

# DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD EN POZOS CON CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

## DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF A METHODOLOGY FOR INTEGRITY EVALUATION IN WELLS WITH ELECTRIC HEATING

JULIO PÉREZ

*Centro de Investigación del Gas y del Petróleo. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, jperez@uis.edu.co*

MANUEL CABARCAS

*Centro de Investigación del Gas y del Petróleo. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga*

LINA VELILLA

*Centro de Investigación del Gas y del Petróleo. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga*

IVAN URIBE

*Grupo de Investigación en Corrosión. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga*

CUSTODIO VASQUEZ

*Grupo de Investigación en Corrosión. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga*

Recibido para revisar Octubre 03 de 2006, aceptado Abril 24 de 2007, versión final Octubre 05 de 2007

**RESUMEN:** La integridad de los equipos en la Industria Petrolera, es de gran importancia por razones de seguridad, cumplimiento con regulaciones ambientales, reducción de costos de mantenimiento y prevención de paros inesperados de producción. El objetivo de este artículo es establecer una metodología para evaluar la integridad de pozos que utilicen el Calentamiento Eléctrico como método de recobro mejorado, de tal manera que se pueda definir si los pozos en estudio se encuentran en condiciones mecánico - metalúrgica adecuadas para implementar dicho método. La metodología propuesta se divide en tres etapas como son: planeación, criterios de evaluación y análisis de resultados. La planeación está dirigida hacia la elaboración de un plan de trabajo que será realizado en el sistema con el propósito de recolectar información histórica de inspección, mantenimiento y cálculos de velocidad de corrosión; para evaluar las condiciones actuales se utiliza una matriz de evaluación que determina la aplicabilidad del método de calentamiento eléctrico en los pozos en función de los parámetros que definen el ambiente del sistema y del material del revestimiento; luego de analizar los resultados el ingeniero de corrosión da su juicio determinando si el pozo es apto para la aplicación del método de recobro. Finalmente el artículo muestra dos ejemplos de aplicación de la metodología a pozos del campo La Hocha de la empresa (HOCOL S.A.) que se encuentran ubicados en Huila – Colombia. El mayor aporte de este artículo a la industria petrolera, es el desarrollo de una metodología que permita evaluar en forma conjunta diferentes parámetros estructurales y de operación para dar un diagnóstico del pozo antes de diseñar e implementar el calentamiento eléctrico como método de recobro, evitando de esta forma pérdidas económicas.

**PALABRAS CLAVE:** integridad, metodología, corrosión, calentamiento eléctrico resistivo,

**ABSTRACT:** The integrity of actives in the petroleum industry is highly important for safety reasons, compliance of environmental regulations, reduction of maintenance cost and prevention of unexpected production shut-down.

The objective of this article is to establish a methodology to evaluate the integrity of wells that use electric heating as enhanced oil recovery method, in such a way that can be established if the wells in study are under appropriate mechanic - metallurgic conditions to implement this method. The proposed methodology can be divided in the following stages: planning, evaluation approaches and analysis of results. The planning is directed toward the elaboration of a working plan that will be carried out in the system with the purpose of gathering historical information of inspection, maintenance and rate of corrosion calculations; to evaluate the current conditions an evaluation womb is used in order that determines the applicability of the method of electric heating in the wells in function of the parameters that define the ambient of the system and the coating material. After analyzing the results it is determined if the well is capable for the application of the recovery method. Finally the article shows two examples of application of the methodology to the wells of the HOCOL's Hocha field from Huila - Colombia. The major contribution of this article is the development of a methodology that allows to evaluate different structural and operation parameters to give a diagnosis of the well before designing and implementing the electric heating as recovery method, avoiding this way economic losses.

**KEY WORDS:** integrity, methodology, corrosion, electric heating.

## 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, se estima que el 64% de las reservas mundiales corresponden a crudos extra pesados y el 36% a crudos convencionales. Ante la posibilidad, cada vez menor, de encontrar yacimientos de crudos livianos, las reservas de crudo pesado se han convertido en recursos estratégicos. Por ello, la tarea de los responsables de asegurar el abastecimiento energético de los países se ha concentrado en estudiar las bases de recursos existentes y es ahí donde se percatan de la importancia de desarrollar los crudos pesados <sup>[1]</sup>. Pero no se debe olvidar, el problema de flujo en el yacimiento de los crudos pesados debido a su alta viscosidad, para lo cual, tradicionalmente, se han planteado y aplicado dos soluciones: la primera tiene que ver con métodos químicos donde se mezcla el crudo con un diluyente, ya sea con un crudo más liviano o con un derivado y la segunda solución considera técnicas de recobro donde se emplea el calor para mejorar la movilidad del crudo, entre ellas figuran la estimulación cíclica y continua de vapor, combustión “in situ” y otra alternativa es el Calentamiento Eléctrico (CE).

