/1505/123

Housing surface was found with possible corrosion, electrical readings were P-P=0,31 Ohms balanced and P-G=0MOhms, shaft extension was 1" 5/32" without range, oil was dark. Below I block presented signs of short. Top leads was found with water inside protection. Bushings in head and base were ok. Rotors and bearings were in good condition. Thrust components were ok. Shaft presented visual marks.

SENSOR 11614309 CENTINEL

Sensor did not pass the test. Water was evidenced inside it.

PUMPS 10686337 40P47 538 PMSXD H6 / 10686338 40P47 538 PMSXD H6



Head was ok



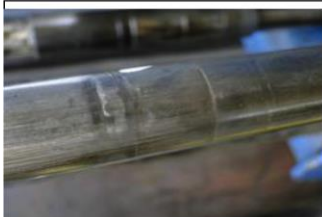
Diffusers presented moderate wear



Impellers presented severe wear in vanes and skirt



Tungsten carbide sleeves were ok



Shaft presented moderate wear at bushing location



Base was ok

INTAKE 11597262



Holes were ok



Sleeve presented moderate wear

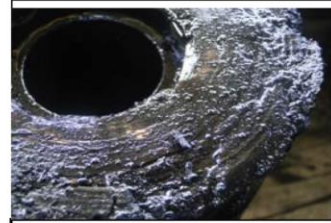
UPPER:



Head's bushing was ok



Part of lower mechanical seal was missed



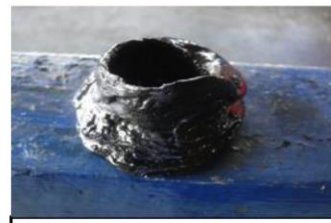
Thrust bearing showed severe wear



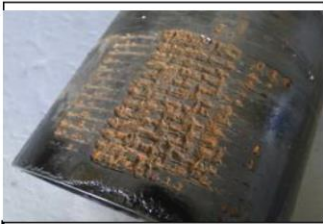
Thrust runner was found with severe wear



Shaft was ok



Oil lubrication pump was destroyed



Housings surface presented corrosion



LOWER:



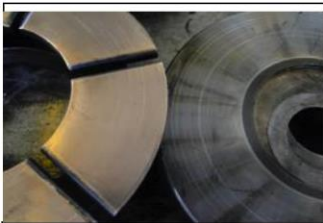
Base's bushing was ok



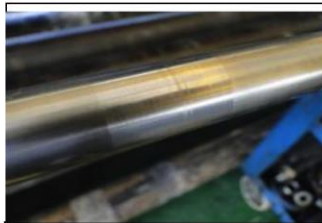
Mechanical seals were in good condition



Bag was torn



Thrust components presented visual marks



Shaft was ok



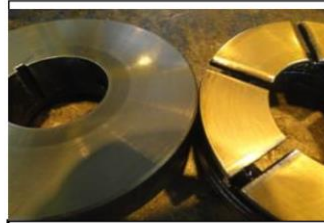
Housings surface presented possible corrosion



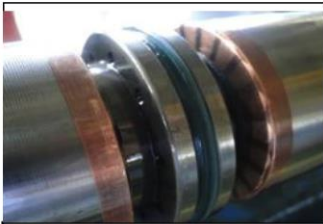
Head's bushing was ok



Below I block presented signs of short



Thrust components were in good condition



Rotors and bearings were in good condition



Base's bushing was ok



Shaft presented visual marks at bushing location



Housing's surface presented corrosion



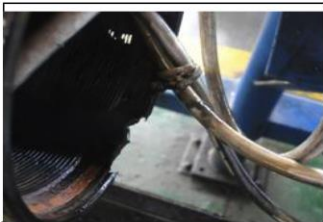
Motor's housing and base surface were found with corrosion



