

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE MONITOREO Y ANÁLISIS DE CORROSIÓN
DEL SISTEMA DE INYECCIÓN E INCRUSTACIONES EN POZOS
PRODUCTORES DEL CAMPO TIBÚ**

Luis Carlos Bueno Patarroyo

Yady Senayda García Castillo

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2011

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE MONITOREO Y ANÁLISIS DE CORROSIÓN
DEL SISTEMA DE INYECCIÓN E INCRUSTACIONES EN POZOS
PRODUCTORES DEL CAMPO TIBÚ**

Luis Carlos Bueno Patarroyo

Yady Senayda García Castillo

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

Ingeniero Químico

Director

Dr. Dionisio Laverde Cataño

Codirector

Ing. Carmen Cecilia Montagut

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A DIOS dueño de mi vida, fuente inagotable de fe, amor y humildad con la cual he tratado de realizar todos mis propósitos. A mis padres Cecilia y Ramiro, quienes con su amor, comprensión y continuo apoyo hicieron que todas aquellas metas que me había propuesto conseguir fueran posibles. A mis hermanos Diego y Sergio por su apoyo incondicional. A mis abuelos y tíos que de una forma u otra soñaron conmigo este proyecto de vida. A María C, por su cariño, comprensión, ayuda, gracias por estar tan cerca de mí.

Luis Carlos

A DIOS presente en cada decisión tomada a lo largo de mi vida y brindarme las experiencia que requiero para ser cada día mejor persona. A mis padres por su apoyo, confianza y ser mis modelos a seguir. A mis tíos quienes han sido cordiales amigos. A mis amigos quienes han sido mi segunda familia, por compartir conmigo cada paso y ser testigos de mi formación.

Yady

AGRADECIMIENTOS

De manera conjunta los autores agradecemos a aquellas personas que colaboraron en la realización de este trabajo:

A la Ingeniera Carmen Montagut, quien nos ha dado los mejores aportes a través de la dirección de este proyecto. A Ecopetrol S.A. por habernos permitido y compartir experiencias sobre la industria del petróleo y al profe Dionisio por su colaboración.

De manera personal quiero agradecer a mi familia y en especial a mi tío Mauricio Patarroyo, por su respaldo, motivación y por ser un ejemplo a seguir tanto personal como profesionalmente.

Luis Carlos.

Mis sinceros agradecimientos a mi madre por brindarme su orientación en el momento oportuno, a Luis Carlos por su apoyo durante la realización del proyecto y a la ingeniera Carmen por permitirme trabajar a su lado.

Yady García.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	16
2. OBJETIVOS	18
3. MARCO TEÓRICO	19
3.1 Corrosión.....	19
3.2 Corrosión por CO ₂	19
3.3 Incrustaciones.....	20
3.4 Incrustaciones por carbonato de calcio (CaCO ₃).....	21
4. METODOLOGÍA	22
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	24
5.1 Selección e identificación de los pozos productores y puntos vulnerables	24
5.2 Selección de la estación de inyección	25
5.3 Selección del metodo de medición y pruebas a realizar	25
5.4 Identificación del punto o puntos de muestreo y frecuencias de toma de muestras.....	26
5.4.1 Esquemas con el detalle de la ubicación de los portacupones para el monitoreo de incrustación en pozos productores.....	27
5.4.2 Esquemas con el detalle de la ubicación de los portacupones para el monitoreo de corrosión en el sistema de inyección.	29
6. PLAN DE TRABAJO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDICIÓN.	32
8. CONCLUSIONES	36
9. BIBLIOGRAFÍA	37
10. ANEXOS.....	39

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diseño Pozo: T-032.....	28
Figura 2. Diseño Pozo: T-103.....	28
Figura 3. Diseño Pozo: T-124.....	29
Figura 4. Diseño Pozo: T-129.....	29
Figura 5. Diseño Pozo T-347.....	29
Figura 6. Detalle de tubería a la salida del tanque de desarenado	30
Figura 7. Detalle de tubería salida tanque de almacenamiento.....	31

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Fallas de bomba en los pozos seleccionados.	24
Tabla 2. Descripción de la ubicación de portacupones.	27
Tabla 3. Plan de trabajo para la implementación de los puntos de medición. ...	32
Tabla 4. Costos de implementación.	34

LISTA DE FOTOS

	Pág.
Foto 1. Pozo: T-032	28
Foto 2. Pozo: T-103	28
Foto 3. Pozo: T-124	29
Foto 4. Pozo: T-129	29
Foto 5. Pozo T-347	29
Foto 6. Ubicación portacupón a la salida del tanque de desarenado	30
Foto 7. Tubería salida tanque de almacenamiento.....	31

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Análisis de falla de pozos y desarme de bombas.....	40
ANEXO B. Caracterización de agua de inyección de campo Tibú.	46
ANEXO C. Instructivo para la medición de corrosión mediante cupones.	
ECP – VPR – I – 022	47
ANEXO D. Ingeniería sistema de inyección estación J-25.	59
ANEXO E. Instructivo para la instalación y remoción de cupones retractiles	
ECP – VPR – I – 007	61

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE UN SISTEMA DE MONITOREO Y ANÁLISIS DE CORROSIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN E INCRUSTACIONES EN POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO TIBÚ.*

AUTORES: BUENO PATARROYO Luis Carlos, GARCÍA CASTILLO Yady Senayda.**

PALABRAS CLAVES: Corrosión, Incrustaciones, Cupones, Portacupones, Monitoreo.

Uno de los problemas frecuentes en los campos petroleros es el deterioro de sus equipos a causa de fenómenos como la corrosión e incrustaciones generadas por los componentes del crudo y las condiciones a las cuales se transporta, ocasionando paradas de producción que conllevan a pérdidas significativas a la industria petrolera. El campo Tibú - Ecopetrol ha tenido problemas a causa de estos fenómenos y se hace necesario prevenirlos y controlarlos para extender la vida útil de los equipos y tuberías, de esta manera se garantiza la continuidad operativa del sistema de recobro secundario.

El control y mitigación de estos fenómenos requiere de un monitoreo interno previo en los sistemas de inyección de agua y de extracción de crudo para establecer los agentes que originan estos fenómenos. Se revisaron de los desarmes de bombas y se encontró que estas presentaban deterioro por incrustaciones de carbonato de calcio y el análisis físico químico del agua de inyección de las estaciones evidenció que el componente CO₂ excede los niveles recomendados.

En el presente proyecto se plantea una estrategia de monitoreo de la corrosión e incrustaciones, para disminuir la velocidad de corrosión de los componentes del sistema de inyección de agua (Bombas, líneas, accesorios, vasijas), al igual que la formación de incrustaciones en los sistemas de extracción de pozos productores del Campo Tibú, utilizando la tecnología de medición de cupones retractiles y elaborando una estrategia de monitoreo, con el fin de medir los parámetros relevantes que ocasionan los fenómenos de corrosión e incrustación para una posterior mitigación.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Dr. Dionisio Laverde Cataño. Codirector: Ing. Carmen Cecilia Montagut.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF A MONITORING AND ANALYSIS OF CORROSION IN THE SYSTEM OF INJECTION AND SCALING IN WELLS PRODUCERS FIELD TIBU.*

AUTHORS: BUENO PATARROYO Luis Carlos, GARCÍA CASTILLO Yady Senayda.**

KEY WORDS: Corrosion, Scale, coupons, coupon holders, Monitoring.

One of the most common problems in the oil fields is the deterioration of its equipment due to phenomena such as corrosion and fouling generated by oil components and conditions of transport, causing downtime which leads to significant losses to the oil industry. Tibú fields - Ecopetrol has struggled due to this phenomena and order to extend the life of the pipes and equipment, thus ensuring the continued operation of the secondary recovery system.

The control and mitigation of these phenomena requires a monitoring prior internal system for water injection and oil extraction to determine the agents which cause these phenomena. We reviewed the disarming of bombs and found that these showed deterioration from incrustations of calcium carbonate and physical-chemical analysis of water injection stations CO₂ showed that the component exceeds the recommended levels.

This project proposes a strategy for monitoring the corrosion and fouling in order to decrease the corrosion of the water injection system components (pumps, lines, fittings, vessels), as well as the formation of fouling extraction systems Tibú Field production wells, using coupons measurement technology and developing a monitoring strategy in order to measure the relevant parameters that cause the corrosion phenomena and fouling for further mitigation.

* Industrial Internship.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Dr. Dionisio Laverde Cataño. Co-director: Ing. Carmen Cecilia Montagut.

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas frecuentes en los campos petroleros es el deterioro de sus tuberías y equipos a causa de la corrosión e incrustaciones generadas por los componentes del crudo y las condiciones a las cuales se transporta, ocasionando paradas de producción que conllevan a pérdidas significativas a la industria petrolera.

La implementación de estrategias para controlar y mitigar los daños ocasionados en los sistemas de producción y distribución, requieren un monitoreo interno previo, el cual permite conocer las condiciones del fluido y llevar un registro histórico útil para evaluar la integridad de los componentes de estos sistemas, generando confiabilidad en las operaciones y ahorro a largo plazo.

El campo Tibú - Ecopetrol ha tenido problemas a causa de fenómenos de corrosión e incrustaciones y se hace necesario prevenirlos y controlarlos para extender la vida útil y así optimizar el mantenimiento correctivo y preventivo de equipos de sistemas de inyección y líneas de producción para asegurar la continuidad operativa de los sistemas de recobro secundario y con ello la presurización del yacimiento apuntando al logro de las metas de producción.

El análisis fisicoquímico del agua de inyección del campo Tibú de la superintendencia de operaciones Tibú, evidencian que el componente CO_2 excede los niveles recomendados para un agua de inyección, también se presenta desgaste y taponamiento en los sistemas de extracción de los pozos productores, ocasionado por incrustaciones de carbonato de calcio, haciendo necesario el cambio de tuberías, bombas y accesorios de los pozos.

El interés de este proyecto es plantear una estrategia de monitoreo de la corrosión e incrustaciones, para medir la velocidad de corrosión de los componentes del sistema de inyección de agua (Bombas, líneas, accesorios, vasijas), al igual que la formación de incrustaciones en los sistemas de extracción de pozos productores del Campo Tibú, para mejorar la vida útil de estos sistemas.

Para el diseño se seleccionó una estación de inyección y 5 pozos productores con alto índice de incrustación y corrosión. Posteriormente se hizo una revisión de las facilidades que ofrecía el campo para la instalación del sistema de monitoreo teniendo en cuenta las especificaciones dadas por la literatura.

El monitoreo será realizado mediante cupones retractiles y se elabora una estrategia de monitoreo, con el fin de medir los parámetros relevantes que ocasionan los fenómenos de corrosión e incrustación para una posterior mitigación.

2. OBJETIVOS

- General:

Diseñar un piloto para el monitoreo y análisis del fenómeno de corrosión de los componentes del sistema de inyección y la formación de incrustaciones en el sistema de producción en Campo Tibú.

