



**Universidad Surcolombiana**

**ESTUDIO DE LA CORROSIÓN PRESENTE EN LA SARTA DE VARILLAS DE  
LOS SISTEMAS PCP DEL CAMPO GUANDO**

**CARLOS ULISES NARVAEZ CORTES  
RICARDO GOMEZ ARCINIEGAS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2013**



**Universidad Surcolombiana**

**ESTUDIO DE LA CORROSIÓN PRESENTE EN LA SARTA DE VARILLAS DE  
LOS SISTEMAS PCP DEL CAMPO GUANDO**

**CARLOS ULISES NARVAEZ CORTES  
RICARDO GOMEZ ARCINIEGAS**

**Trabajo de Investigación presentado como requisito parcial para optar al  
título de Ingeniero de Petróleos.**

**Director  
ING. PAOLA A. MEJIA  
Codirector:  
ING. HAYDEE MORALES**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2013**

**Nota de aceptación:**

---

---

---

---

---

---

---

**Ing. Haydee Morales  
Director**

---

**Ing. Ervin Aranda Aranda  
Jurado**

---

**Ing. Jaime Rojas  
Jurado**

**Neiva, Enero de 2013**

## DEDICATORIAS

A Dios porque sin el ninguno de las alegrías y triunfo en mi vida serían posibles.

A mi madre Maria de los Angeles por ser la mejor madre del mundo y apoyarme siempre.

A mi padre Ulises por enseñarme la importancia de la honestidad y el valor de la verdad.

A mi hermana Margarita por estar siempre apoyándome en todas mis empresas.

A mi sobrina Nicole por ser capaz de hacerme la persona más feliz solo con un abrazo.

A Natalia por hacer de cada día , el mejor día al ver su sonrisa.

A Wberles, Walter, Poke, Ruben, Ivan y angelita por enseñarme el valor de una verdadera amistad.

A todos mis amigos del código 2006-1 por los inolvidables momentos compartidos.

A todas las personas que de una u otra forma han hecho y hacen parte de mi vida.

**Carlos Ulises Narvaez Cortes**

A DIOS, por brindarme la vida, la oportunidad de culminar con éxito esta etapa de mi vida, por haber llenado mi camino de personas maravillosas y por ser la fuerza y la esperanza que me permitieron salir adelante frente a cada dificultad.

Al ser más maravilloso de este mundo. Mi reina!!!, que ilumina mis días con su presencia, con su ternura, con su cariño, con su entrega... Siempre mi mayor inspiración, admiración y respeto. Ejemplo de dedicación, honestidad constancia y esfuerzo, a ella... Mi Madre!!!... Es a quien pertenece este logro.

A mi maravillosa hermana quien ha sido uno de los pilares de este logro y quien es Mi ejemplo de superación personal y profesional.

A mi padre a quien admiro por su fortaleza y sus ganas de salir adelante...

A toda mi familia, Mi abuelita inspiración de respeto, ejemplo de fortaleza y amor, a mis tíos y primos, apoyos constantes en mi crecimiento

A mi amigo Diego, Mi hermano del alma y compañero de tantos momentos...

A mi amiga, una de las personas más sorprendente que he podido conocer, un ejemplo de mujer y un ser humano increíble... la inconfundible Angelita!!!... indeleble en mi corazón!!!

A todos mis amigos y compañeros de la USCO, El negro, El costeño, El sopas, Cristian, Milton Ñareto, Milto Reyes, Diego, Hernán, Parrita, Ballén, Poke, Oscar, José, Forigua, Isidro, John, Jorge, Julio, Lucho, Anyi, Aleja, Perlis... y a todos aquellos que me han aportado miles de cosas buenas.

**RICARDO GOMEZ ARCINIEGAS**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresamos nuestros agradecimientos a Petrobras Colombia Limited, a la Universidad Surcolombiana y al Programa de Ingeniería de Petróleos por permitirnos desarrollar este proyecto y facilitarnos las herramientas necesarias para este proceso.

Agradecimiento especial a los ingenieros Dayro Gómez, Ricardo Romero, Carlos Rojas, Osnidio Cerquera, Oscar Losada, Gloria Monroy, Dagoberto Rivera, William Vera, Olga Castillo, Piedad Guarnizo, José Estrada Y Juan Pablo Mulett por su incansable colaboración y sus grandes aportes al desarrollo de la investigación.

A nuestra directora de tesis, Ingeniera Paola Andrea Mejía y a nuestra codirectora del mismo, Profesora e Ingeniera Haydee Morales, por el gran apoyo que nos brindaron, por guiarnos y creer en nosotros.

A nuestros jurados ingenieros Ervin Aranda y Jaime Rojas por el tiempo y la paciencia brindada para la culminación del proyecto.

A todas aquellas personas que de una u otra forma hicieron posible la realización de este proyecto de investigación.