La empresa HOCOL S.A., que opera el campo de crudo pesado La Hocha en Huila – Colombia ha propuesto dentro de su plan de desarrollo tecnológico evaluar el calentamiento eléctrico en fondo de pozo para el aumento del factor de recobro. En este método se hace pasar corriente

eléctrica a través del yacimiento, y a medida que la corriente fluye, la energía eléctrica asociada a ésta es convertida en calor, produciéndose un aumento en la temperatura promedio en la formación alrededor del pozo. Como en estas condiciones la corrosión es acelerada y la integridad mecánica de los equipos de producción de los pozos se ve comprometida, es necesario hacer un estudio de integridad para garantizar la seguridad de todas las actividades a lo largo de todo el servicio de producción.

La integridad de equipos en la industria petrolera es de gran importancia por razones de seguridad, cumplimiento con regulaciones ambientales, reducción de costos de mantenimiento y prevención de paros inesperados de producción. Actualmente, no existe una metodología para la evaluación de integridad en pozos de producción sometidos a calentamiento eléctrico. Lo que normalmente se usa son programas de Inspección Basada en Riesgos (RBI) según la norma API RP-581 que describe los mecanismos de degradación, define la probabilidad y consecuencia de falla, desarrolla estrategias para mitigar el riesgo “inaceptable” y finalmente se designa un riesgo mitigado<sup>[2]</sup>. El propósito de un programa de inspección es definir y realizar aquellas actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de los equipos antes de que se produzcan las fallas.

El objetivo de este artículo es establecer una metodología para evaluar la integridad de pozos que utilicen el Calentamiento Eléctrico como método de recobro mejorado, de tal manera que

se pueda definir si los pozos en estudio se encuentran en condiciones mecánico-metalúrgicas adecuadas para implementar dicho método.

## 2. MECANISMOS DE DAÑOS COMÚNES EN POZOS DE PETRÓLEO

Es de vital importancia el conocimiento de los mecanismos de daños más comunes en los pozos de petróleo para poder predecir o estimar los defectos y fallas catastróficas que pueden ocurrir en este tipo de sistemas. La corrosión es un problema costoso en la industria del petróleo, lo cual requiere unas consideraciones especiales en el diseño de los equipos de producción. En los pozos de petróleo existen dos tipos de ambientes desde el punto de vista de la corrosión<sup>[3]</sup>:

- **Ambientes Ácidos:** Según la norma<sup>[4]</sup> para presión parcial del H<sub>2</sub>S mayor que 0.05 psia (0.34 Kpa) en la fase gaseosa, puede producirse agrietamiento bajo esfuerzo (Stress Cracking) en aceros y aleaciones de bajo carbono.
- **Ambientes Corrosivos:** La severidad del ambiente corrosivo depende de la presión parcial del CO<sub>2</sub> en la fase gaseosa, ver tabla 1.

**Tabla 1.** Severidad del ambiente según la presión parcial del CO<sub>2</sub>

**Table 1.** Severity of the environment according to the partial pressure of the CO<sub>2</sub>

Presión Parcial de CO <sub>2</sub>	Severidad de la Corrosión
Menor de 7 psi (0.5 atm)	Mediano o no corrosivo
Mayor de 7 psi (0.5 atm)	Moderada
Mayor de 30 psi (2 atm)	Alta

Fuente. Enhanced Recovery Engineering Including Design, Completion and Production Practices. Corrosion, World Oil 1997.

Al igual que la presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S determina el tipo de ambiente del pozo, el oxígeno y las bacterias sulfato reductoras, contribuyen al incremento de la velocidad de corrosión. Otros factores que afectan la velocidad de corrosión son:

- **La presión:** Con el aumento de la presión, se incrementa la solubilidad de los gases corrosivos en la fase acuosa y con ello la velocidad de corrosión.
- **La temperatura:** El aumento de la temperatura, puede influir en la precipitación de depósitos de carbonato de hierro como la siderita (FeCO<sub>3</sub>), que en algún momento y dependiendo de sus propiedades físicas puede detener la velocidad de corrosión; sin embargo, si no hay tendencia a la formación de siderita, un incremento en la temperatura puede acelerar la velocidad de corrosión.
- **La variación en el porcentaje de las fases:** El porcentaje de las fases es muy importante desde el punto de vista de la mojabilidad en la pared de la tubería de producción del pozo. Altos porcentajes de agua humedecen preferencialmente la superficie del metal y favorecen la corrosión, y según Esaklul<sup>[5]</sup> en los pozos con un corte de agua bajo (<50%) la vida de la tubería de producción es aproximadamente de 5 años, pero una vez el corte de agua aumenta, la vida de la tubería disminuye drásticamente y llega hasta seis meses aproximadamente para pozos con corte de agua por encima de 90%. Según Sridhar y Russell<sup>[6]</sup>, la velocidad de corrosión aumenta con el incremento del contenido de iones cloruros en un rango de 10000 a 100000 ppm. La magnitud de este efecto aumenta con temperaturas por encima de 60° C (150° F), esto se debe a que la temperatura ayuda a que los iones cloruros en solución penetren en la película de corrosión que se presenta en la superficie del metal, lo cual puede producir una desestabilización de la película y a su vez, conllevar a un aumento de corrosión.