- Específicos:

- ✓ Definir los estudios a realizar para medir la velocidad y tipo de corrosión.
- ✓ Establecer la ubicación del sistema de monitoreo de la corrosión y formación de incrustación.
- ✓ Generar un plan de monitoreo, protocolos y especificaciones técnicas para llevar a cabo el monitoreo y análisis de los fenómenos de corrosión e incrustaciones.
- ✓ Realizar un análisis económico del diseño del sistema de monitoreo, estableciendo costos y riesgos.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 Corrosión

La corrosión puede ser definida como la destrucción de metales por una reacción química o electroquímica en un entorno dado, esta requiere cuatro componentes primarios: un ánodo, un cátodo, un electrolito y una conexión entre el ánodo y el cátodo. El ánodo y el cátodo pueden encontrarse sobre diferentes superficies metálicas unidas por una conexión exterior o pueden estar ambos localizados sobre la misma superficie metálica, no requiriendo conexión externa [1].

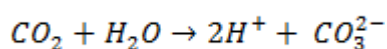
La corrosión se clasifica en dos grandes clases: general o localizada. En la corrosión general la superficie del material se desgasta uniformemente, permitiendo la predicción del tiempo de vida del material en un ambiente dado. En la corrosión localizada, el material se desgasta en una pequeña zona lo cual dificulta tanto la detección como la predicción del fenómeno. [1].

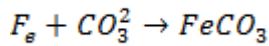
3.2 Corrosión por CO₂

La corrosión en fase acuosa por CO₂ del acero al carbono es un proceso electroquímico donde ocurre una disolución anódica de hierro y la liberación catódica de hidrógeno [2].

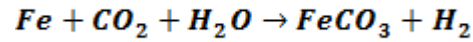
Cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua forma ácido carbónico, reduciendo el pH del agua e incrementando su corrosividad. Este no es tan corrosivo como el oxígeno pero usualmente causa picaduras. La corrosión causada por el dióxido de carbono es comúnmente denominada "Corrosión Dulce" y es un tipo de corrosión generalizada [2].

La disociación del dióxido de carbono procede como sigue:





La reacción general es:



Durante estas reacciones se generan incrustaciones o costras de $FeCO_3$, que pueden ser protectoras o no protectoras dependiendo de las condiciones en las que se forman [2].

Las variables que influyen en la corrosión por CO_2 son [2]:

- El aumento de la presión parcial del CO_2 , aumenta su solubilidad en la solución.
- El pH de las soluciones que producen corrosión por CO_2 generalmente oscila entre 3 y 6.
- Cuando la temperatura se encuentra entre 20 y 40 °C, la velocidad de corrosión es baja, mientras que cuando la temperatura está en el intervalo de 60 a 80 °C, la velocidad de corrosión se incrementa por el efecto que tiene la temperatura sobre la cinética de la reacción.
- El agua que generalmente acompaña al crudo puede contener sales disueltas de diferentes tipos que incluyen carbonatos, cloruros y sulfatos de metales; estos disminuyen la solubilidad del CO_2 en la solución.
- La velocidad del fluido tiene un efecto directo sobre la transferencia de masa de las diferentes especies. Una mayor velocidad del fluido acelera el intercambio de especies entre el seno de la solución y la superficie metálica.

3.3 Incrustaciones

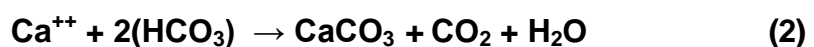
Las incrustaciones o "scale" son compuestos resultantes de la precipitación y cristalización de iones minerales presentes en el agua que está asociada en

yacimientos de petróleo. Las incrustaciones se forman cuando los iones presentes en el agua asociada al petróleo crudo, sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución, de esta manera se unen y se precipitan formando depósitos sólidos como clusters o racimos, que irán uniéndose y formando un cristal (partícula microscópica). Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes que se van uniendo y llegan a formar las costras o incrustaciones, las cuales se pueden apreciar a simple vista y se adhieren a la estructura que las contiene [3].

Las incrustaciones que se forman en corto tiempo son frágiles, porosas y de fácil remoción, pero las que se forman durante largo tiempo se endurecen de tal manera que parece roca adherida a la tubería, con lo cual se hace muy difícil su remoción [3].

3.4 Incrustaciones por carbonato de calcio (CaCO₃)

La incrustación de carbonato de calcio o calcita, es frecuentemente encontrada en operaciones de campos petroleros. El carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ion calcio, ya sea con el ion carbonato o bicarbonato, como se muestra a continuación en las ecuaciones 1 y 2 [3]:



La solubilidad del carbonato de calcio es ampliamente influenciada por la presión parcial del CO₂, temperatura y concentración de sales en la solución [3]:

- La cantidad de CO₂ que se disolverá en el agua es proporcional a la presión parcial del CO₂ en el gas sobre el agua, si la presión del sistema o el porcentaje de CO₂ en el gas aumenta, la cantidad de CO₂ disuelto en el agua también aumentará.
- La cantidad de CO₂ presente en el agua afecta su pH y la solubilidad del carbonato de calcio. A más bajo pH, es menos probable que la

precipitación ocurra; lo contrario, a más alto pH, es más probable que esta ocurra.

- El carbonato de calcio llega a ser menos soluble a medida que la temperatura aumenta.
- La solubilidad del carbonato de calcio aumenta a medida que el contenido de sales disueltas en el agua aumenta.

4. METODOLOGÍA

A continuación se describe la metodología dividida por etapas:

4.1 Revisión bibliográfica: En esta etapa se revisó la información existente a nivel de industria sobre las teorías de corrosión e incrustación, técnicas o tecnologías aplicadas para su medición, pruebas de laboratorio para identificar las variables que gobiernan estos fenómenos enfocados en la rama de los hidrocarburos específicamente orientada al área de producción.

4.2 Identificación de la estación de inyección y pozos productores en los cuales se realizará el piloto: En esta etapa se identificó la estación de inyección más representativa del campo con problemas de corrosión y los pozos productores con alto índice de formación de incrustaciones, para esto se revisaron los informes de desarmes de bombas y una caracterización fisicoquímica del agua de inyección los cuales fueron proporcionados por Ecopetrol.

4.3 Estudio del tipo de corrosión y naturaleza de las incrustaciones: En esta etapa se definieron los agentes o actores influyentes que originan corrosión e incrustaciones en los equipos y sistemas del piloto, con base en la revisión bibliográfica, información operacional, datos de diseño, caracterización

del agua de inyección y revisión de históricos de desarmes de bombas y fallas en líneas.

4.4 Técnicas y tecnologías de medición: Con base a los parámetros identificados que generan la corrosión e incrustación, se investigó acerca de tecnologías efectivas para medir estos fenómenos, se realizó el cruce de información con otros campos vinculados a Ecopetrol, y se examinaron las diferentes estrategias adoptadas y la efectividad de sus mediciones.

4.5 Diseño del sistema de monitoreo: En esta etapa se realizó una visita al campo Tibú, donde se determinaron las facilidades de instalación de la técnica de monitoreo seleccionado, teniendo en cuenta los parámetros que requiere el método de medición y lo propuesto en la norma NACE RP 0775, donde se especifican los factores principales para medición de corrosión [11].

Se estableció la ubicación estratégica de la tecnología de monitoreo para los pozos productores y sistema de inyección seleccionados anteriormente. También se definieron las pruebas de laboratorio necesarias para evaluar variables influyentes en los fenómenos de corrosión e incrustaciones.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Selección e identificación de los pozos productores y puntos vulnerables.

Los pozos fueron seleccionados basados en los informes de los análisis de falla de los pozos y de desarme de bombas, donde se especificaban los daños y las causas de falla, desde diciembre del 2010 hasta febrero del 2011 (**Anexo A**).

Se determinó que los puntos más vulnerables en los pozos seleccionados son las bombas y las tuberías. Los pozos seleccionados, según la frecuencia de fallas ocasionadas por incrustaciones como se puede observar en la tabla 1, fueron: T-129, T-032, T-124, T-103, T-347 del sector sur¹.

Tabla 1. Fallas de bomba en los pozos seleccionados.

POZO	NUMERO DE FALLAS EN BOMBA
T-032	2
T-347	3
T-129	9
T-103	2
T-124	2

Fuente: Los autores.

¹ Nomenclatura utilizada en Ecopetrol para referirse a los pozos productores en el campo Tibú.

5.2 Selección de la estación de inyección.

La selección de la estación de inyección se realizó por medio de una caracterización de agua de inyección a cada una de las estaciones, según la norma NACE TMO 173, un agua con buenas características debe cumplir valores como: ausencia de H₂S, O₂ disuelto menor de 1 ppb, CO₂ menor de 10 mg/l, Fe⁺⁺ menor a 1 ppm y turbidez menor a 2.0 NTU [12].

Como resultado de la caracterización se observó que el agua de inyección es de buena calidad; sin embargo, el componente CO₂ de la estación de inyección J-25², se encuentra en una concentración de 20 mg/l, superior al margen permisible de 10 mg/l y amerita ser monitoreada, por tal razón fue seleccionada. **(Anexo B)**.

Durante la visita al campo Tibú se establecieron puntos vulnerables de la estación J-25³ como: salida del tanque de inyección (tubería, filtros, bombas, accesorios), debido al contenido de CO₂ disuelto y liberado por choques en cambios de dirección del flujo.

5.3 Selección del método de medición y pruebas a realizar.

La selección del método a utilizar se realizó mediante el cruce de información con otros campos aledaños a campo Tibú, pertenecientes a la gerencia de Ecopetrol, con el fin de observar tecnologías aplicadas para la medición de corrosión e incrustación con resultados eficientes en estos campos y adoptarlas.

El monitoreo se realizará utilizando la técnica de materiales de exposición, utilizando portacupones retráctiles y cupones de sacrificio, los cuales deben ser

² Nomenclatura utilizada en Ecopetrol para referirse al sistema de inyección en el campo Tibú.

³ Nomenclatura utilizada en Ecopetrol para referirse al sistema de inyección en el campo Tibú.

del mismo material del sistema a medir, en este caso de acero comercial, según lo establece la norma NACE RP 0775 [11].

Para la medición de los cupones se realizarán pruebas morfológicas de corrosión e incrustación, examinando las capas de los productos de corrosión formados sobre ellos y se realizarán los ensayos necesarios para determinar su composición, consistencia y densidad. Posterior a esto se realiza la prueba gravimétrica, se implementará el instructivo para la medición de corrosión mediante cupones elaborado por integridad técnica – ICP. ECP – VPR – I – 022 **(Anexo C)**.

5.4 Identificación del punto o puntos de muestreo y frecuencias de toma de muestras.

La ubicación del cupón se debe realizar teniendo en cuenta que el flujo de fluido tenga una elevada velocidad, la ubicación será aguas abajo con posible entrada de oxígeno, y donde haya cambios de dirección y de flujo [5].

Para monitorear incrustaciones se ubicará el porta-cupón lo más cercano posible al cabezal del pozo, garantizando que el cupón esté en dirección perpendicular al flujo.

La ubicación de los cupones medidores de corrosión en el sistema de inyección se realizará cercano a la salida del pozo inyector y a la salida del tanque de almacenamiento para tener en cuenta el efecto del oxígeno disuelto en el agua que pueda absorberse durante el paso por este tanque, en este se asegura que el cupón esté ubicado en dirección paralela al flujo.