A todas estas personas muchas gracias.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>RESUMEN</b>	<b>16</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>17</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>18</b>
<b>1. GENERALIDADES</b>	<b>19</b>
<b>1.1 GENERALIDADES TECNICAS</b>	<b>19</b>
<b>1.2 MECANISMOS DE FALLAS</b>	<b>19</b>
<b>1.2.1 Fallas Mecánicas.</b>	<b>19</b>
<b>1.2.2 Tipos de corrosión.</b>	<b>23</b>
<b>1.2.3 Fallas por corrosión.</b>	<b>26</b>
<b>1.3 MONITOREO DE LA CORROSIÓN</b>	<b>27</b>
<b>1.3.1 Uso de Cupones.</b>	<b>28</b>
<b>1.3.2. Análisis del Hierro Disuelto en el Agua Producida.</b>	<b>28</b>
<b>2. CARACTERIZACION DEL CAMPO</b>	<b>29</b>
<b>2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUANDO</b>	<b>29</b>
<b>2.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y DE FLUIDOS</b>	<b>30</b>
<b>2.2.1 Estructura.</b>	<b>30</b>
<b>2.2.2 Fluidos.</b>	<b>31</b>

<b>2.3 HISTORIA OPERACIONAL</b>	<b>31</b>
<b>3. METODOLOGIA</b>	<b>35</b>
<b>3.1 ANALISIS DE PRUEBAS A LAS VARILLAS</b>	<b>35</b>
3.1.1 Prueba piloto recubrimiento en varillas.	35
3.1.2 Análisis electroquímico y resistencia a la tracción.	39
3.1.3 Composición química y microdureza	45
<b>3.2 HISTORIAL DE POZOS</b>	<b>46</b>
3.2.1 Historial de intervenciones por corrosión en los pozos.	47
<b>3.3 POZOS CON PROBLEMAS DE CORROSIÓN CRÍTICA Y EVENTUAL.</b>	<b>51</b>
<b>3.4 ANTECEDENTES DE LOS POZOS CRITICOS</b>	<b>54</b>
3.4.1 Pozo GUA-149.	54
3.4.2 Pozo GUA-045.	56
3.4.3 Pozo GUA-122.	60
3.4.4 Pozo GUA-145.	62
3.4.5 Pozo GUA-097.	68
<b>3.5 CARACTERIZACION DE LA CORROSIÓN.</b>	<b>71</b>
3.5.1 Descripción del fenómeno.	72
3.5.2 Modos de falla.	73
3.5.3 Caracterización de los fluidos.	75
3.5.4 Caracterización de sólidos (scale y productos de corrosión).	76
<b>3.6 CUPONES DE CORROSIÓN</b>	<b>80</b>

3.6.1 Morfología de daño en cupones.	82
<b>4. MATRIZ DE RIESGO</b>	<b>84</b>
4.1 DESCRIPCIÓN Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	85
4.1.1 Análisis de Riesgos	85
4.1.2 Estimación de la Probabilidad de Falla	86
4.1.3 Estimación de las Consecuencias de Falla	89
4.1.4 Evaluación de Riesgos	90
4.1.5 Control, Seguimiento y estrategias de mantenimiento.	90
4.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA	90
4.2.1 Pozo GUA – 145	91
4.2.2 Pozo GUA-097	93
4.2.3 Pozo GUA-045	95
4.2.4 Pozo GUA-149	98
4.2.5 Pozo GUA-122	101
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>105</b>
<b>6. RECOMENDACIONES</b>	<b>106</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>107</b>

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Resultados de la prueba piloto para el almacenamiento de varilla	37
<b>Tabla 2.</b> Especificaciones de la solución	39
<b>Tabla 3.</b> Análisis electroquímico de la Varilla convencional	40
<b>Tabla 4.</b> Análisis electroquímico de la Varilla continua	43
<b>Tabla 5.</b> Microdureza	45
<b>Tabla 6.</b> Composición elemental	46
<b>Tabla 7.</b> Historia de Intervenciones a pozo del Campo Guando por corrosión año 2010	47
<b>Tabla 8.</b> Fallas por corrosión del Campo Guando año 2010	47
<b>Tabla 9.</b> Historia de Intervenciones a pozo del Campo Guando por corrosión año 2011	48
<b>Tabla 10.</b> Fallas por corrosión del Campo Guando año 2011	49
<b>Tabla 11.</b> Historia de Intervenciones a pozo del Campo Guando por corrosión año 2012.	50
<b>Tabla 12.</b> Fallas por corrosión del Campo Guando año 2012	50
<b>Tabla 13.</b> Distribución de pozos por isla	53
<b>Tabla 14.</b> Modos de falla.	73
<b>Tabla 15.</b> Caracterización de fluidos	75
<b>Tabla 16.</b> Inventario de pozos con adaptador de acceso (Access Fitting).	81
<b>Tabla 17.</b> Potencial corrosivo de acuerdo a las velocidades de corrosión.	87
<b>Tabla 18.</b> Probabilidad de falla por varilla	88

<b>Tabla 19.</b> Probabilidad de falla por factor de servicio.	88
<b>Tabla 20.</b> Probabilidad de falla por fricción.	89
<b>Tabla 21.</b> Consecuencia según BOPD.	89
<b>Tabla 22.</b> Resultados scalecorr	91
<b>Tabla 23.</b> Resultados scalecorr	94
<b>Tabla 24.</b> Resultados scalecorr	96
<b>Tabla 25.</b> Resultados scalecorr	99
<b>Tabla 26.</b> Resultados scalecorr	101
<b>Tabla 27.</b> Resultados de la matriz de riesgo de los pozos críticos de Campo Guando	104