Existen varios tipos de corrosión en pozos de petróleo<sup>[3,7]</sup>: La corrosión electroquímica y galvánica, agrietamiento bajo esfuerzo inducido por azufre (SSC) y la fragilización por hidrógeno. Estos problemas se presentan en recobro mejorado por la presencia de fluidos corrosivos, elevadas temperaturas y altos esfuerzos. La falla por fragilización y la corrosión por pérdida de material son los dos

principales problemas de la corrosión; la primera, suele ser más grave porque ocurre sin aviso y es asociada con altas presiones, altos esfuerzos, y ambientes ácidos; y la última, sin embargo, puede ser monitoreada con cupones y registros de inspección; además suele ser controlada con inhibidores y el material corroído puede reemplazarse durante un servicio planificado, lo cual suele ser menos costoso que una parada de emergencia.

La mayoría de los procesos de recobro mejorado son candidatos para generar  $H_2S$ , por introducción de bacterias sulfato reductoras, calor o como producto de una reacción química "In situ". Por esta razón, los ingenieros de producción deben diseñar completamientos con los que se intente eliminar la fragilización.

### 3. DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍA

Para que la evaluación de la integridad cumpla con los objetivos proyectados, se deben explorar las posibilidades de actuación de todos los mecanismos de daños potencialmente activos en las condiciones particulares de operación de los pozos. Para tal fin, el procedimiento debe seguir una metodología de trabajo que puede ser resumida en las siguientes etapas: (1) planeación; (2) criterios de evaluación y (3) análisis de resultados.

#### 3.1 Planeación

Consiste en elaborar un programa de inspección que sirva de orientación a los trabajos que se vayan a llevar a cabo en los pozos. La planeación se inicia con la adquisición de informaciones, teniendo como fuente los diseños y especificaciones de fabricación y montaje, diseño de equipos, los registros de operación, los informes de inspección y las memorias de las intervenciones de mantenimiento. El análisis de las informaciones en la etapa de planeación comprende las siguientes acciones: definición de los límites físicos, modelamiento de los daños esperados y plan de inspección<sup>[8]</sup>.

##### 3.1.1 Definición de límites físicos

En esta etapa se trata de establecer cuáles de los equipos de un sistema, o cuáles de las partes integrantes de un equipo deben ser sometidas a la evaluación de integridad. La definición de los límites depende los objetivos trazados inicialmente en el proyecto.

##### 3.1.2 Modelamiento de los daños esperados

Con base en el análisis de la información adquirida en esta etapa de planeación se definen: los mecanismos de acumulación de daños relevantes, las áreas del equipo o del sistema en que tales mecanismos son potencialmente más activos y la forma de daño que de ellos se espera. Para el desarrollo de esta etapa son recomendables las siguientes herramientas: (a) Históricos de inspección y mantenimiento y (b) Cálculo de la Velocidad de Corrosión. La integración de esta información permitirá estimar los daños esperados teniendo en cuenta las condiciones a las que será sometido el sistema.

##### **(a) Históricos de Inspección y Mantenimiento:**

Los históricos de inspección y mantenimiento constituyen una herramienta útil para la evaluación de integridad de un componente. Es recomendable que los históricos presenten un análisis de la historia de los eventos de los pozos del campo, además se deben mostrar los mecanismos potenciales de daño presentes y un comentario acerca del estado del pozo con respecto a las fallas más frecuentes. El objetivo de los históricos es detectar las áreas de acumulación de daños más comunes del sistema para así poder dirigir el plan de inspección a dichas áreas.

##### **(b) Cálculo de Velocidad de Corrosión:**

La velocidad de corrosión tiene que ver con el deterioro de un material con el paso del tiempo, por esta razón es importante calcular este valor para cada uno de los pozos del campo, dado que es un parámetro que resulta muy útil para calcular la vida remanente del equipo o sistema de estudio. Esta metodología utiliza el modelo computacional que predice la velocidad de corrosión de aceros al carbono en ambientes de

la industria del petróleo, el cual fue elaborado y publicado por la CLI – Intercorr Internacional<sup>[9]</sup>. Según Koplíku y Bazzoni<sup>[10]</sup> la velocidad de corrosión puede ser clasificada de acuerdo a la siguiente categorización cualitativa, la cual puede ser usada para evaluar los resultados:

- Muy baja/Negligible: < 50  $\mu\text{m}/\text{y}$  (0.05mmy).
- Baja: 50-200  $\mu\text{m}/\text{y}$  (0.05-0.2mmy).
- Moderada: 200-500  $\mu\text{m}/\text{y}$  (0.2-0.5mmy).
- Severa: 500-2000  $\mu\text{m}/\text{y}$  (0.5-2mmy).
- Muy severa: > 2000  $\mu\text{m}/\text{y}$  (2mmy).