5.4.1 Esquemas con el detalle de la ubicación de los portacupones para el monitoreo de incrustación en pozos productores.

Teniendo en cuenta los criterios descritos en el numeral anterior y las facilidades presentadas en cada pozo la ubicación del portacupón se muestra en la tabla 2:

Tabla 2. Descripción de la ubicación de portacupones.

POZO PRODUCTOR	UBICACIÓN DE PORTACUPON	RECOMENDACIONES
T-032	Primer codo a la salida del cabezal, a 5 pulgadas de la válvula de seguridad.	
T-103	Primer codo a la salida del cabezal, a 10 pulgadas de la válvula de seguridad.	Adicionar un codo para destensionar la tubería.
T-124	Primer codo a la salida del cabezal de pozo, a 5 pulgadas de la válvula de seguridad.	
T-129	TEE ubicada a la salida del cabezal, a 5 pulgadas de la válvula de seguridad,	Extender la tubería e instalar un codo adicional para destensionarla.
T-347	En la TEE a la salida del cabezal de pozo a 1,5 pies de la válvula de seguridad.	

Fuente: Los autores.

A continuación se muestra de forma detallada en los esquemas el diseño de la ubicación del sistema de monitoreo en los pozos seleccionados:



Foto 1. Pozo: T-032. Fuente: Los autores.

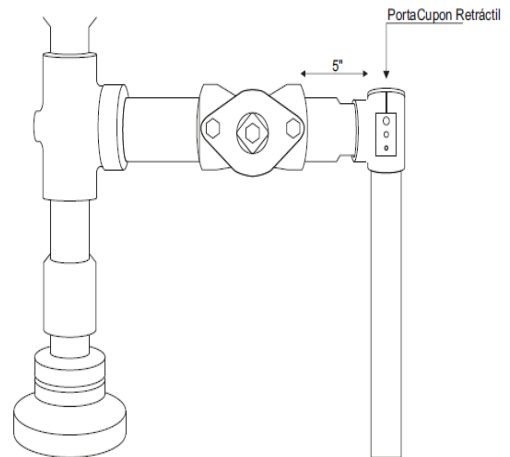


Figura 1. Diseño Pozo: T-032. Fuente: Los autores.



Foto 2. Pozo: T-103. Fuente: Los autores.

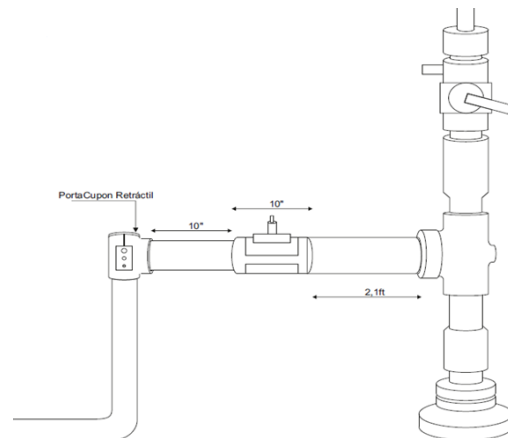


Figura 2. Diseño Pozo: T-103. Fuente: Los autores.

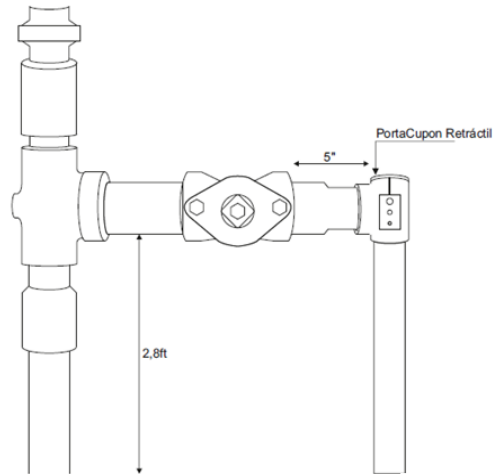
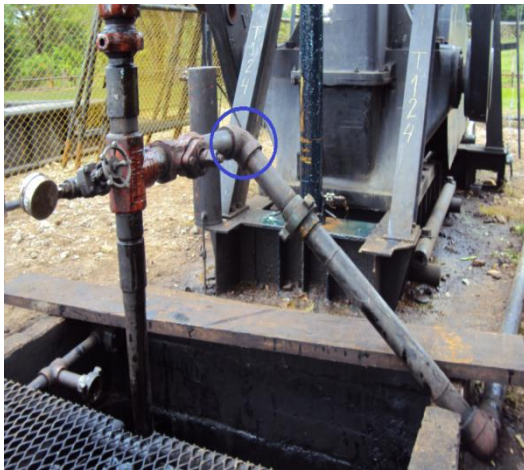


Foto 3. Pozo: T-124. Fuente: Los autores. **Figura 3.** Diseño Pozo: T-124. Fuente: Los autores.

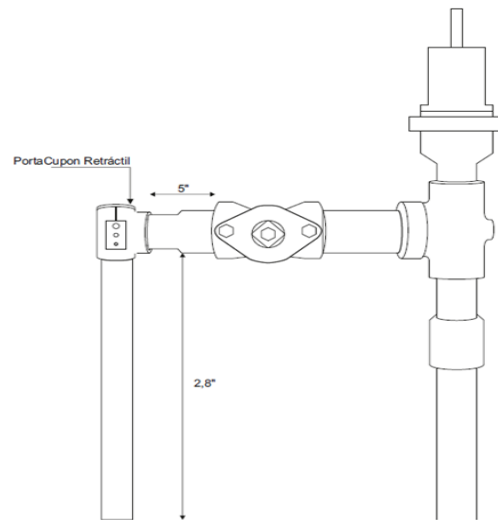


Foto 4. Pozo: T-129. Fuente: Los autores. **Figura 4.** Diseño Pozo: T-129. Fuente: Los autores.

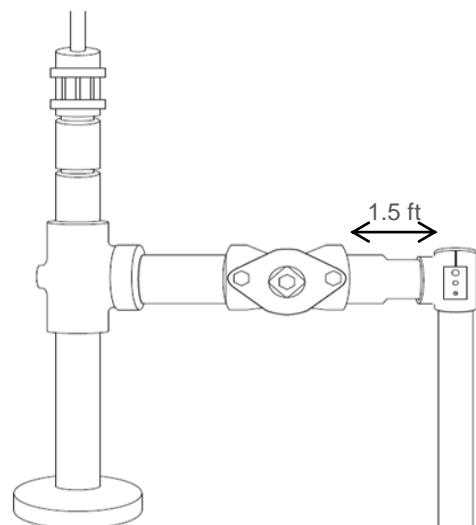


Foto 5. Pozo T-347. Fuente: Los Autores. **Figura 5.** Diseño Pozo T-347. Fuente: Los autores.

5.4.2 Esquemas con el detalle de la ubicación de los portacupones para el monitoreo de corrosión en el sistema de inyección.

Se instalarán dos portacupones para el monitoreo de corrosión ubicados a la salida del pozo inyector. Para tener una mejor perspectiva a cerca del sistema de inyección se anexa el plano isométrico de este (**anexo D**).

A continuación se muestra de forma detallada el diseño de la ubicación del sistema a de monitoreo en el sistema de inyección de agua seleccionado:

- a. **Ubicación primer portacupón.** Se encontró la facilidad de ubicar el porta cupón a la salida del tanque de desarenado, garantizando que el flujo sea paralelo al cupón. A continuación se muestra en detalle la ubicación:



Foto 6.Ubicación portacupón a la salida del tanque de desarenado. Fuente: Los autores.

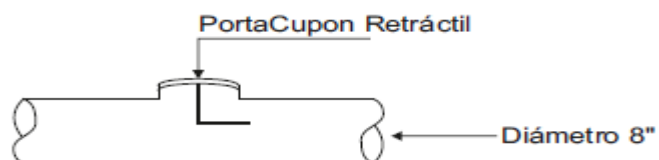


Figura 6. Detalle tubería a la salida del tanque de desarenado. Fuente: Los autores.

- b. **Ubicación segundo portacupón.** A la salida del tanque se encontró la facilidad de instalar un segundo porta cupón antes de los filtros, en el segmento de tubería que se muestra a continuación:



Foto 7. Tubería de salida tanque de almacenamiento. Fuente: Los autores.

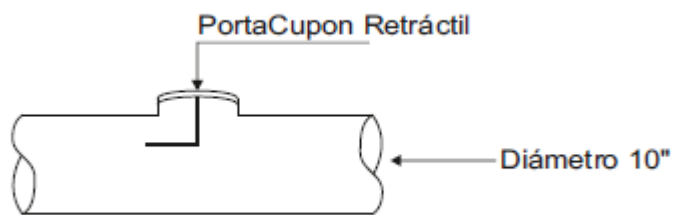


Figura 7. Detalle de tubería salida tanque de almacenamiento. Fuente: Los autores.

6. PLAN DE TRABAJO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDICIÓN.

A continuación se propone el plan de trabajo para la implementación del sistema de monitoreo, describiendo en la tabla 3: actividades, recursos, personal responsable y resultados que se deben obtener en cada uno de los pasos a seguir.

Tabla 3. Plan de trabajo para la implementación de los puntos de medición.

ACTIVIDADES	RESULTADO	RESPONSABLES	RECURSOS	COMENTARIOS
1. Selección del método para realizar el monitoreo.	Cupones retractiles	Luis Carlos Bueno y Yady García	Información técnica de campo	Disponibilidad de cupones.
2. Instalación de cupones.	Cupones instalados.	Supervisor de área.	cupones, accesorios, implementos para instalación, cuadrilla de instalación.	Al momento de realizar la instalación se debe tener en cuenta lo descrito en el instructivo para la instalación y remoción de cupones retractiles elaborado por integridad técnica – ICP. ECP – VPR – I – 007 (Anexo E).
3. Recolección de cupones.	Cupones.	Supervisor de área.	Equipo necesario para recolección, cuadrilla.	Al momento de realizar la estación se debe tener en cuenta lo descrito en el instructivo para la instalación y remoción de cupones retractiles elaborado por integridad técnica – ICP.ECP – VPR – I – 007 (Anexo E)..

4. Pruebas de laboratorio.	Documento.	supervisor de área y proveedores		Revisar pruebas de incrustaciones y corrosión. Tener en cuenta que se debe minimizar el tiempo en traslado al lugar de las pruebas, y asegurar que la muestra lleguen en buen estado.
5. Análisis de Laboratorio.	Documento-análisis.	Ingeniero encargado	Contrato con laboratorio.	Tomar acciones correctivas necesarias que garanticen el control.

Fuente: Los autores.

Para garantizar la seguridad durante la instalación, remoción y realización de pruebas se debe seguir los instructivos para la instalación, remoción y medición de cupones: ICP ECP – VPR – I – 007 y ICP. ECP – VPR – I – 022 respectivamente (**Anexo E, C**), donde se citan los riesgos y las medidas a tomar necesarias en el momento de realizar las actividades.