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.1.</b> Roturas en conexiones	21
<b>Figura 1.2.</b> Rotura en el cuerpo	22
<b>Figura 1.3.</b> Fallas por tensión	23
<b>Figura 1.4</b> Corrosión por cloruros	25
<b>Figura 2.1.</b> Ubicación geográfica del Campo Guando	29
<b>Figura 2.2.</b> Tipos de trampa Subcuenca de Girardot	31
<b>Figura 2.3.</b> Patrón de inyección de siete puntos invertido.	32
<b>Figura 2.4.</b> Fotografía aérea de Campo Guando	33
<b>Figura 2.5.</b> Completamiento típico de los pozos de Campo Guando	34
<b>Figura 3.1.</b> Preparación de la superficie de las varillas	35
<b>Figura 3.2.</b> Varillas evaluadas.	36
<b>Figura 3.3.</b> Varillas con recubrimientos a) Cemento marino b) H740	36
<b>Figura 3.4.</b> Resultado de la prueba piloto a) Varilla 750N, b) Varilla 970N, c) Varilla SER 6, d) Varilla SWR	37
<b>Figura 3.5.</b> Evaluación en los fluidos de pozo	38
<b>Figura 3.6.</b> Desprendimiento del recubrimiento H740	38
<b>Figura 3.7.</b> Montaje con electrodo de anillo rotatorio	40
<b>Figura 3.8.</b> Rata de corrosión en función del material y resistencia a la fluencia	41
<b>Figura 3.9.</b> Rata de corrosión en función del material y resistencia a la fluencia	41

<b>Figura 3.10.</b> Rata de corrosión en función del material y resistencia a la fluencia	42
<b>Figura 3.11.</b> Rata de corrosión en función del material y resistencia a la fluencia	43
<b>Figura 3.12.</b> Rata de corrosión en función del material y resistencia a la fluencia	44
<b>Figura 3.13.</b> Barrido de microdureza	45
<b>Figura 3.14.</b> Fallas por corrosión del Campo Guando año 2010	48
<b>Figura 3.15.</b> Fallas por corrosión del Campo Guando año 2011	49
<b>Figura 3.16.</b> Fallas por corrosión del Campo Guando año 2012.	51
<b>Figura 3.17.</b> Pozos críticos del Campo Guando	52
<b>Figura 3.18.</b> Fallas por corrosión en islas del Campo Guando	53
<b>Figura 3.19.</b> Grafica de DLS (Dog Leg Severity)	55
<b>Figura 3.20.</b> Grafica de DLS (Dog Leg Severity)	57
<b>Figura 3.21.</b> Reporte General GUA-045	59
<b>Figura 3.22.</b> Grafica de DLS (Dog Leg Severity)	60
<b>Figura 3.23.</b> Grafica de DLS (Dog Leg Severity)	63
<b>Figura 3.24.</b> Cupón de corrosión instalado en Pozo Gua-145	64
<b>Figura 3.25.</b> Acoplamiento de cupón de corrosión a sistema retráctil.	65
<b>Figura 3.26.</b> Instalación de cupón en cabeza de Pozo del Gua.145.	65
<b>Figura 3.27.</b> Cupón de corrosión retirado del Pozo Gua-145	66
<b>Figura 3.28.</b> Cupón de corrosión luego de limpieza química	66
<b>Figura 3.29.</b> Reporte General GUA-145	67
<b>Figura 3.30.</b> Grafica de DLS (Dog Leg Severity)	68
<b>Figura 3.31.</b> Reporte General GUA-097	70

<b>Figura 3.32.</b> Scale de Sulfuro de Hierro en GUA-045.	71
<b>Figura 3.33.</b> Evidencia de corrosión-desgaste y remoción permanente de Scale en varilla del pozo Gua-045.	71
<b>Figura 3.34.</b> Corrosión por H <sub>2</sub> S en varilla continua que presenta desgaste por rozamiento en GUA-114.	72
<b>Figura 3.35.</b> Corrosión varilla continua Gua-045.	72
<b>Figura 3.36.</b> Scale CaCO <sub>3</sub> en varilla Gua-002	72
<b>Figura 3.37.</b> Corrosión varilla convencional Gua-149	73
<b>Figura 3.38.</b> Falla súbita dúctil por torsión.	74
<b>Figura 3.39.</b> Corrosión fatiga por flexión.	74
<b>Figura 3.40.</b> Corrosión fatiga por flexión (posibilidad de scc (corrosión bajo tensiones) a flexión).	74
<b>Figura 3.41.</b> (a) Muestras solidos GUA-145, (b) Varilla continua de GUA-145	76
<b>Figura 3.42.</b> Análisis cualitativo de los sólidos de GUA-145.	77
<b>Figura 3.43.</b> Difractograma de los sólidos de GUA-145.	77
<b>Figura 3.44.</b> (a) Rotor de la PCP. (b) Pines de la varilla convencional. (c) Cuerpo de la varilla convencional. (d) Muestras solidos GUA-002	78
<b>Figura 3.45.</b> Análisis cualitativo de los sólidos de GUA-002.	79
<b>Figura 3.46.</b> Difractograma de los sólidos de GUA-002.	79
<b>Figura 3.47.</b> Equipo retráctil usado para la instalación de cupones en líneas de baja presión (p< 150 psi).	80
<b>Figura 3.48.</b> Monitoreo de la corrosión.	82
<b>Figura 3.49.</b> Ataque preferencial en borde en cupón de corrosión Gua 097. 13-Abril-2012 Vel corrosión: 0.98 mpy.	83
<b>Figura 3.50.</b> Picadura y ataque localizado en bordes en cupón de corrosión Gua-145	83