I Block showed signs of short



Top leads were found with water inside protection



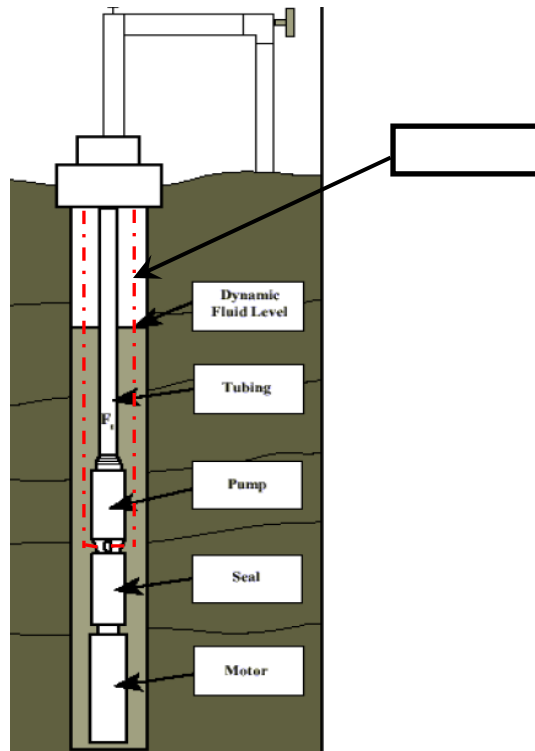
Housing's thread was damage



I Block showed signs of short



Top leads were found with water inside protection



ANEXO B. PARÁMETROS DE ANÁLISIS

Parámetro de Análisis	Método	Límite Detección	Incertidumbre	Resultado	Unidades
A-Potasio T ®	S.M. 3111-B	0.177	0.135	1,257.41	mg/L K
A-Selenio Traza	S.M. 3114-C	0.02	0.0038	9.16	µg/L Se
A-Sodio T ®	S.M. 3111-B	0.071	0.053	3,038.10	mg/L Na
A-Sólidos Disueltos Totales (TDS) ®	S.M. 2540-C	5	1.25	6985	mg/L
A-Sólidos Suspendidos Totales ®	S.M. 2540-D	5	1.17	29	mg/L
A-Sulfatos (Turb) ®	S.M. 4500 SO4-E	1.2	0.57	23.1	mg/L
A-Sulfuros ISE	S.M. 4500 S2-G	0.003	0.0004	0.070	mg/L S2-
A-Vanadio T ®	S.M. 3111-D	0.06	0.004	6.53	mg/L V
A-Zinc T ®	S.M. 3111-B	0.1	0.019	36.8	mg/L Zn

Parámetro de Análisis	Método	Límite Detección	Incertidumbre	Resultado	Unidades
A-Alcalinidad Total	S.M. 2320-B	1	0.097	226	mg/L CaCO3
A-Aluminio T	S.M. 3111-D	0.22	0.0046	7.21	mg /L Al
A-Arsenico Traza	S.M. 3114-C	0.05	0.008	639.60	µg/L As
A-Bario T	S.M. 3111-D	0.01	0.006	69.51	mg/L Ba
A-Bicarbonatos HCO3	S.M. 2320-B	1	0.4	2	meq/L HCO3
A-Cadmio T ®	S.M. 3111-B	0.004	0.001	42.070	mg/L Cd
A-Calcio T	S.M. 3111-D	1.0	0.072	2375.1	mg/L Ca
A-Carbonatos CO3	S.M. 2320-B	1	0.4	< 1	meq/L CO3
A-Cloruros (ISE)	SM 4500CI D	0.1	0.032	3650.0	mg/L
A-Conductividad (Laboratorio) ®	S.M. 2510-B	1.2	0.242	9440.0	µ S/cm
A-Cromo T ®	S.M. 3111-B	0.105	0.042	0.137	mg/L Cr
A-Densidad	ASTM D	0.001	0.0003	1.102	g/cm3 : 25°C
A-DQO Colorimétrico ®	S.M. 5220-D	4	2.42	1045	mg/L O 2
A-Dureza de Calcio	S.M. 2340-B	0.03	0.0025	5937.76	mg/L CaCO3
A-Dureza de Magnesio	S.M. 2340-B	0.02	0.005	1978.46	mg/L CaCO3
A-Estroncio T	S.M. 3111-D	0.01	0.0021	1.01	mg/L Sr
A-Fenoles (Alto Rango) ®	S.M. 5530-D	0.01	0.008	8.45	mg/L Fenol
A-Hidrocarburos Totales (TPH Grav)	S.M. 5520-F	0.5	0.0143	10.8	mg/L
A-Hierro D ®	S.M. 3111-B	0.097	0.09	48.899	mg/L Fe
A-Hierro T ®	S.M. 3111-B	0.097	0.09	97.798	mg/L Fe
A-Magnesio T ®	S.M. 3111-B	0.05	0.039	403.77	mg/L Mg
A-Mercurio total	S.M. 3112-B	0.1	0.012	15.5	µg/L Hg
A-pH (Laboratorio) ®	S.M. 4500 H+B	0.50	0.39	6.91	UNIDADES
A-Plata T	S.M. 3111-B	0.01	0.0023	0.20	mg/L Ag
A-Plomo T ®	S.M. 3111-B	0.01	0.003	0.97	mg/L Pb