Las pruebas a realizar para la medición de los cupones serán realizadas por el instituto colombiano de petróleo ICP, de acuerdo con lo descrito en el instructivo Ecopetrol-ICP ECP-VPR-I-022 (**Anexo C**).

7. ANALISIS ECONÓMICO

Se realizó el análisis económico de la implementación del monitoreo de corrosión en el sistema de inyección e incrustaciones en los pozos productores, comprendiendo el montaje y las pruebas de laboratorio.

A continuación, en la tabla 4, se muestra el costo de montaje el cual involucra: los costos de suministro, montaje de accesorios y equipos requeridos, incluyendo el costo de mano de obra del personal necesario para la realización de las actividades.

Tabla 4. Costos de montaje.

COSTOS DE ACCESORIOS Y EQUIPOS	
ACTIVIDAD Y EQUIPOS	COSTO
Suministro y montaje de 7 porta-cupones retráctiles de acero inoxidable AISI 316l modelo rt-4000	\$ 4.354.519
5 Cupones medidor de incrustación p/n c0115 de acero comercial	\$ 902.931
2 Cupones medidor de corrosión p/n c0100 de acero comercial	\$ 17.347
Suministro y montaje de 5 tee recta hasta 3" sch 80 a 234 gr Wpb	\$ 5.986.833
TOTAL	\$ 11.261.630

Fuente: Los autores.

Los costos de montaje fueron proporcionados por Tecno-electro y Mantenimiento Ltda.

A continuación se muestra el costo de las pruebas de laboratorio, las cuales se basan en el estudio gravimétrico de la pérdida de peso ocasionado por el fenómeno de corrosión y ganancia de peso debida a incrustaciones.

Estas pruebas darán como resultado la medición de velocidad de corrosión y de incrustación en cada sitio de monitoreo, estas se realizarán siguiendo el protocolo para la medición de cupones Ecopetrol-ICP ECP-VPR-I-022 (**Anexo C**).

Posteriormente se decidirá la forma de mitigación y control, basados en los resultados entregados por el Instituto Colombiano de Petróleo ICP.

Tabla 5. Costo de las pruebas de laboratorio.

NOMBRE DE LA PRUEBA	COSTO
Gravimetría para 7 cupones	\$ 2.867.200

Fuente: Los costos de las pruebas fueron proporcionados por el ICP.

Se consideraron los equipos, personal y accesorios necesarios para la implementación y se propuso que se realicen las pruebas de laboratorio cada 3 meses, con el fin de obtener una medida significativa de la velocidad de corrosión e incrustación en el sistema de monitoreo.

La remoción de cupones se realizará 3 veces en el año, al tener 7 puntos de muestreo se necesitan 21 cupones y 21 pruebas de laboratorio, por tanto el costo de inversión para Ecopetrol S.A, es de \$ 21.703.781 anualmente.

8. CONCLUSIONES

Se diseñó el sistema de monitoreo de corrosión del sistema de inyección e incrustación para los pozos productores en campo Tibú - Ecopetrol; estableciendo la ubicación estratégica para una medición significativa de acuerdo a las facilidades encontradas.

Se generó el plan de trabajo para la implementación del sistema de monitoreo, estableciendo: actividades, recursos, riesgos y personal responsable para llevar a cabo de forma consecutiva la ejecución del plan de monitoreo y garantizar su correcto desarrollo.

Se realizó el análisis económico de la implementación comprendiendo equipos, accesorios, mano de obra y pruebas de laboratorio. Este dio como resultado que la implementación del sistema de monitoreo tiene un costo total anual para Ecopetrol S.A, de \$ 21.703.781.

9. BIBLIOGRAFÍA

[1] PÉREZ ANGULO Julio Cesar y VILLAMIZAR MONTERO Christian Armando. Diseño de un plan de monitoreo de corrosión en una troncal de inyección de agua campo la cira-Ecopetrol. Bucaramanga 1995. Trabajo de grado (ingeniería química). Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica.

[2] PEÑALOZA BUENO John Iván. Modelo para predecir la velocidad de corrosión generada por CO₂ bajo condiciones de flujo. Bucaramanga 2002. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica.

[3] FERNÁNDEZ VALDIVIESO Jorge Alberto y VARGAS BARRERA Arnulfo. Evaluación de incrustaciones en línea de producción de los campos morichal, la gloria norte y la gloria de la empresa Perenco colombia LTD. Bucaramanga 2001. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica.

[4] PARRA SALDARRIAGA Ramón Alberto. Estudio a los procesos de monitoreo y control de corrosión en las plantas de Ecopetrol gerencia llanos. Bucaramanga 1999. Trabajo de grado (Ingeniería química). Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica.

[5] TECNOLOGIA TOTAL. Estrategia de control de corrosión interior en plantas de crudo y gas [pdf]. <
http://www.tecnologiatotal.net/Corrosion_Interior.pdf>. [Citado 09 junio 2011]

[6] BOTIA FLORES José Salomón. Ingeniería de corrosión, Instituto nacional del acero. Bogotá 1985. Profesor facultad de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Capítulos 1, 2,4.

[7] HACK Harvey P. Galvanic Corrosion. Impreso en Ann Arbor 1988. p 5:23, 79 , 203: 260, 339. ASTM 1916.

[8] R. H HAUSLER. Advances in CO₂ corrosion: Proceedings of the corrosion, symposium on CO₂ corrosion in the oil and gas industry. H. P. Godard .National Asociation of Corrosion Engineers. 1984. p 1:20, 64, 87,103.

[9] ESPELLER Frank N,D.S.C. Corrosion causes an prevention. 3 ed. 1951, Mc Gran –Hill Book Company INC. Cap. 2,3,4,8.

[10] WEST J.M. Electrodeposition and corrosion processes. Department of metallurgy. Universidad of Sheffield . Cap. 6.

[11] National Association of Catering Executives. Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. 2005. NACE Standard RP 0775.

[12] National Association of Catering Executives. Methods for Determining Quality of Subsurface Injection Water Using Membrane Filters. 2005. NACE TM 0173.

10. ANEXOS

ANEXO A. ANALISIS DE FALLE DE POZOS Y DESARME DE BOMBAS.

Fuente: Los análisis de falla de pozos y desarme de bombas fueron proporcionados por Ecopetrol.

POZO INSTALADO	FALLA EN TUBERÍA	FALLA BOMBA	OTROS	COMENTARIOS
T-347				BOMBA 25-200-RWAC-20-3-0-0 DES ARMANDA CON LA NORMA API 11 A X. SE ENCONTRO PISTON RAYADO Y VALVULA VIAJERA CON ASIEN TO CORTADO POR GAS
T-347		VÁLVULAS SIN SELLO		EL BARREL Y EL PISTON SALIO EN BUEN ESTADO TIENE UN DESGASTE NORMAL, LA VALVULA VIAJERA (TUFF-TEMPER-SET. SS - BALL) PRESENTO CORTE POR FLUIDO, LA VALVULA FIJA (S TUNCAR / BALL TITANIUM) SELLO OK
T-129		VALVULAS SIN SELLO		PISTON CON RAYAS LONGITUDINALES, DESGASTE , Y ROSCA SUPERIOR EN MAL ESTADO, VALVULA FIJA CON CORTE POR FLUIDO EN SU ASIEN TO, LA CUAL NO HACE SELLO EN PRUEBA DE VACIO, CAJA ABIERTA DEL PISTON, CON ROSCA EN MAL ESTADO, COPAS RAYADAS Y DESGASTADAS.
T-347	TUBERIA ROTA			BOMBA EN BUEN ESTADO.
T-103				CENTRALIZADOR DESCONECTADO
T-129		VALVULAS SIN SELLO		PISTON P21-275-3-FIT -2 DESARMADO CON LA NORMA API. 11 A X, ENCONTRANDOSE EL PISTON CON RAYAS LONGITUDINALES, DESGASTE , Y ROSCA SUPERIOR EN MAL ESTADO.POR LO CUAL SE DA DE BAJA, VALVULA FIJA CON CORTE POR FLUIDO EN SU ASIEN TO, LA CUAL NO HACE SELLO EN PRUEBA DE VACIO, CAJA ABIERTA DEL PISTON, CON ROSCA EN MAL ESTADO, POR LO CUAL SE DA DE BAJA, COPAS RAYADAS Y DESGASTADAS, DEMAS PARTES EN BUEN ESTADO, PARA REUSO.
T-347	TUBERIA ROTA			BOMBA 25-200-RWAC-24-3-0-0 DESARMADA CON LA NORMA API. 11 A X, ENCONTRANDOSE EL PISTON CON PRESENCIA DE ARENA FINA,CON RAYAS LONGITUDINALES, , ROSCA INFERIOR EN MAL ESTADO, Y EN SU CUERPO SE NOTA QUE POR CAUSA DE LA ABRASION UN DESGASTE PRONUNCIADO, QUE MUESTRA EL METAL BASE DEL MISMO, POR LO CUAL SE DA DE BAJA, VALVULA FVIAJERA SIN SELLO EN PRUEBA DE VACIO , CAJA ABIERTA Y CERRADA DEL PISTON, CON ROSCAS EN MAL ESTADO, POR LO CUAL SE DAN DE BAJA, COPAS RAYADAS Y DESGASTADAS,GUIA DE LA VARILLA CON DESGASTE, MANDREL CON DESGASTE LEVE EN SU INTERIOR, DEMAS PARTES EN BUEN ESTADO, PARA REUSO.
T-129		VALVULAS SIN SELLO		PISTON P21-225-3-FIT -2 DESARMADA CON LA NORMA API. 11 A X., DIAGNOSTICO: VALVULA FIJA CON ASIEN TO CORTADO POR FLUIDO GAS, COPAS DESGASTADAS POR DESASENTAMIENTO, DEMAS PARTES EN BUEN ESTADO, CONCLUSION: FALLA DE BOMBA POR FUGA EN VALVULA FIJA RECOMENDACIONES: UTILIZAR VALVULAS EN TINCAR-TUNCAR, Y REALIZAR SERVICIO CON EQUIPO DE TUBERIA PARA CAMBIAR EL BARRIL.