<b>Figura 4.1.</b> Matriz de Riesgo	86
<b>Figura 4.2.</b> Parametros ingresados al Scalecorr 4.0	91
<b>Figura 4.3.</b> Perfil de las velocidades de corrosión del pozo GUA-145.	92
<b>Figura 4.4.</b> Parametros ingresados al Scalecorr 4.0	93
<b>Figura 4.5.</b> Perfil de las velocidades de corrosión del pozo GUA-097.	94
<b>Figura 4.6.</b> Parametros ingresados al Scalecorr 4.0	96
<b>Figura 4.7.</b> Perfil de las velocidades de corrosión del pozo GUA-045.	97
<b>Figura 4.8.</b> Parametros ingresados al Scalecorr 4.0	98
<b>Figura 4.9.</b> Perfil de las velocidades de corrosión del pozo GUA-149.	99
<b>Figura 4.10</b> Parametros ingresados al Scalecorr 4.0	101
<b>Figura 4.11.</b> Perfil de las velocidades de corrosión del pozo GUA-122.	102

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DE LA CORROSIÓN PRESENTE EN LA SARTA DE VARILLAS DE LOS SISTEMAS PCP DEL CAMPO GUANDO.\*

**AUTORES:** CARLOS ULISES NARVAEZ  
RICARDO GOMEZ ARCINIEGAS\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Corrosión, Sarta de Varilla, Caracterización, Plan de Acción, Pozos Críticos.

En Colombia, la industria de hidrocarburos ha evidenciado la trascendencia que tiene la presencia de corrosión en los equipos y la magnitud de las pérdidas que ésta origina para su control y prevención, ya que los gastos de operación y mantenimiento se elevan por las fallas en los equipos, la pérdida de producción y por los programas preventivos a los que se debe acudir con el fin de mitigar el problema, siendo motivos suficientes para hacer un estudio de los procesos de corrosión.

En este proyecto se estructuró un plan de estrategia para el control y mitigación de la corrosión presente en la sarta de varillas de los sistemas PCP del Campo Guando mediante la caracterización de los pozos según el tipo de corrosión que presentan de acuerdo al análisis del agua de producción, análisis de cupones de corrosión, medición del residual de producto inhibidor y evidencia en trabajos de workover. El estudio se dividió en un procedimiento general para la inspección y el análisis de la corrosión presente en la sarta de varillas, recomendaciones para el mejoramiento del tratamiento para el control de esta, así como las pruebas realizadas a partir del año 2010, la aplicación de una matriz de riesgo por fenómenos corrosivos. También se presentó la clasificación estadística y un plan de acción de los pozos críticos del campo.

Como conclusión del estudio, la selección de varillas grado D (varilla convencional) y SER-6 (varilla continua) del fabricante weatherford son las de mejor comportamiento contra la corrosión. Es importante resaltar que dicha corrosión es un problema generalizado en la mayoría de los campos y estudios como este han sido y seguirán siendo muy necesarios para el mantenimiento preventivo que se le debe dar.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de petróleos. Director Ing. Paola A. Mejia

## ABSTRACT

**Title:** Study of corrosion on PCP system's rod string in Guando Field.

**Authors:** CARLOS ULISES NARVAEZ<sup>1</sup>  
RICARDO GOMEZ ARCINIEGAS<sup>2</sup>

**Keywords:** Corrosion, rod string, characterization, action plan, critic wells.

In Colombia, the hydrocarbon industry has evidenced the implications that corrosion problems have and the magnitude of losses that can be originated for its control and prevention, given that operation and maintenance expenses are increased by equipment failures, production losses and preventive programs which are used with the objective of mitigate those problems, being these ones enough reason to dedicate a lot of attention to corrosion processes studies.

This project was made to structure a strategy plan for the corrosion control and mitigation on the PCP systems' in Guando field through the wells characterization according to the kind of corrosion they present, in agreement with production water test, corrosion coupon test, residual product inhibitor measurement and workover evidences. This study has a general procedure for corrosion inspection and analysis presented on rod string, recommendations for corrosion control treatment improvement, also tests done since the year 2010, and a risk matrix for corrosive events. Also, was presented the statistical classification and an action plan of critic wells of the field.

As conclusion, the rod string selection of both D grade (conventional rod) and SER-6 (continuos rod) from weatherford is the one with the best behavior against corrosion. It is important to underline that corrosion is a generalized problem in most fields. Studies like this one will be necessary for a preventive maintenance.

---

<sup>1</sup> Degree work

<sup>2</sup> Engineering Faculty, petroleum engineering. Project manager: Ing. Paola A. Mejía

## INTRODUCCIÓN

Las bombas de cavidades progresivas (PCP) son un método de levantamiento artificial de crudos pesados, medianos y livianos. Consiste en una bomba de desplazamiento positivo, engranada en forma de espiral, cuyos componentes principales son el rotor y el estator. Dicho estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior y el rotor va roscado en las varillas por medio del nipple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor.