### 3.1.3 Plan de inspección

Un plan de inspección detallado debe ser preparado como resultado final de la etapa de planeación, el cual debe ser orientado para la detección de los daños acumulados en servicios. Un requisito para la preparación del plan de inspección es la jerarquización de las áreas de acumulación de daños, la verificación del dimensionamiento del equipo, así como otros procedimientos simples de cálculo pueden ser empleados para la jerarquización. La experiencia demuestra que los daños se limitan casi siempre a la funcionalidad de un equipo y se hallan localizados en pequeñas áreas. El plan de inspección debe ser diseñado para maximizar la probabilidad de encontrarlos. Los métodos de inspección a ser aplicados a cada área deben ser escogidos teniendo en cuenta el daño que se espera encontrar y sus características físicas específicas, tales como posición relativa, tamaño, forma, etc. Las herramientas usadas en el plan de inspección son los ensayos no destructivos (END) usuales.

El registro de la información generada por la inspección y ensayos debe ser cuidadosamente ordenado en el plan de inspección. Tales registros deben contener todos los elementos necesarios para repetir la aplicación del ensayo en la misma área y con el mismo procedimiento, de tal modo que se puedan establecer tareas de acumulación de daños a través del tiempo. Es necesario registrar no solamente los daños encontrados sino también los ensayos negativos, tal información es fundamental para la

planeación de futuras evaluaciones de integridad que tengan que ser aplicadas al mismo equipo.

## 3.2 Criterios de Evaluación

En esta etapa se hace una evaluación del estado actual de los pozos del campo teniendo en cuenta las características que debe cumplir un pozo que será sometido a un método de recobro térmico de calentamiento eléctrico resistivo en fondo de pozo. Esta evaluación se hace a través de una matriz (tabla 2), que define la aplicabilidad del método de calentamiento eléctrico en los pozos en función de los parámetros que definen el ambiente del sistema y del material del revestimiento.

La matriz de evaluación debe cumplir necesariamente con el siguiente procedimiento lógico, el cual fue propuesto por González<sup>[11]</sup>:

- Definir los parámetros que van a ser tenidos en cuenta.
- Definir la jerarquización de los parámetros.
- Definir la escala o grado en el que se va a evaluar el parámetro.
- Definir el peso o ponderación de cada uno de los parámetros de acuerdo con su importancia en la decisión.
- Construir la matriz.
- Valorar cada dato presente en el pozo con cada escala o grado en el que esta definido el parámetro.
- Sumar todos los valores ponderados y anotar el resultado en la casilla total.

La ponderación para cada uno de estos parámetros es asignada de acuerdo a la influencia de cada uno en el proceso de calentamiento eléctrico resistivo. Para cada parámetro se tiene una escala que va de menor a mayor a medida que las condiciones son más cercanas o similares a las que se recomiendan para la aplicabilidad del método; de modo que la mayor calificación será la del pozo que tenga las propiedades más cercanas a las recomendadas para la aplicación del calentamiento eléctrico resistivo.

**Tabla 2.** Matriz de evaluación de pozos que serán sometidos a calentamiento eléctrico.

**Table 2.** Matrix of evaluation of wells that they will be subdued to electric heating.

Factor (Parámetro a evaluar)	Grados por Factor	Ponderación de Factores	Puntaje Máximo de Factor	Puntaje en los Grados
<b>Presión parcial H<sub>2</sub>S</b>	0) >0,05 psia 1) <0,05 psia 2) 0 psia	0,2	200	0 100 200
<b>Presión parcial CO<sub>2</sub></b>	0) >30 psia 1) 7 - 30 psia 2) < 7 psia	0,2	200	0 100 200
<b>Corte de Agua</b>	0) >50 % 1) 5 - 50 % 2) <5 %	0,15	150	0 75 150
<b>Material de Revestimiento</b>	0) Otro grado 1) L-80	0,2	200	0 200
<b>Temperatura</b>	0) >450° F 1) 150 - 450° F 2) <150° F	0,1	100	0 50 100
<b>Cloruros</b>	0) >1000 ppm 1) <1000 ppm 2) 0 ppm	0,05	50	0 25 50
<b>Velocidad de Fluidos</b>	0) >32,81 ft/sg 1) <32,81 ft/sg 2) 0 ft/sg	0,05	50	0 25 50
<b>Acoplamiento de materiales</b>	0) Incompatibles 1) Compatibles	0,05	50	0 50
<b>TOTAL</b>		1	1000	