POZO INSTALADO	FALLA EN TUBERIA	FALLA BOMBA	OTROS	COMENTARIOS
T-129		BARRIL DESGASTADO		PISTON P21-225-3-FIT -2 DESARMADA CON LA NORMA API. 11 A X., DIAGNOSTICO: TODAS SUS PARTES EN BUEN ESTADO, CONCLUSION: FALLA DE BOMBA NO RELACIONADA CON EL PISTON, POSIBLEMENTE DESGASTE EN EL BARRIL, RECOMENDACIONES: REALIZAR SERVICIO DE TUBERIA PARA VERIFICAR Y CAMBIAR EL BARRIL Y SISTEMA DE ANCLAJE.
T-129				25-225-THC-16-3-3-1. BOMBA DESARMADA CON LA NORMA API. 11 A X. DIAGNOSTICO: BARRIL F/S POR DESGASTE, CORROSION Y SCALE EN SU INTERIOR, VALVULA FIJA CON CORTE EN SU ASIENTO POR FLUIDO Y GAS, COPAS DESGARRADAS, PRESENCIA DE SCALE EN TODA LA BOMBA. CONCLUSION: BOMBA CON PERDIDA DE FLUIDO POR DESGASTE EN BARRIL Y CORTE EN VALVULA FIJA. RECOMENDACIONES: UTILIZAR BARRILES CROMEPLATED, Y VALVULAS TINCAR-TUNCAR.
T-129				25-225-THC-16-3-3-1. BOMBA DESARMADA CON LA NORMA API. 11 A X. DIAGNOSTICO: BARRIL F/S POR DESGASTE, CORROSION Y SCALE EN SU INTERIOR, VALVULA FIJA CON CORTE EN SU ASIENTO POR FLUIDO Y GAS, COPAS DESGARRADAS, PRESENCIA DE SCALE EN TODA LA BOMBA. CONCLUSION: BOMBA CON PERDIDA DE FLUIDO POR DESGASTE EN BARRIL Y CORTE EN VALVULA FIJA. RECOMENDACIONES: UTILIZAR BARRILES CROMEPLATED, Y VALVULAS TINCAR-TUNCAR.
T-032				PISTON P21-225-3-FIT -2 DESARMADO CON LA NORMA API. 11 A X., DIAGNOSTICO: PISTON RAYADO Y DESGASTADO, VALVULA CON ASIENTO CORTADO POR FLUIDO Y GAS. CONCLUSION: FALLA DE BOMBA POR EL DESGASTE PRONUNCIADO DEL PISTON Y NO SELLO DE LA VALVULA VIAJERA. RECOMENDACION: REALIZAR SERVICIO DE TUBERIA PARA CAMBIAR EL BARRIL, YA QUE POR EL ESTADO EN QUE SALIO EL PISTON, SE PRESUME QUE ESTA DETERIORADO EN SU INTERIOR. Y USAR VALVULAS TINCAR-TUNCAR O TUNCAR- TUNCAR.
T-103				ESTA BOMBA SE DESARMO CON LA NORMA API. 11 A R , . SE OBSERVO PRESENCIA LODO EN LA CAJA CERRADA DEL PISTON Y LA CAJA DOBLE VALVULA DEL PISTON, LA VALVULA VIAJERA DE LA PARTE SUPERIOR SE ENCONTRO LA BOLA (CERAMICA) ABRASIONADA SEVERAMENTE AL PARECER POR ARENA, DEMAS PARTES EN BUEN ESTADO.

POZO INSTALADO	FALLA EN TUBERIA	FALLA BOMBA	OTROS	COMENTARIOS
T-124	TUBERIA ROTA			COMENTARIOS: DIAGNOSTICO: VALVULAS SIN SELLO EN PRUEBA DE VACIO, BARRIL DESGASTADO, PISTON DESGASTADO, CAJAS CERRADAS DEL PISTON CON GUIAS DESGASTADAS, EXTENSION CON ROSCA EN MAL ESTADO, COUPLING GOLPEADOS, DESGASTADOS Y ROSCA EN MAL ESTADO. CONCLUSION: FALLA DE POZO POR TUBERIA ROTA, BOMBA QUE DEBERIA ESTAR OPERANDO CON ALGUNA DEFICIENCIA DE BOMBEO POR LA PERDIDA DE CARGA POR DESGATE DE VALVULAS, BARRIL Y PISTON. RECOMENDACIONES: SEGUIR CON EL MISMO DISEÑO ACTUAL.
T-124	TUBERIA ROTA			
T-347	TUBERIA ROTA			BOMBA 25-200-RWAC-20-3-0-0 DESARMADA CON LA NORMA API 11 A R , DIAGNOSTICO: TODO EL CONJUNTO DE LA BOMBA PRESENTO MUESTRA DE CARBONATOS, CON MAS INTENSIDAD EN EL BARRIL Y CAJAS, LA BOLA DE LA V.F. QUEDO ATRAPADA EN LA C14, BARRIL Y PISTON CON PERDIDA DE MATERIAL.
T-103				SOLO SE CONECTO ON AND OFF TOOL PARA SACAR SARTA DE VARILLAS Y CAMBIAR LA V/PARTIDA.
T-103				SOLO SE CONECTO ON AND OFF TOOL PARA SACAR SARTA DE VARILLAS Y CAMBIAR LA V/PARTIDA.
T-313			BAJA EFIC. BOMBEO	BOMBA 25-200-RWAC-12-3 DVF DESARMADA CON LA NORMA API 11 AX , DIAGNOSTICO: BOMBA VÁLVULAS PICADAS Y CON MUESTRAS DE CARBONATOS EN SUS ASIENTOS. BARRIL Y PISTÓN RAYADOS. LAS DEMAS PARTES EN BUEN ESTADO. CONCLUSION: BAJA EFICIENCIA POR FUGA EN VALVULAS Y ESCURRIMEINTO ENTRE BARRIL-PISTON. RECOMENDACIONES: TRATAMIENTO QUIMICO CON INHIBIDORES DE SCALE.
T-103				SOLO SE CONECTO ON AND OFF TOOL PARA SACAR SARTA DE VARILLAS Y CAMBIAR LA V/PARTIDA.
T-103				DIAGNOSTICO: LA BOMBA LLEGO CON TODAS SUS PARTES EN BUEN ESTADO, SOLO PRESENTO DAÑO EN LA SEGUNDA V.V.
T-374				DIAGNOSTICO: LA BOMBA PRESENTO MUESTRAS LEVES DE SCALE EN ALGUNAS DE SUS PARTES, LA FRICCION ENTRE LA R11 Y LA G11 PRODUJO DESGASTE SEVERO EN AMBAS, EL PISTON PRESENTÓ FRICCION Y DESGASTE ALTO

POZO INSTALADO	FALLA EN TUBERIA	FALLA BOMBA	OTROS	COMENTARIOS
T-032				COMETARIOS: P21-225-3-M2, PISTON DESARMADO EN CONCORDANCIA CON NORMA API, 11AX, DIAGNOSTICO: PISTON RAYADO Y DESGASTADO, VALVULA SIN SELLO EN PRUEBA DE VACIO. CONCLUSION: FALLA DE POZO POR COUPLING DE VARILLA PARTIDO. RECOMENDACIONES: HACER SEGUIMIENTO AL COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA Y CENTRALIZAR SARTA DE VARILLAS PARA EVITAR EL DESGASTE DE CUELLOS Y VARILLAS.
T-347		DEFICIENCIA DE BOMBEO		BOMBA 25-200-RWAC-20-3 DESARMADA CON NORMA API 11 A X. PRUEBA DE INTEGRIDAD OK. DIAGNOSTICO: PRESENTO DAÑO EN SUS VALVULAS AL IGUAL QUE EN LA GUIA Y LA VARILLA POR FRICCION ENTRE ELLAS.
T-129		DEFICIENCIA DE BOMBEO		COMENTARIOS: P21-275-3-M2, PISTON DESARMADO EN CONCORDANCIA CON NORMA API, 11AX, DIAGNOSTICO: PRESENTO MUESTRAS DE SCALE SEVERO EN LA MAYORIA DE SUS PIEZAS, FRICCION, RAYONES Y DESGASTE ALTOS EN EL BARRIL Y PISTON.
T-129				COMENTARIOS: P24-255-3-M5, PISTON DESARMADO EN CONCORDANCIA CON NORMA API, 11AX, DIAGNOSTICO: EL PISTON SALIO CON LA MAYORIA DE LOS ANILLO REVENTADOS, LAS VALVULAS FIJAS NO DIERON SELLO, LAS COPAS DE LA VF DESGASTADOS POR DESASENTAMIENTO EL RESTO DE LAS PARTES SALIERO EN BUEN ESTADO Y SE REUTILIZARON.
T-353				BOMBA 25-150-RWAC-10-3 DESARMADA EN CONCORDANCIA CON NORMA API 11 AR, DIAGNOSTICO: LA BOMBA PRESENTO MUESTRAS DE SCALE EN ALGUNAS DE SUS PARTES Y CORROSION LEVE. EL PISTON LLEGO PEGADO AL BARRIL POR UNA ESPECIE DE ARCILLA MUY FINA.
T-129				COEMTARIOS: P21-225-3M5 EL PISTON FUE DESARMADO EN CONCORDANCIA CON NORMA API, 11AX, DIAGNOSTICO: PRESENTO DAÑO SEVERO EN LOS ANILLOS DEL PISTON Y MUESTRA DE SCALE.
T-353				BOMBA 25-150-RWAC-10-3 DESARMADA EN CONCORDANCIA CON NORMA API 11 AR, DIAGNOSTICO: LA BOMBA SALIO LLENA Y SE DESCARGO EN LA BOCA DEL POZO. NO HABIA BLOQUEO EN NINGUNA DE SUS VALVULAS, NI PRESENTO NADA EXTRAÑOP QUE IMPIDIERA SU NORMAL DESEMPEÑO. SOLO PRRESENTO DAÑO EN SUS COPAS POR EL DESASENTAMIENTO.

POZO INSTALADO	FALLA EN TUBERIA	FALLA BOMBA	OTROS	COMENTARIOS
T-374				BOMBA 25-175RHAC12-3-0,5-0,5- DESARMADA EN CONCORDANCIA CON NORMA API 11 AR, DIAGNOSTICO: EL PISTON LLEGO PEGADO AL BARRIL POR SCALE, SE RECUPERA Y SE LIMPIA. TAMBIEN CON SCALE EN SUS CAJAS Y VALVULAS.
T-347	TUBERIA ROTA.			BOMBA 25-200-RWAC-20-3 DESARMADA CON NORMA API 11 A X. PRUEBA DE INTEGRIDAD OK. DIAGNOSTICO: PRESENTO DAÑO EN SUS VALVULAS AL IGUAL QUE EN LA GUIA Y LA VARILLA POR FRICCION ENTRE ELLAS, EL PISTON RAYADO Y EL BARRIL DESGASTADO,
T-124				COMENTARIOS: LA BOMBA PRESENTO MUESTRAS DE SCALE Y DE SOLIDOS EN LA MAYORIA DE SUS PARTES, LAS VALVULAS PRESENTARON DAÑO POR LA ACCION DE SOLIDOS, EL BARRIL Y PISTON PRESENTARON DAÑO POR ACCION DE FRICCION SEVERA Y RAYONES POR SOLIDOS; LO MISMO SUCEDIÓ CON LAS CAJAS.
T-129	TUBERIA ROTA			PISTON P24-2253M, DESARMADO CON LA NORMA API. 11 A X., : LOS ANILLOS LLEGARON REVENTADOS, ALGUNOS NO LLEGARON Y PUDIERON QUEDARSE DENTRO DE LA BOMBA. SE RECOMIENDA SACAR TUBERÍA.
T-129				BOMBA 25-225THC16-3-3, DESARMADA CON LA NORMA API. 11 A X., : PRESENTO MUESTRAS DE SCALE SEVERO EN LA MAYORIA DE SUS PARTES.
T-032		DEFICIENCIA DE BOMBEO		BOMBA 25-225THC16-3-3-1, DESARMADA CON LA NORMA API. 11 A X., : PRESENTO MUESTRAS DE EROSION Y SCALE EN SUS PARTES. EL CONJUNTO DE LA VALVULA FIJA ERA HARD TYPE , QUE SIEMPRE QUE SE INTENTA DESASENTAR DE LA NIPPLE SEATING SE DESARMA POR NO TENER EL S14.
T-353				BOMBA 25-175RHBC10-3-1-1 DESARMADA CON NORMA API 11 A X. PRUEBA DE INTEGRIDAD OK. DIAGNOSTICO: PRESENTO DAÑO SEVERO EN EL INTERIOR DEL BARRIL, LO MISMO QUE EN EL PISTON CON RAYONES Y ACANALAMIENTO. LAS VALVULAS CON SCALE EN SUS ASIENOS Y BOLAS PICADAS POR ACCION DE ARENA. LA GOMA DEL SAND TOP PACKER DEFORMADA.
T-129				COMENTARIOS: BOMBA 25-225-THC-16-3-2-0, DESARMADO EN CONCORDANCIA CON NORMAS API, DIAGNOSTICO: LA BOMBA PRESENTA CARBONATOS POR FUERA COM POR DENTRO DEL SUS PARTES TALES COM EL BARRIL , LA NIPPLESILLA, LA VALVULA FIJA, LOS ANILLO DEL PISTON DETERIORADOS, DESGASGASTADO,