La corrosión es un problema trascendental en la industria del petróleo. El conocimiento de la naturaleza de los mecanismos de corrosión o de las limitaciones del uso de un material en un ambiente agresivo nuevo (ya sea por la naturaleza del medio o de las condiciones de operación, presión, temperatura, pH, etc.) o en un medio ya conocido, se convierten en una herramienta fundamental para la mitigación de los efectos generados por la ya mencionada corrosión.

Se recopiló la información que se tiene en el Campo Guando, donde se observa que solo 70 pozos de 108 pozos productores tienen tratamiento contra la corrosión, luego se evidencia la necesidad de efectuar la caracterización de la corrosión presente en las sargas de varillas de los sistemas PCP, con el objetivo de poder controlar y minimizar a futuro este tipo de fallas, reduciendo así las pérdidas de producción y los costos generados por los materiales utilizados en las intervenciones a pozos.

El propósito de este trabajo es determinar los tipos de corrosión presentes en los pozos productores de Campo Guando y su método de control y/o mitigación. Para ello se caracterizó la corrosión presente en los pozos productores de campo Guando con base en los estudios físico-químicos realizados a los fluidos de producción y su influencia como posible causa de generación de corrosión, analizar cupones por el método NACE Standard RPO775-2005 preparación, instalación, análisis e interpretación de cupones de corrosión en operaciones de campos petroleros y con base en el resultado final se propusieron estrategias como: aumentar bacheo, aplicar inhibidor encapsulado (degradación con el tiempo), rediseño de la sarga de varillas, cambio de tipo de varilla, guías inyectadas, todo esto para el control y/o mitigación de los fenómenos corrosivos presentes en el campo.

Con ello se organizó un plan de gestión adecuado para cada caso para prevenir las fallas. De esta manera mediante este proyecto se busca mantener la integridad de los pozos productores y por ende disminuir las pérdidas de producción y las pérdidas económicas para la empresa.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 GENERALIDADES TECNICAS\*

Las fallas de las varillas de bombeo de los sistemas PCP resultan costosas porque la sarta debe ser removida y desarmada para llegar al lugar de la falla y, luego, ser rearmada. En consecuencia, la pesca de varillas conduce al cese de la producción por un lapso de 2 o 3 días. Los pozos con poca producción tal vez no puedan producir lo suficiente como para compensar los costos de fallas frecuentes. Aún en el caso contrario, el cese constante de la actividad implica menor ganancia económica de la que se tendría sin cese.

Algo que sucede comúnmente es que luego de reemplazar una sección de varillas que ha estado fallando continuamente, los problemas aparecen en otra sección de la sarta. Cuando estas varillas se rompen, también dañan la sección que se acaba de reemplazar.

Estadísticamente en el Campo Guando la mayoría de estas fallas ocurren por causa del mecanismo corrosión-fatiga (80%), seguidas de las fallas por fatiga-desgaste (15%) y en último lugar las fallas por tensión (5%).

En consecuencia, el control y minimización de las fallas de cualquier tipo es un factor clave. La correcta clasificación de las fallas y la determinación de las causas de las mismas es el primer paso en la toma de medidas correctivas.

### 1.2 MECANISMOS DE FALLAS

#### 1.2.1 Fallas Mecánicas.

El movimiento de bombeo se caracteriza por ciclos de carga que afectan a toda la sarta de varillas y a cada varilla individualmente. En cada ciclo completo, las varillas se encuentran sometidas a diferentes esfuerzos por aceleración, desaceleración y alargamiento elástico, lo que puede derivar en fallas producidas por tensión o fatiga.

---

\* TENARIS, Siderca, "Catalogo de fallas PCP". Internet:  
([http://www.tdasupplyservice.com/index.php?option=com\\_remository&Itemid=52&func=select&id=1](http://www.tdasupplyservice.com/index.php?option=com_remository&Itemid=52&func=select&id=1))

- **Fallas por Fatiga.** Las fracturas por fatiga son fácilmente identificables. A diferencia de las fallas por tensión, este tipo de rotura no implica el alargue del cuerpo de la varilla ni la reducción de diámetro.

Las fallas por fatiga son progresivas y comienzan como pequeñas grietas que crecen bajo la acción de las tensiones cíclicas. Inicialmente, las grietas se propagan lentamente dando por resultado una zona suave, pulida, luego se aceleran generando una zona de textura granular. Por último, se produce el desgarramiento con rotura dúctil y bordes a 45°. Fig. 1.1

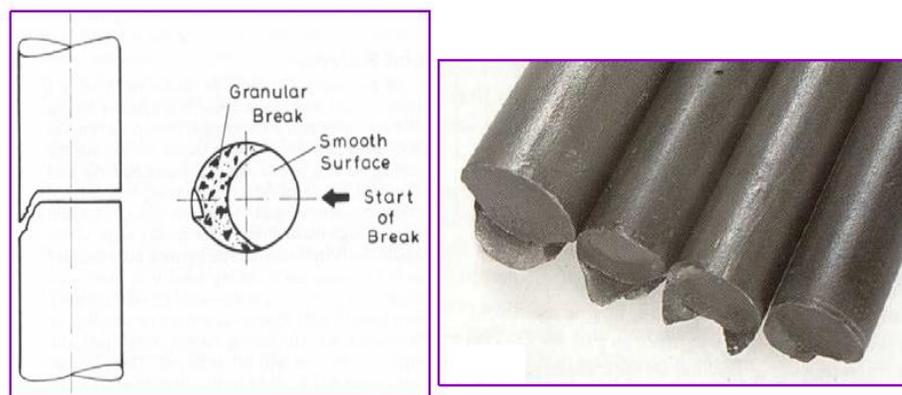
Las fallas de fatiga otorgan a la superficie de fractura características propias, como estrías y “marcas de playa” (en forma de ondas), que sirven para identificar la ubicación de los concentradores de tensión. Las estrías son marcas paralelas a la dirección general del crecimiento de la grieta que resultan de la intersección y conexión de múltiples grietas y conducen al punto de inicio de la falla. Las marcas de playa indican la posición sucesiva de la grieta por fatiga y son anillos elípticos o semi-elípticos.