Los parámetros que se tendrán en cuenta en la evaluación son los siguientes:

- Presión parcial de H<sub>2</sub>S:** Este factor tiene que ver con el ambiente del pozo, a través del mismo se define si el ambiente es ácido. El grado cero indica que por encima de esta presión el ambiente es ácido y tiene peligro de picaduras o de corrosión bajo esfuerzos; el grado uno indica que está fuera de peligro; y el grado dos que el ambiente no es ácido, es decir que la corrosión por H<sub>2</sub>S es nula. Esto es con base a la norma NACE MR0175-88.
- Presión parcial de CO<sub>2</sub>:** Al igual que el anterior, define el tipo de ambiente pero para pozos que producen CO<sub>2</sub>. El grado cero indica que la severidad del ambiente es alta; el grado uno indica que la severidad del ambiente es moderada; y el grado dos que la severidad es mediana a nula.
- Corte de agua:** Este factor es de gran importancia porque la reacción de la corrosión con CO<sub>2</sub> solo se genera en presencia de agua. El factor cero es crítico porque por encima de este valor existen grandes probabilidades de corrosión severa; el grado uno es intermedio porque se genera la reacción de corrosión pero los problemas no son tan severos, es decir pueden ser controlados; y el grado dos es el ideal para pozos que producen CO<sub>2</sub>.
- Material del Casing (producción/liner):** El grado cero indica que cualquier material diferente al L-80 no es recomendable para pozos con calentamiento eléctrico; el grado uno indica que el L-80 ha probado ser exitoso en pozos con calentamiento eléctrico por la buena resistencia mecánica, alta resistencia a la corrosión y al agrietamiento bajo esfuerzo <sup>[3]</sup>.
- Temperatura:** El grado cero indica que por encima de este valor se puede presentar corrosión a alta temperatura; el grado uno indica que la velocidad de corrosión puede disminuir si la presión del sistema es baja; para el grado dos se tiene que para este valor de temperatura la corrosión no se ve afectada en gran manera.
- Cloruros:** Este factor se debe tener en cuenta porque los cloruros promueven las picaduras (pitting) y otras formas de corrosión localizada en presencia de oxígeno u otros agentes oxidantes. El grado cero indica que es probable que se presenten problemas de corrosión localizada; para el grado uno no es notable ningún efecto en el sistema; y para el grado dos no hay problemas.

- **Velocidad de los fluidos:** Este parámetro influye en la erosión y desgaste. El grado cero indica que para este valor se presenta remoción mecánica de los productos de corrosión y corrosión erosión; para el grado uno se encuentra fuera de peligro y para el grado dos no hay problemas de erosión.
- **Acoplamiento de materiales:** Este factor indica que se deben evitar acoplamientos de metales que generen una diferencia de potencial eléctrico alta, lo cual produce corrosión galvánica. Se recomienda, evitar los siguientes acoplamientos: las aleaciones de aluminio excepto del tipo Duraluminio; el zinc, aceros galvanizados y aceros base magnesio; níquel, monel y titanio con aceros de baja aleación; 13-cromo con acero al carbono. El grado cero indica que se presentará corrosión galvánica y el grado uno que no hay peligro de que se presente este tipo de corrosión.

De acuerdo al puntaje total de los grados se define si el pozo es adecuado o no para implementar el método de recobro de calentamiento eléctrico resistivo. Se ha determinado que el puntaje límite es 750 puntos sobre 1000, es decir que los pozos que obtengan un puntaje inferior a 750 no son adecuados para calentamiento eléctrico resistivo desde el punto de vista del ambiente corrosivo, mientras que los que obtengan más de 750 puntos si son recomendados para implementar este método de recobro. Se escogió este puntaje teniendo en cuenta los diferentes escenarios que podrían presentarse con las variables de mayor ponderación como son la presión parcial del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, el material del revestimiento y la temperatura; dado que son los que más influyen en el aumento de la velocidad de corrosión.

### 3.3 Análisis de resultados

Esta etapa comprende la preparación de un informe basado en el análisis de la interpretación y juzgamiento del conjunto de informaciones obtenidas en las etapas de planeación y trabajo de campo, se deben reunir de modo sistematizado todas las informaciones relevantes, presentar un análisis interpretativo, establecer un

periodo seguro para la operación del equipo o sistema y proporcionar un plan de inspección a ser aplicado en una nueva evaluación de integridad. Además, se pueden incluir las eventuales operaciones de mantenimiento o alteraciones en los procedimientos que conduzcan a extender la vida útil.

## 4. EJEMPLOS DE LA METODOLOGÍA

La metodología de integridad mencionada anteriormente aplicada a los campos Tello 08 y La Hocha 02 de la empresa HOCOL S.A., se encuentra consignada en los siguientes ejemplos.