POZO INSTALADO	FALLA EN TUBERIA	FALLA BOMBA	OTROS	COMENTARIOS
T-347				COMENTARIOS: BOMBA 25-200-RWAC-20-3-0-0, DESARMADA EN CONCORDANCIA CON NORMA API; DIAGNOSTICO: BARRIL Y PISTON DESGASTADOS POR MANEJO DE FINOS Y SCALE, VALVULAS SIN SELLO CON ASIENOS DESGASTADOS, COPAS DESGASTADAS, MANDRIL CON ROSCA EN MAL ESTADO, VARILLA Y GUIA CON DESGASTE POR ROZAMIENTO. CONCLUSION: BOMBA CON GRAN DESGASTE POR MANEJO DE FINOS Y SCALE. FALLA DE POZO POR VARILLA PARTIDA. LA BOMBA SE ENCONTRO TOTALMENTE TAPONADA CON FINOS Y SCALE EN SU INTERIOR.RECOMENDACIONES: REALIZAR LIMPIEZA DE FONDO, UTILIZAR INHIBIDORES DE SCALE, UTILIZAR UNA VALVULA ANTIGAS, LA CUAL EVITARIA QUE FINOS Y SCALE ENTREN EN LA BOMBA, CUANDO POR FALLAS DE ENERGIA O TRABAJOS EL POZO ESTE FUERA DE SERVICIO, UTILIZAR CAJAS DOBLE VALVULA, E INSTALAR UNA GUIA ESPIRALADA EN LA PARTE SUPERIOR DE LA BOMBA.
T-032			PISTON PEGADO	COMENTARIOS: BOMBA 25-225-THC-16-3-2-0, DESARMADO EN CONCORDANCIA CON NORMAS API, DIAGNOSTICO: LA BOMBA PRESENTA CARBONATOS Y FINOS EN TODAS SUSU PARTES DE LAS CUALES MUCHAS ESTAN INCRUSTADAS DENTRO DE OTRA, LA BOMBA ESTA TOTALMENTE PEGADA Y DESGASTADA POR EL MANEJO DE DICHS ELEMENTOS. CONCLUSION: BOMBA TOTALMENTE PEGADA POR FINOS. RECOMENDACIONES: REALIZAR LIMPIEZA DE FONDO O SUBIR INTAKE DE LA BOMBA PARA EVITAR LA ENTRADA DE SOLIDOS A LA BOMBA.
T-124				COMENTARIOS: BOMBA 25-275-THO-24-3-3-0, DESARMADA EN CONCORDANCIA CON NORMA API; DIAGNOSTICO: BOMBA PRESENTO EL PISTON CON DESGASTE DE MATERIAL Y PEGADO EN EL BARRIL VALVULAS PICADAS Y CON PASE CAJAS CON GUIAS DESGASTADAS,
T-103	TUBERIA ROTA			COMENTARIOS: BOMBA 30-325-OVER-24-3-3-0 DESARMADA EN CONCORDANCIA CON NORMA API, DIAGNOSTICO: BARRIL CON DESGASTE Y RAYADO, VALVULAS SIN SELLO, PRESENCIA DE SCALE Y CARBONATOS EN TODA LA BOMBA, FILTRO STRAINNER TAPONADO TOTALMENTE, ANILLOS DESGASTADOS, EXTENSION SUPERIOR CON ROSCA EN MAL ESTADO. CONCLUSION; FALLA DE POZO POR TUBERIA ROTA. RECOMENDACIONES; UTILIZAR INHIBIDORES DE SCALE Y CARBONATOS.
T-124				COMENTARIOS: BOMBA 25-275-OVER-24-3-3-0 , BOMBA EN BUEN ESTADO.

ANEXO B. CARACTERIZACION DE AGUA DE INYECCION DE CAMPO TIBU.


CARACTERIZACION DE AGUA DE INYECCION												
No	FECHA DE MUESTREO	MUESTRA	pH/°C	RESISTIV. Ωm @ 25°C	H2S mg/L	O2 DIS. Ppb	CO2 mg/L	HCO3- mg/L	CO ²⁻ ₃ mg/L	CONDUCTIV. μS/cm, 25 °C	Fe++ mg/L	TURBIDEZ NTU
	ESPECIFICACIONES*		6.5/8.5	-	0	<1.0	<10				<1.0	<2.0
1	MAY-3-2011	INY T-61(M-24)	6.81/36.2	77,40	ND	ND	9	84	0	129	7	1,2
2	MAY-3-2011	INY T-382(M-24)	6.72/32.5	77,94	ND	ND	10	84	0	128	9	2,2
3	MAY-3-2011	INY J-25(M-14)	6.81/48.9	77,94	ND	ND	20	76	0	128	15	0,6
4	MAY-3-2011	INY T-277(M-24)	6.87/43.5	80,06	ND	ND	12	76	0	125	10	3,5
5	MAY-3-2011	INY T-18(M-24)	7.06/45.8	79,94	ND	ND	13	69	0	125	9	0,3
6	MAY-3-2011	INY T-72(M-24)	6.92/40.5	69,54	ND	ND	12	84	0	144	13	0,4
7	MAY-3-2011	INY T-37(M-24)	6.80/33.6	75,59	ND	ND	10	84	0	132	8	0,3
8	MAY-3-2011	INY T-35(M-24)	6.83/43.4	79,68	ND	ND	9	84	0	126	10	1,2
9	MAY-3-2011	INY T-106(M-14)	6.92/42.8	73,96	ND	ND	14	61	0	135	11	0,7
10	MAY-3-2011	INY T-161(M-14)	6.87/43.5	35,09	ND	ND	13	53	0	285	10	0,9
11	MAY-3-2011	INY T-123(M-14)	6.64/43.6	83,13	ND	ND	15	31	0	120	12	0,9
12	MAY-3-2011	INY T-90(M-14)	6.94/44.9	77,34	ND	ND	12	61	0	129	10	2,4
13	MAY-3-2011	INY T-151(M-14)	7.03/34.9	86,43	ND	ND	10	61	0	116	12	1,4
14	MAY-3-2011	INY T-73(K-27)	6.71/45.0	83,82	ND	ND	13	69	0	119	11	2
15	MAY-3-2011	INY T-179(K-27)	6.90/30.5	68,97	ND	ND	9	84	0	145	10	0,4
16	MAY-3-2011	INY T-93(K-27)	6.53/37.4	67,57	ND	ND	12	69	0	148	10	0,8
17	MAY-3-2011	INY T-121(K-27)	6.58/37.3	83,26	ND	ND	10	69	0	120	9	0,2
18	MAY-3-2011	INY T-77(K-27)	6.91/32.6	77,52	ND	ND	14	69	0	129	11	1,8
19	MAY-3-2011	INY T-102(K-32)	6.60/36.8	76,63	ND	ND	15	61	0	131	14	8,7
20	MAY-3-2011	INY T-113(K-32)	6.77/34.6	74,96	ND	ND	11	53	0	133	12	0,5

OBSERVACIONES: ND: No detectado. *: Especificaciones de un agua de inyección de alta calidad. Valores en rojo. Por fuera de norma.

Fuente: Ecopetrol.

**ANEXO C. INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE
CUPONES. ECP – VPR – I – 022**


Fuente: Ecopetrol.

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 022
	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES	Fecha de Divulgación:	Página 1 de 11

RELACIÓN DE VERSIONES

VERSIÓN	DESCRIPCIÓN	FECHA
01	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES.	
DEPENDENCIA RESPONSABLE	REVISÓ	APROBÓ
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO ICP ELABORÓ: INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO ICP INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA – VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 022
	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES	Fecha de Divulgación:	Página 2 de 11

1. OBJETIVO

Obtener información de la velocidad y morfología de la corrosión interior y exterior utilizando los cupones de corrosión, para tomar acciones preventivas y correctivas con el fin de dar confiabilidad operacional a la línea, tanque o recipiente monitoreado en cada Superintendencia Operaciones de ECOPETROL.


2. DESARROLLO

El cupón de corrosión a analizar debe ser nuevo y no debe ser reutilizado después de haber sido expuestos a un medio. Para la selección del cupón y portacupón se puede referir a la norma NACE RP 0775, la cual muestra los factores que se deben tener en cuenta. Los cupones y portacupones se encuentran en diversos tamaños y formas dependiendo del cupón y del sistema como se muestra en la norma NACE RP 0775. La ubicación del método de monitoreo se hace donde se está presentando la corrosión o en el lugar donde es más factible que ocurra, como es en áreas donde se estanca el fluido o agua, corrientes de fluido con alta velocidad donde se presenten puntos de choque, puntos de flujo donde pueda haber entrada de oxígeno, en tanques, bombas y líneas que conducen agua. Cuando se tenga una cantidad baja de agua en la línea, se monitorea con niples de prueba, según la norma NACE RP-0775 o su equivalente.

Dependiendo del dispositivo usado, la instalación se hace a la entrada y salida de las estaciones, utilizando dispositivos de baja presión en puntos donde la presión de operación no es mayor a 1000 psi y en la posición horaria de las seis de la tubería (inferior) con un portacupones que permite ubicar un cupón de corrosión a ras de la tubería y un par de cupones tipo lámina que va dentro de una trampa de agua, permitiendo el paso de raspadores. Los dispositivos de alta presión se instalan en puntos donde la presión de operación está entre 1000 y 3500 psi en posición horaria de las doce de la tubería (parte superior) con un portacupones que permite ubicar cuatro pares de cupones a través de la tubería, uno en la parte superior, uno en la parte media, uno en la parte inferior de la tubería y un cuarto dentro de una trampa de agua.

Este tipo de dispositivo no permite el paso de raspadores y debe instalarse en un ramal de la trampa de raspadores.

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 022
	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES	Fecha de Divulgación:	Página 3 de 11

2.1 RESPONSABILIDADES

Ejecutar el trabajo sólo a partir de una Orden de Trabajo aprobada.