Las fallas por fatiga se dividen en distintas clases:

- **Roturas en conexiones.** Fallas por exceso o insuficiencia de torque o por desajuste, tanto el pin como la cupla son susceptibles a fallar por fatiga porque ambas zonas roscadas funcionan como concentradores de tensión. El torque genera una gran fuerza de contacto entre pin y cupla que actúa sobre la superficie metálica de ambos aumentando la tensión local. Luego de que la sarta es puesta en funcionamiento, la carga actúa directamente sobre las conexiones adicionando tensión.

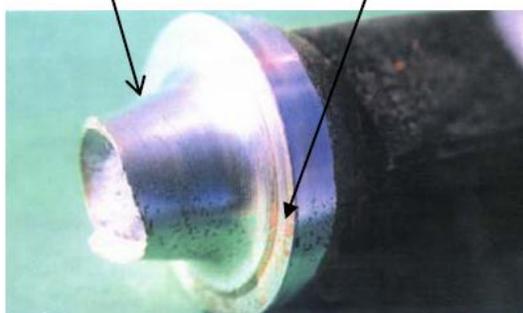
El roscado insuficiente puede causar la falta de contacto entre varilla y cupla haciendo que parte del pin sea sometido a flexión mientras el resto permanece rígido Fig. 1.1. La superficie típica de este tipo de falla presenta una pequeña zona de fractura inicial, otra de desgarramiento por tensión y el desgarramiento final que abarca la superficie restante de la fractura.

**Figura1.1.** Roturas en conexiones



Estrechamiento del desahogo de rosca o cuello del pin

Espejo marcado con "escalón" de sobretorque



**Fuente:** Tenaris, siderca Catalogo de fallas

- **Roturas en el cuerpo.** Las fallas mecánicas por fatiga del cuerpo de las varillas de bombeo se clasifican según la causa de la misma: daño superficial, flexión o pandeo.

El tipo más común de daño sobre la superficie del cuerpo ocurre a partir de marcas producidas por herramientas, el golpe contra otras varillas o la mala manipulación. Los daños superficiales aumentan los esfuerzos por unidad de área durante las cargas aplicadas y, en consecuencia, la posibilidad de fallar. Se debe tener cuidado en evitar todo contacto de metal con metal que resulte en abolladuras o marcas. En el caso de producirse pandeo debido a fuerzas de compresión, el área convexa del cuerpo de la varilla permanecerá en esa posición mientras toda la tensión se concentra en la zona cóncava. El lugar sobrecargado actúa como un típico concentrador de tensiones y las grietas debidas a la fatiga no tardan en aparecer.

Las fallas de fatiga también pueden ocurrir, por ejemplo, por la flexión debida al movimiento lateral constante durante el ciclo de bombeo. La flexión produce endurecimiento en la varilla generando la aparición de concentradores de tensión y/o pequeñas grietas a lo largo de la superficie de la varilla Figura 1.2. Las fallas de fatiga por flexión pueden ser identificadas porque la fractura sucede en un ángulo diferente a los 90° del eje del cuerpo de varilla.

**Figura 1.2.** Rotura en el cuerpo

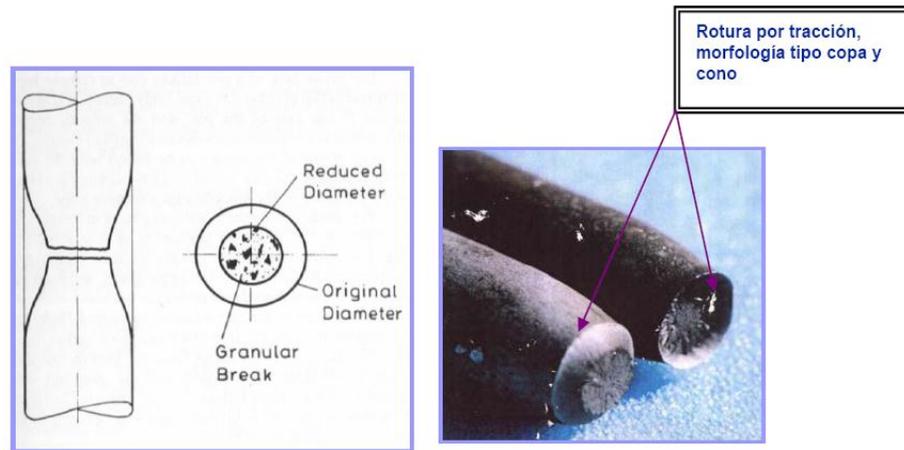


**Fuente:** Tenaris, siderca Catalogo de fallas

- **Fallas por Tensión.** Las fallas por tensión ocurren cuando la carga aplicada excede la resistencia a la tensión de la varilla. Esta carga se concentra en un punto específico dando lugar a la reducción de la sección transversal y, en consecuencia, a la fractura Fig. 1.3. Este fenómeno solo sucede cuando se aplica demasiada carga en la sarta de varillas, por ejemplo, al tratar de retirar una bomba atascada. Inicialmente, la tensión de la varilla produce su

alargamiento elástico pero, si la tensión aumenta hasta superar el límite elástico del material, la varilla sufrirá de deformación permanente. El diámetro se reducirá hasta que la varilla se rompa. La fractura típica por tensión es cónica y en ángulo de 45° respecto al esfuerzo aplicado. Las siguientes imágenes muestran la apariencia típica de las fallas por tensión.