### 4.1 Ejemplo 1

En este ejemplo se aplicará la metodología de evaluación al pozo La Hocha 09.

#### 4.1.1 Planeación

Como se explicó anteriormente esta etapa está conformada por tres partes que se definen a continuación para el caso particular de estudio.

- **Definición de límites:** Como se trata de un pozo de petróleo los elementos a evaluar serán la tubería de producción, tubería de revestimiento y empaques.
- **Modelamiento de daños:**  
**Históricos:** No se tiene la historia de eventos e intervenciones de este pozo.  
**Velocidad de Corrosión:** Para el caso del pozo La Hocha 09, se tienen los valores que se muestran en la tabla 3.

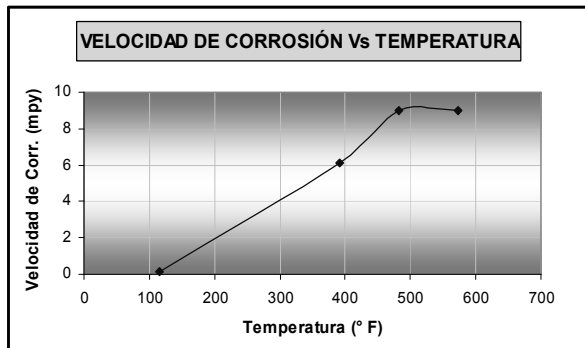
**Tabla 3.** Velocidad de corrosión del pozo La Hocha 09 para cada temperatura.

**Table 3.** Velocity of corrosion of the well La Hocha 09 for each temperature.

Temperatura (° F)	mpy	mmpy
178	0.38	0.01
392	6.15	0.16
482	9.00	0.23
572	9.00	0.23

Se puede visualizar el efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión y como era de esperarse la temperatura incrementa este valor (figura 1).

Según la clasificación hecha por Kopliku y Bazzoni (1994), el pozo La Hocha 09 se encuentra en la categoría de velocidad de corrosión moderada para temperaturas mayores de 450° F, así como se puede ver en al figura 1.



**Figura 1.** Efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión del pozo La Hocha 09

**Figure 1.** Effect of the temperature in the velocity of corrosion of the well La Hocha 09

- **Plan de inspección:** Teniendo en cuenta la información de la etapa anterior se elabora el siguiente plan.

#### Tubería de producción

- Daños esperados: Corrosión erosión, pérdida de espesor, agrietamiento.
- Ensayos Programados: Inspección Visual, Medición de espesores.

#### Tubería de revestimiento

- Daños esperados: Corrosión, colapso.
- Ensayos Programados: Toma de registros “caliper survey” para detectar posibles discontinuidades o daños generados en las mismas.

#### 4.1.2 Criterios de Evaluación

En esta etapa se analizan los datos de las condiciones actuales del pozo La Hocha 09 que se encuentran en la tabla 4, los cuales son introducidos en la matriz de evaluación del método de calentamiento eléctrico que se muestra en la tabla 5.

**Tabla 4.** Datos del pozo La Hocha 09

**Table 4.** Data of the well la Hocha 09.

Parámetro	Valor
P. parcial H <sub>2</sub> S (psia)	0
P. parcial CO <sub>2</sub> (psia)	6.291
Corte de Agua (%)	0.2
Material Casing	N-80
Temp. (° F)	116
Cloruros (ppm)	15600
Velocidad Fluidos (ft/s)	0.2186
Acoplamiento	compatible

Como se puede apreciar en la tabla 5, el pozo La Hocha 09 no aplica para implementar el método de recobro de Calentamiento Eléctrico Resistivo desde el punto de vista de la integridad estructural del pozo y de la corrosión del mismo, pues se obtuvo un puntaje de 725/1000 que está por debajo del estipulado en la evaluación; esto se debe a que el material del “casing” (tubería de revestimiento) no es el recomendado para este tipo de ambiente y el porcentaje de cloruros es alto, lo que puede generar picaduras.

#### 4.1.3 Análisis de resultados

De la velocidad de corrosión se tiene que la temperatura actual 116° F (46° C) la velocidad de corrosión está en 0.38mpy y a la máxima temperatura que alcanzaría con Calentamiento Eléctrico 572° F (300° C) se presenta un aumento en la velocidad de corrosión bastante importante de 9.00mpy el cual es un valor que representa deterioro seguro del sistema. Y de la matriz de evaluación se tiene que las condiciones actuales del pozo La Hocha 09 no son las adecuadas para implementar el método de Calentamiento Eléctrico Resistivo porque los parámetros de ambiente y material de casing no se encuentran dentro del rango de valores aceptable.