2.1.2 El inspector de campo debe tener el nivel de escolaridad, de certificación y experiencia en las tecnologías de inspección a aplicar.

2.1.3 Conocer las normas y los procedimientos aplicables a esta actividad.

2.1.4 Tramitar permisos y/o certificados de trabajo con el jefe del área a intervenir.

2.1.5 Poseer el equipo básico de protección personal. 2.1.6 Poseer el equipo, instrumentos y herramientas necesarias para realizar el trabajo.

2.1.7 Disponer de instrumentos de medida calibrados.

2.1.8 Verificar la información de planos e información técnica en campo.

2.1.9 Identificar los riesgos potenciales en el área de trabajo.

2.1.10 Presentar un informe de resultados y lo acontecido en esta actividad.

2.1.11 El inspector responsable de los trabajos de campo debe cumplir con algunos de los niveles de escolaridad y experiencia relacionada a continuación:

- Persona con grado de ingeniería más un (1) año de experiencia continua y comprobada en la inspección de tanques, recipientes a presión o tuberías.


- Persona con mínimo dos (2) años de estudio en ingeniería o tecnología y dos (2) años de experiencia en construcción, reparación, operación o inspección, de los cuales un (1) año debe ser en inspección de tanques, recipientes a presión ó tuberías.

- Persona con grado de bachiller y tres (3) años de experiencia en construcción, reparación, operación, o inspección, de los cuales uno (1) debe ser en inspección de tanques, de recipientes o tuberías a presión.

- Persona con cinco (5) años de experiencia en inspección de tanques en la industria química o del petróleo.

- Se debe desarrollar además de la metodología y procedimientos para la ejecución de los trabajos y un plan de aseguramiento

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 022
	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES	Fecha de Divulgación:	Página 4 de 11

- Se debe desarrollar además de la metodología y procedimientos para la ejecución de los trabajos y un plan de aseguramiento

2.2 RIESGOS POTENCIALES ASOCIADOS / EFECTOS CONOCIDOS


- **Físico (Presiones):** manejo de equipos presionados, heridas, lesiones osteomusculares
- **Físico (Temperatura):** Quemaduras por contacto con equipos y superficies calientes.
- **Químicos:** manipulación de hidrocarburos, dermatitis, quemaduras.
- **De seguridad (Mecánicos):** atrapamiento, golpes, muerte, lesiones osteomusculares, por manipulación de cargas.
- **De seguridad (conducción de vehículos):** golpes, heridas, lesiones osteomusculares.
- **Carga estática:** Posición principal de pie, fatiga lesiones osteomusculares.
- **Biológicos:** picadura, mordeduras, adquisición de enfermedades endémicas, por acción de vectores.
- **Ambiental:** Contaminación del suelo por inadecuado manejo de residuos sólidos industriales.

Nota: Es importante revisar con el planeador la matriz de evaluación de impactos ambientales y riesgos para verificarlos y si es el caso incluir otros.

2.2 RIESGOS POTENCIALES ASOCIADOS / EFECTOS CONOCIDOS

- **Físico (Presiones):** manejo de equipos presionados, heridas, lesiones osteomusculares

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 022
	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES	Fecha de Divulgación:	Página 5 de 11

- **Físico (Temperatura):** Quemaduras por contacto con equipos y superficies calientes.
- **Químicos:** manipulación de hidrocarburos, dermatitis, quemaduras.
- **De seguridad (Mecánicos):** atrapamiento, golpes, muerte, lesiones osteomusculares, por manipulación de cargas.
- **De seguridad (conducción de vehículos):** golpes, heridas, lesiones osteomusculares.
- **Carga estática:** Posición principal de pie, fatiga lesiones osteomusculares.
- **Biológicos:** picadura, mordeduras, adquisición de enfermedades endémicas, por acción de vectores.
- **Ambiental:** Contaminación del suelo por inadecuado manejo de residuos sólidos industriales.

Nota: Es importante revisar con el planeador la matriz de evaluación de impactos ambientales y riesgos para verificarlos y si es el caso incluir otros.

2.3 NORMAS DE SEGURIDAD

2.3.1 El responsable del trabajo debe acogerse en todo momento a las normas de seguridad establecidas por la Superintendencia de Operaciones para todo el personal que ingrese a sus instalaciones.


2.3.2 Cumplir con las instrucciones de trabajo establecidas por la Superintendencia de Operaciones para esta actividad.

2.3.3 Mantener el área de trabajo ordenada.

2.3.4 Usar los elementos de protección personal.

2.3.5 Diligenciar adecuadamente el Permiso de trabajo y/o certificados requeridos de acuerdo al procedimiento para Permisos y Certificados de Trabajo de las superintendencias.

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 022
	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES	Fecha de Divulgación:	Página 6 de 11

2.3.6 Suministrar a ECOPETROL un listado del personal y vehículos con su respectiva identificación a utilizar en este diagnóstico. ECOPETROL entregará una autorización para la ejecución de estos trabajos con copia a las autoridades competentes del área de influencia de la inspección.

2.3.7 Tener en cuenta y observar lo contemplado en los planes de salud ocupacional, impacto y contaminación ambiental, seguridad industrial y demás regulaciones pertinentes.


- **Físico (Temperatura):** Quemaduras por contacto con equipos y superficies calientes.
- **Químicos:** manipulación de hidrocarburos, dermatitis, quemaduras.
- **De seguridad (Mecánicos):** atrapamiento, golpes, muerte, lesiones osteomusculares, por manipulación de cargas.
- **De seguridad (conducción de vehículos):** golpes, heridas, lesiones osteomusculares.
- **Carga estática:** Posición principal de pie, fatiga lesiones osteomusculares.
- **Biológicos:** picadura, mordeduras, adquisición de enfermedades endémicas, por acción de vectores.
- **Ambiental:** Contaminación del suelo por inadecuado manejo de residuos sólidos industriales.

Nota: Es importante revisar con el planeador la matriz de evaluación de impactos ambientales y riesgos para verificarlos y si es el caso incluir otros.

2.4 EQUIPOS Y MATERIALES.

- Cámara fotográfica con fechador
- Cupones de corrosión tipo lámina y tipo a ras en acero al carbono.
- Dispositivos para el monitoreo de corrosión interior
- Herramienta (retráctil) para la instalación y retiro de cupones en puntos de baja presión (hasta 1000 psi).

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 022
	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES	Fecha de Divulgación:	Página 7 de 11

- Herramienta (retriver) para la instalación y retiro de cupones en puntos de alta presión (1000 a 3000 psi).
- Equipo de preparación de cupones.
- Elementos de protección personal.

2.5 PROCEDIMIENTO

2.5.1 Seleccionar el cupón y el portacupón adecuado para el proceso que se está monitoreando. (NACE RP 0775).


2.5.2 Preparar el cupón para el análisis (según norma NACE RP 0775):

- Escoger un método de preparación del cupón que no altere las propiedades metalúrgicas del metal.
- Colocar un número serial permanente sobre el cupón.
- Maquinar o pulir en los bordes del cupón para remover el metal trabajado en frío porque los bordes afectan severamente los datos.
- Limpiar los cupones con algodón o tela usando guantes de plástico y recubrimientos, manéjelos suavemente, para prevenir contaminación de la superficie con aceites, sales y otros materiales contaminantes.
- Bajo condiciones ventiladas remover cualquier aceite residual de solventes de hidrocarburos, tales como Xileno, o 1, 1,1 Tricloroetano y suavizar con alcohol anhidro-isopropílico. Si no se presentan aceites, es suficiente limpiar con alcohol o acetona.

2.5.3 Pesar el cupón antes de la exposición:

- Secar, medir y pesar el cupón con $\pm 0,1$ mg. Registrar el peso, número de serial y las dimensiones expuestas. Calcular el área superficial (incluyendo los bordes) y registrar. Las áreas cubiertas por el portacupón y las áreas sobresalientes del cupón que están protegidas, pueden ser excluidas (Para pruebas de nipples o piezas de prueba a corrosión).

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 022
	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES	Fecha de Divulgación:	Página 8 de 11

- Previamente al transporte, almacenar individualmente los cupones empaquetados en un contenedor cerrado con gel indicador de sílice. Los cupones pueden ser cubiertos con papel o ubicados en medios impregnados con inhibidor de corrosión en fase vapor.

2.5.4 Instalar el cupón en una sección libre de parafina. Dependiendo del sistema, pueden ser montados de diferentes maneras, realizar el montaje como sigue:

- Adecuar el soporte del cupón en el sistema.
- Aíslar eléctricamente el cupón de otros cupones, del portacupones y de la tubería o recipiente para prevenir la corrosión galvánica.
- Mantener el cupón en la posición deseada y colocarlo dentro del sistema (es decir, dentro del fluido o fase vapor, perpendicular o paralelo al flujo de vapor).
- Contar con cambios fáciles y rápidos de cupones en el campo.
- El sistema debe ser despresurizado previo a la instalación y remoción de cupones y portacupones.

2.5.5 Colocar el cupón inmerso en la fase acuosa, para proporcionar una relación aceptable con las áreas corroídas.

2.5.6 Remover el cupón del portacupones.


2.5.7 Eliminar productos de corrosión e impurezas antes de la pesada.

- Los cupones que no han sido recubiertos con costras duras o productos de corrosión adheridos fuertemente, pueden ser limpiados con soplo de trozos de vidrio. La pérdida de masa durante la limpieza por soplo podría ser determinada por cupones limpios no expuestos.

- Después de limpiar, sumergir el cupón en solución saturada de bicarbonato de sodio por un minuto para neutralizar el ácido. Suavizar con agua destilada para remover el neutralizador.

- Suavizar el cupón inmediatamente con alcohol isopropílico o acetona y secar en vapor de aire seco. Las líneas de aire pueden ser equipadas con trampas o filtros para remover todo el aceite y agua. Las películas tenaces adheridas a

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 022
	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES	Fecha de Divulgación:	Página 9 de 11

algunos cupones pueden ser retiradas con limpiador doméstico y la lámina de acero se seca previamente con alcohol o acetona. Examinar visualmente el cupón y registrar observaciones.

2.5.8 Pesar el cupón después de la exposición

2.5.9 Determinar pérdida de peso (NORMA NACE RP 0775).

- Determinar previamente la duración de la prueba.
- Antes que las probetas sean sometidas a limpieza, después de ser retiradas de la prueba, deben ser observadas y registradas fotográficamente el estado superficial de estos.
- La limpieza posterior es un paso vital y si no se hace adecuadamente puede conducir a errores durante la pesada y en los cálculos.
- Generalmente el procedimiento de limpieza debe remover todos los productos de corrosión de los especímenes con un mínimo de remoción de metal virgen.

2.5.10 Determinar la Velocidad de Corrosión conociendo la pérdida de peso, el área inicial y el tiempo de exposición (Tiempo de exposición mínimo para obtener información válida 30 días) (NACE RP 0775).

2.5.11 Determinar la pérdida de masa del cupón de corrosión y dividir la masa perdida por el producto de la densidad del metal, el total de área expuesta y el tiempo de exposición para obtener la velocidad promedio de corrosión.