**Figura 1.3.** Fallas por tensión



**Fuente:** Tenaris, siderca Catalogo de fallas

### 1.2.2 Tipos de corrosión.

- **Corrosión Uniforme o General.** Es un tipo de corrosión más o menos pareja sobre toda la superficie expuesta. En el caso de las varillas, la corrosión se sucede radialmente hacia el centro a una velocidad uniforme alrededor de toda la superficie. El resultado será progresivamente una varilla de diámetro menor al original.

La corrosión uniforme se caracteriza por el aspecto áspero sobre toda la superficie y se produce, por ejemplo, por diferencias menores en la composición o en la orientación de pequeñas áreas de la superficie metálica.

- **Corrosión Localizada.** En el ataque localizado, toda o casi toda la pérdida de metal ocurre en áreas relativamente pequeñas. En el caso de varillas de bombeo es muy común que la corrosión localizada sea del tipo picadura el cual es un tipo de corrosión profunda, estrecha y de rápida penetración. Se caracteriza por el ataque corrosivo de una región localizada rodeada por superficies no corroídas o por superficies que han sido atacadas en menor

medida. Puede iniciarse tanto en una superficie libre expuesta como en las imperfecciones de las películas protectoras o los recubrimientos. La turbulencia o la aparición de cavitación dentro del pozo producen erosión en las películas protectoras haciendo que en esos puntos, la película se afine y la acción corrosiva se acelere dando como resultado una picadura.

La picadura puede tardar en iniciarse pero una vez que lo hace se propaga rápidamente. Una de las complicaciones que tiene la prevención de este tipo de corrosión es que no puede predecirse el lugar exacto en el cual puede aparecer.

- **Corrosión por CO<sub>2</sub>.** La corrosión por el gas CO<sub>2</sub> es provocada, por la reacción del CO<sub>2</sub> con el agua que forma el ácido carbónico el cual reduce el pH del agua. El ácido carbónico es muy agresivo al acero y origina áreas grandes de pérdida rápida del metal, lo cual puede erosionar completamente las varillas y los acoples. La severidad de la corrosión aumenta con el incremento de la presión y temperatura parcial del CO<sub>2</sub>. Las picaduras de la corrosión por CO<sub>2</sub>, tienen fondo redondo, profundas con paredes empinadas bordes agudos de picaduras. Las picaduras están generalmente interconectadas en líneas largas, pero en ocasiones pueden ser individuales y estar aisladas. Los fondos de las picaduras se llenaran con incrustaciones de carbonato de hierro, un depósito gris, de adherencia suelta, el cual es un subproducto de la corrosión del gas ácido CO<sub>2</sub>.
- **Corrosión por H<sub>2</sub>S.** La corrosión por el gas ácido H<sub>2</sub>S es de fondo redondo y de profundos bordes biselados de la picadura. Es usualmente pequeña, ocasional y dispersada sobre toda la superficie de la varilla de bombeo. Un segundo agente de corrosión, generado por el H<sub>2</sub>S, es la incrustación de sulfuro de hierro. Las superficies de las varillas de bombeo y de las picaduras quedarán cubiertas con una incrustación negra muy adherente. La incrustación de sulfuro de hierro acelera las tasas de penetración de la corrosión.
- **Corrosión por ácido.** La corrosión por los ácidos usados para los trabajos de estimulación y limpieza del pozo presenta un adelgazamiento general del metal, que deja la superficie con la apariencia de nódulos de metal residual agudos, plumeados o escamados. En las picaduras no se forman incrustaciones de metal.
- **Corrosión por Cloruros.** La presencia de cloruros contribuye al aumento de la probabilidad de falla por corrosión ya que son altamente absorbidos por el

acero. La corrosividad del agua aumenta proporcionalmente a la concentración de cloruros. Los inhibidores de corrosión tienen mayor dificultad para alcanzar y proteger la superficie de las varillas de bombeo en los pozos con alta concentración de estos iones. Este tipo de ataque tiene la tendencia de ser más agresivo sobre las varillas de acero al carbono que sobre las de otras aleaciones de acero. Los cloruros tienden a corroer toda la superficie de la varilla dando lugar a picaduras poco profundas, de forma irregular y base chata además de bordes afilados como lo muestra la Fig. 1.4