**Tabla 5.** Matriz de evaluación del método de calentamiento eléctrico aplicada al pozo La Hocha 09.

**Table 5.** Matrix of evaluation of the method of electric heating applied to the well La Hocha 09.

Factor	Grados por Factor	Ponderación de Factores	Puntaje Máximo de Factor	Puntaje en los Grados	LH 09
P. parcial H <sub>2</sub> S (psia)	0) > 0.05 1) < 0.05 2) 0	0,2	200	0 100 200	200
P. parcial CO <sub>2</sub> (psia)	0) > 30 1) 7 - 30 2) < 7	0,2	200	0 100 200	200
Corte de Agua (%)	0) > 50 1) 5 - 50 2) < 5	0,15	150	0 75 150	150
Material Casing	0) Otro 2) L-80	0,2	200	0 200	0
Temper. (° F)	0) > 450 1) 150-450 2) < 150	0,1	100	0 50 100	100
Cloruros (ppm)	0) > 1000 1) < 1000 2) 0	0,05	50	0 25 50	0
Velocidad de Fluidos (ft/s)	0) > 32,81 1) < 32,81 2) 0	0,05	50	0 25 50	25
Acoplamiento de materiales	0) diferente 1) iguales	0,05	50	0 50	50
<b>TOTAL</b>		<b>1</b>	<b>1000</b>		<b>725</b>

## 4.2 Ejemplo 2

En el presente ejemplo se analizará el pozo La Hocha 02 para implementar la metodología de evaluación.

### 4.2.1 Planeación.

- **Definición de límites:** Se evalúan los mismos componentes que se evaluaron en La

Hocha 09 (tubería de producción, tubería de revestimiento, empaques).

- **Modelamiento de daños:**

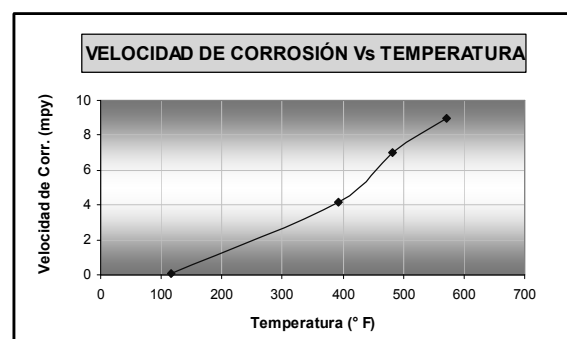
**Históricos:** Al igual que La Hocha 09, no se cuenta con historia de inspección y mantenimiento.

**Velocidad de corrosión:** Los valores de velocidad de corrosión de La Hocha 02 se encuentran en la tabla 6, y en la figura 2 se muestra el efecto de la temperatura en la velocidad de la corrosión, donde se puede ver que aumenta.

**Tabla 6.** Velocidad de corrosión del pozo la Hocha 02

**Table 6.** Velocity of corrosion of the well La Hocha 02

Temperatura (° F)	Mpy	mmpy
178	0.26	0.01
392	4.18	0.11
482	7.00	0.18
572	9.00	0.23



**Figura 2.** Efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión del pozo la Hocha 02.

**Figure 2.** Effect of the temperature in the velocity of corrosion of the well La Hocha 02.

Según la clasificación hecha por Kopluku y Bazzoni <sup>[10]</sup> las velocidades de corrosión para el pozo La Hocha 02 se encuentran dentro de la

categoría de baja y muy baja para temperaturas por debajo de 572° F.

- **Plan de inspección:** Aunque este pozo está en buenas condiciones mecánico-metalúrgicas se recomienda hacer el mismo plan de inspección que el pozo La Hocha 09, para validar la información obtenida en la etapa anterior.

#### 4.2.2 Criterios de Evaluación

Los datos de las condiciones actuales del pozo La Hocha 02 se encuentran en la tabla 7, los cuales son introducidos en la matriz de evaluación del método de Calentamiento Eléctrico Resistivo para determinar si se encuentra en buenas condiciones mecánico-metalúrgicas para soportar el ambiente al que será sometido el sistema.

**Tabla 7.** Datos del pozo La Hocha 02  
**Tabla 7.** Data of the well La Hocha 02

Parámetro	Valor
P. parcial H <sub>2</sub> S (psia)	0
P. parcial CO <sub>2</sub> (psia)	1.736
Corte de Agua (%)	0.9
Material Casing	L-80
Temp. (° F)	116
Cloruros (ppm)	15600
Velocidad Fluidos (ft/s)	0.0061
Acoplamiento	compatible

En la tabla 8 se muestra que el pozo La Hocha 02 aplica para implementar el método de recobro de Calentamiento Eléctrico Resistivo debido a que el puntaje obtenido para este pozo se encuentra por encima del aceptable.

#### 4.2.3 Análisis de resultados

De la velocidad de corrosión se tiene que a la temperatura actual 116° F (46° C) la velocidad de corrosión está en 0.26mpy y a la máxima temperatura que alcanzaría con Calentamiento Eléctrico 572° F (300° C) se obtiene un valor de 9.00mpy. Este valor es aceptable, lo cual es positivo desde el punto de vista de la integridad.