2.5.12 Un cálculo de la velocidad promedio de corrosión, expresada como una velocidad uniforme de pérdida de espesor por unidad de tiempo en milímetros por año o milímetros por año (mm/y o mm/a), se muestra en la ecuación (1):

$$C_R = \frac{w * 3,65 * 10^5}{ATD} \quad (1)$$

C_R : Velocidad de corrosión en (mm/año)

W: Masa perdida (g)

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
--------------------------	----------------------------------	-------------------------------------

ELABORÓ		REVISÓ		APROBÓ	
		VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		Versión: 01	
		INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES		Fecha de Divulgación:	
				ECP – VPR – I – 022	
				Página 10 de 11	

A: área superficial inicial del cupón expuesto (mm²)

T: tiempo de exposición (días)

D: densidad del metal del cupón (g/cm³).

2.5.13 Un cálculo de la velocidad promedio de corrosión expresado como una velocidad uniforme de pérdida de espesor por unidad de tiempo en mil por año (mpy) es mostrada en la ecuación (2):

$$C_R(\text{mpy}) = \frac{C_R(\text{mm/a})}{0,0254} \quad (2)$$

C_R: Velocidad de corrosión en (mpy)

2.5.14 Incertidumbre de pesada


2.5.15 Determinar el Tipo de corrosión presente, evidencia de picado u otra forma de corrosión localizada.

Nota: El cupón solo aporta información sobre el punto de exposición, de ahí la importancia del punto de colocación (Lugares representativos, Lugares presumiblemente críticos, Considerar condiciones de flujo, concentración, temperatura, etc.)

3 BIBLIOGRAFIA


- NACE RP0775 - Preparation, Installation, Analysis and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations.
- NACE TM 0299 - Corrosion Control and monitoring in seawater Injection systems.
- ASTM G1 - Preparing, Cleaning and evaluating corrosion test specimens.
- ASTM G4 - Method for Conducting Corrosion Coupons test in Plant Equipment.
- VIT-GTL-E-IMC-LT02 Monitoreo de corrosión interior de líneas de transporte de hidrocarburos y productos refinados.

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD	VICEPRESIDENCIA DE
--------------------------	------------	--------------------

	INFRAESTRUCTURA - VPR	PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ
	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01
	INSTRUCTIVO PARA LA MEDICIÓN DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES	Fecha de Divulgación:
		ECP – VPR – I – 022
		Página 11 de 11

4 ANEXO


- Formato para la determinación de velocidad de corrosión a través de cupones.

	EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS		
	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCION - VPR		
	EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN POR CUPONES		
Superintendencia:	Sistema:	Fecha:	
Campo:	Isométrico:		
Facilidad:	P&ID:	Tag:	
CUPON			
Tipo de Cupón:	Figura:		
Material:			
Peso inicial: Unidades:			
Peso final: Unidades:			
Area Expuesta:			
Superficie final:			
Tiempo de Exposición:			
Fecha Instalación:			
Fecha de Retiro:			
TIPO DE CORROSIÓN (DESCRIPCIÓN)			
CONDICIONES DESPUÉS DE PRUEBA			
Peso después de limpieza	Perdida de peso:	Profundidad de pitting	
Dimensiones finales			
CÁLCULOS DE LA TASA DE CORROSIÓN			
FLUIDO MONITOREADO			
Crudo:	Gas:	Agua de inyección:	Agua potable:
Composición:			
CONDICIONES DE OPERACIÓN			
Presión de la línea:	Temperatura del fluido:	Caudal:	
Flujo Continuo:	Intermitente:	Otro:	
Tratamiento químico			
CONDICIONES DE RESIDUOS			
Residuos: Si	Aspecto:		
No	Composición Química:		
OBSERVACIONES Y RESULTADOS			

ANEXO D. INGENIERIA SISTEMA DE INYECCION ESTACION J-25
Fuente: Ecopetrol.

**ANEXO E. INSTRUCTIVO PARA LA INSTALACIÓN Y REMOCIÓN DE CUPONES
RETRACTILES. ECP – VP – I – 007**


Fuente: ECOPETROL.

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 007
	INSTRUCTIVO PARA LA INSTALACION Y REMOCION DE CUPONES Y PROBETAS RETRACTILES	Fecha de Divulgación:	Página 1 de 5

RELACIÓN DE VERSIONES

VERSIÓN	DESCRIPCIÓN	FECHA
01	INSTRUCTIVO PARA LA INSTALACIÓN Y REMOCIÓN DE CUPONES RETRACTILES	
DEPENDENCIA RESPONSIBLE	REVISÓ	APROBÓ
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO ICP ELABORÓ: INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO ICP INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 007
	INSTRUCTIVO PARA LA INSTALACION Y REMOCION DE CUPONES Y PROBETAS RETRACTILES	Fecha de Divulgación:	Página 2 de 5

1. OBJETIVO

Proveer la secuencia lógica y segura para el retiro e instalación de cupones y probetas retráctil de corrosión, de tal manera que la operación se realice de forma segura.

2. DESARROLLO

2.1 RESPONSABILIDADES

El responsable de las actividades o líder de líneas y tanques se encargará de tramitar los permisos de trabajo y de mantener informada a la interventoría por parte de ECOPETROL de los avances en los trabajos planificados.

2.2 RIESGOS POTENCIALES ASOCIADOS / EFECTOS CONOCIDOS

- **Físico (Temperatura):** Quemaduras por contacto con equipos y superficies calientes.
- **Químicos:** manipulación de hidrocarburos, dermatitis, quemaduras.
- **De seguridad (incendio-explosión):** quemaduras, heridas, muerte, por manipulación de hidrocarburos.
- **De seguridad (Mecánicos):** atrapamiento, golpes, muerte, lesiones osteomusculares, por manipulación de cargas.
- **De seguridad (conducción de vehículos):** golpes, heridas, lesiones osteomusculares.
- **De seguridad (Locativo):** caídas a nivel o de alturas, por trabajos sobre superficies impregnadas de hidrocarburos, lesiones osteo-musculares.
- **Carga estática:** Posición principal de pie, fatiga lesiones osteomusculares.

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 007
	INSTRUCTIVO PARA LA INSTALACION Y REMOCION DE CUPONES Y PROBETAS RETRACTILES	Fecha de Divulgación:	Página 3 de 5

- **Biológicos:** picadura, mordeduras, adquisición de enfermedades endémicas, por acción de vectores.
- **Ambiental:** Contaminación del suelo por inadecuado manejo de residuos sólidos industriales.

Nota: Es importante revisar con el planeador la matriz de evaluación de impactos ambientales y riesgos para verificarlos y si es el caso incluir otros.

2.3 NORMAS DE SEGURIDAD

El personal para el uso de retrievers debe estar adecuadamente certificado.

2.3.2 Cumplir con las instrucciones de trabajo establecidas por la Superintendencia de operaciones para esta actividad.

2.3.3 Verificar que las vías de acceso a la locación se encuentren libres de obstrucciones, para facilitar la entrada y salida a la locación.

2.3.4 Mantener el área de trabajo ordenada. Colocar todas las partes de un equipo después del desmontaje en un lugar determinado.

2.3.5 Usar los elementos de protección personal

2.3.6 Diligenciar adecuadamente el Permiso de trabajo y/o certificados requeridos.

2.3.7 No se debe hacer uso del celular en el área de toma de muestra y análisis de la misma.


2.4 EQUIPOS Y MATERIALES.

2.4.1 Elementos de protección personal.

2.4.2 Elementos de monitoreo (Cupones y/o Probetas de Corrosión).

2.4.3 Válvula de servicio

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 007
	INSTRUCTIVO PARA LA INSTALACION Y REMOCION DE CUPONES Y PROBETAS RETRACTILES	Fecha de Divulgación:	Página 4 de 5

2.4.4 Access Fitting

2.4.5 QA/QC

2.4.6 Ingeniero Técnico en corrosión

2.5 PROCEDIMIENTO

2.5.1 Verificar que la presión registrada en el manómetro de la línea ó el sistema sea Menor a 800 psi.

2.5.2 Constatar que la presión de la línea sea adecuada para trabajar con el rating del retráctil.

2.5.3 Verificar la integridad de la válvula de corte donde se va a conectar el retráctil, para esto suelte el tapón lentamente y observe que la bola este dando sello.

2.5.4 Instale los cupones en el portacupón del retráctil.

2.5.5 Aflojar media vuelta la tuerca que presiona la prensa estopa para liberar el portacupón o probeta.

2.5.6 Hale el porta cupón o probeta hasta el tope, para protegerlo.

2.5.7 Enroscar el niple del retráctil en la válvula de corte del punto de monitoreo, para acoplar el retráctil al punto de monitoreo.


2.5.8 Abrir válvula de corte en el sistema para igualar presiones.

2.5.9 Introducir el elemento de medición en la línea o sistema, desplazando el porta cupón o probeta hacia el fondo.

2.5.10 Enroscar la tuerca que presiona la prensa estopa para sujetar el porta cupón o probeta.

2.5.11 Instale las cuñas de seguridad introduciendo los tornillos en la arandela y enroscando las tuercas de tope y fondo en los tornillos, asegurando el portacupón o probeta.

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ

	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	Versión: 01	ECP – VPR – I – 007
	INSTRUCTIVO PARA LA INSTALACION Y REMOCION DE CUPONES Y PROBETAS RETRACTILES	Fecha de Divulgación:	Página 5 de 5

2.5.12 Si el elemento de medición es una probeta instale el conector y el extensor.

2.5.13 Aflojar media vuelta la tuerca que presiona la prensa estopa para liberar el portacupón o probeta.

2.5.14 Desinstale las cuñas de seguridad aflojando los tornillos en la arandela y desenroscando las tuercas de tope y fondo en los tornillos.

2.5.15 Hale el porta cupón hasta el tope para extraer los cupones.

2.5.16 Cerrar la válvula de corte del sistema de monitoreo y de bola en el retráctil, bloqueando de esa manera el sistema.

2.5.17 Permita que se libere el gas almacenado en el retráctil y drene el fluido almacenado en el cuerpo del retráctil aflojando la tuerca que presiona la prensa estopa.

2.5.18 Sujetar el niple y desenroscar el cuerpo del retráctil para retirarlo.

2.5.19 Cambie los cupones ó probeta.

3 REFERENCIAS

- PTG 41.006 – Procedimiento general de recepción, identificación y manejo de muestras. Manual de procedimientos unidad de servicios técnicos y laboratorio.
- NACE RP0175: Control of Internal Corrosión in Steel pipelines and Piping System.
- ASTM G1 : Preparing, Cleaning and Evaluating Corrosión test Specimens
- ASTM G4 : Method for Conducting Corrosión Coupons test in Plant Equipment.
- VIT-GTL-E-IMC-LT02: Monitoreo corrosión interior de líneas de transporte de hidrocarburos y productos refinados.

INTEGRIDAD TÉCNICA - ICP	INTEGRIDAD INFRAESTRUCTURA - VPR	VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - VPR
ELABOR	REVISÓ	APROBÓ