Y de la matriz de evaluación se tiene que las condiciones actuales del pozo La Hocha 02 son las adecuadas para implementar el método de Calentamiento Eléctrico Resistivo porque los parámetros como el ambiente y material de casing se encuentran dentro del rango de valores aceptables.

**Tabla 8.** Matriz de evaluación del método de calentamiento eléctrico aplicada al pozo La Hocha 02.

**Table 8.** Matrix of evaluation of the method of electric heating applied to the well La Hocha 02.

Factor	Grados por Factor	Ponderación de Factores	Puntaje Máximo de Factor	Puntaje en los Grados	LH 02
P. parcial H <sub>2</sub> S (psia)	0) > 0.05 1) < 0.05 2) 0	0,2	200	0 100 200	200
P. parcial CO <sub>2</sub> (psia)	0) > 30 1) 7 - 30 2) < 7	0,2	200	0 100 200	200
Corte de Agua (%)	0) > 50 1) 5 - 50 2) < 5	0,15	150	0 75 150	150
Material Casing	0) Otro 2) L-80	0,2	200	0 200	200
Temper. (° F)	0) > 450 1) 150-450 2) < 150	0,1	100	0 50 100	100
Cloruros (ppm)	0) > 1000 1) < 1000 2) 0	0,05	50	0 25 50	0
Velocidad de Fluidos (ft/s)	0) > 32,81 1) < 32,81 2) 0	0,05	50	0 25 50	25
Acoplamiento de materiales	0) diferente 1) iguales	0,05	50	0 50	50
<b>TOTAL</b>		<b>1</b>	<b>1000</b>		<b>925</b>

## 5. CONCLUSIONES

- La metodología de evaluación ayuda a determinar si un pozo está en condiciones mecánico-metalúrgicas adecuadas para implementar el método de recobro mejorado de Calentamiento Eléctrico Resistivo en fondo de pozo, más no es un método de inspección basado en riesgos que determine la probabilidad y consecuencia de falla de los pozos.
- Los pozos candidatos para emplear el método de Calentamiento Eléctrico Resistivo de modo que se garantice la integridad, son los aquellos que tengan una corta vida de servicio y que cuenten con las condiciones requeridas por este tipo de proceso de recobro mejorado, como son el material del revestimiento, el corte de agua, la composición del fluido, velocidad de corrosión, etc.
- Al implementar la metodología de evaluación a los pozos del campo La Hocha de la empresa Hocol S.A, se concluye que el pozo La Hocha 09 no cuenta con las condiciones adecuadas para implementar el método de Calentamiento Eléctrico Resistivo en fondo de pozo como recobro mejorado, mientras que La Hocha 02 califica como apto para este tipo de métodos de recobro.

## 6. AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su sincero agradecimiento al Instituto Colombiano para el desarrollo de la Ciencia y Tecnología Francisco José de Caldas, COLCIENCIAS, por su valioso apoyo en la financiación del proyecto, a la Universidad Industrial de Santander-Centro de Investigación del Gas y del Petróleo (CIGP) y a HOCOL por su apoyo técnico-económico.

## 7. REFERENCIAS

- [1] TREVIÑO M., “Venezuela y Canadá son el boom con sus crudos y bitúmenes”, Carta Petrolera, Edición 114, 2006.
- [2] RUSS P.R, “Equipment Strategy Development for Down-hole Tubulars”, SPE 77803, 2003.
- [3] DUNCAN G., “Enhanced Recovery Engineering Including Design, Completion and Production Practices. Corrosion”, World Oil, 1997.
- [4] NACE MR 0175-88, Standard Materials Requirements, “Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment”.
- [5] ESAKLUL K.A, “Innovative Approaches to Downhole Corrosion Control”, SPE 25584, 1993.
- [6] SRIDHAR S., RUSSELL D, “Prediction of Corrosivity of CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S Production Environments”, Corrosion/96, Paper N° 11, 1996.
- [7] TUTTLE R.N, “Corrosion in Oil and Gas Production”, SPE Reprint Series N°46 Corrosion, 1997.
- [8] URIBE I, Estrategia para la evaluación de integridad de equipos estáticos. Primer seminario colombiano sobre evaluación de integridad y análisis de falla. Bucaramanga - Colombia, 1991.
- [9] VAMSHI R., JANGAMA, “A computer model for prediction of corrosion of carbon steels”, Corrosion/97, paper N° 318, 1997.
- [10] KOPLIKU A, BAZZONI B., “Expert System for Corrosion Evaluation and Material Selection in Oil and Gas Well”, SPE 27553, 1994.
- [11] GONZALEZ L, Principios sobre la formulación y evaluación de proyectos económicos, Ediciones UIS. Bucaramanga – Colombia, 1996.