**Figura 1.4** Corrosión por cloruros



**Fuente:** Tenaris, siderca Catalogo de fallas

- **Corrosión influenciada microbiológicamente (MIC).** La MIC es muy agresiva y todas las varillas de bombeo se corroen rápidamente en ambientes bajo pozo que contengan bacterias. Los fluidos sospechosos deberían ser controlados continuamente, mediante muestreo, identificación y conteo de las bacterias.
- **Bacterias productoras de ácido (APB).** Las picaduras de la corrosión debido a las APB tienen las mismas características básicas de forma que la corrosión por el gas  $\text{CO}_2$ . Estas tienen paredes con apariencia cavernosa, con bordes cortantes y la base es generalmente estriada o granulosa. La picadura no contiene depósito de incrustaciones.
- **Bacterias sulfato reductoras (SRB).** Las SRB, son aquellas que producen  $\text{H}_2\text{S}$ , probablemente causan más problemas al equipo pozo abajo, que cualquier otro tipo de bacterias. Tienen las mismas características básicas de la forma de corrosión por el gas ácido  $\text{H}_2\text{S}$ , a menudo con múltiples fisuras por esfuerzo en la base de la picadura, túneles alrededor de los bordes de las picaduras, racimos de picaduras y/o anomalías inusuales.

### 1.2.3 Fallas por corrosión.

- **Cracking por Tensión-Corrosión.** Este tipo de falla ocurre por la acción combinada de tracción y corrosión; existen básicamente tres fenómenos posibles: Stress Corrosión Cracking (SCC), Cracking inducido por Hidrógeno y Corrosión-Fatiga.

- **Stress Corrosión Cracking (SCC):** Es un modo de fractura frágil del acero resultado de la combinación de tensión y un ambiente corrosivo específico. Una falla por tensión se caracteriza por una reducción del diámetro de la zona transversal en el punto de fractura.

La susceptibilidad al agrietamiento es función de la resistencia del acero, la carga a la que se está sometido, la presión parcial de los gases y la temperatura.

Un ejemplo típico de SCC es el agrietamiento por la presencia de ácido sulfhídrico (Sulfide Stress Cracking, SSC).

- **Cracking inducido por Hidrógeno:** El hidrógeno atómico producido en la superficie del metal por una reacción de corrosión puede ser absorbido dentro de la varilla produciendo su fragilización. En consecuencia, frente a la tensión, la varilla se romperá. Este proceso recibe el nombre de Hydrogen Induced Stress Corrosión Cracking (HSCC). Tanto CO<sub>2</sub> como el H<sub>2</sub>S reaccionan dando lugar a la aparición de átomos de hidrógeno en el medio que interactúan con la matriz de acero reduciéndose y, en consecuencia, absorbiéndose sobre el metal y provocando la pérdida de ductilidad.



- **Fatiga-Corrosión:** Resulta de la acción de ciclos de tracción en un medio corrosivo. Puede ocurrir, por ejemplo, frente a la presencia de CO<sub>2</sub> y/o H<sub>2</sub>S como medios corrosivos. En ambientes no corrosivos, la mayoría de los metales tienen un límite de tensión debajo del cual el material puede estar sometido a stress sin fallar. Este valor recibe el nombre de resistencia o límite de fatiga. Bajo condiciones de fatiga-corrosión existe un límite definido como el valor máximo de tensión al cual no ocurre falla durante una gran cantidad de ciclos.

La falla por fatiga-corrosión comienza en forma de pequeñas grietas que crecen bajo la acción de los esfuerzos cíclicos. Puesto que la carga aplicada

se distribuye casi igualmente sobre toda la superficie transversal de la sarta, todo el daño que reduce la superficie transversal aumentará la carga o el esfuerzo en ese punto.

Una pequeña grieta se propagará perpendicularmente a la línea del esfuerzo o al eje del cuerpo de la varilla reduciendo la zona transversal efectiva de la varilla de bombeo hasta que no quede suficiente metal para sostener la carga y la varilla se fracture.

El comportamiento general del material bajo tensiones cíclicas en un ambiente corrosivo depende del efecto de la acción combinada de los factores que afectan el comportamiento del acero bajo estas condiciones. En un sistema extremadamente corrosivo, la resistencia a la fatiga dependerá más bien de la resistencia a la corrosión del material que de sus propiedades mecánicas intrínsecas.

- **Desgaste-Corrosión.** Los daños superficiales producidos por erosión, cavitación o rozamiento son, a menudo, difíciles de identificar. La erosión y la cavitación están asociadas al flujo de fluidos. El rozamiento resulta del movimiento relativo entre dos superficies en contacto.
- **Erosión-Corrosión:** Puede suceder cuando los fluidos líquidos o gaseosos contienen partículas y la velocidad de flujo es suficiente para remover productos de corrosión, inhibidores fílmicos que estén débilmente adheridos al cuerpo de la varilla.
- **Cavitación:** Cuando se produce cavitación, aparecen burbujas que colapsan contra la superficie de las varillas. El daño por cavitación se caracteriza por tener la apariencia de cráteres redondeados.

El cambio en la dirección de flujo o la reducción en el área de pasaje del fluido causan la disminución de la presión. En consecuencia, se forman burbujas de vapor o de gas. La magnitud del diferencial de presión gobernará la implosión de las burbujas y el daño producido sobre la superficie metálica.

### 1.3 MONITOREO DE LA CORROSIÓN

Las fallas ocasionadas por la corrosión en el fondo del pozo tienen un impacto económico significativo en la producción de aceite y trabajos de workover en el campo. La vida remanente de la sarta de varillas se puede ver afectada por el poder corrosivo de los fluidos producidos por el pozo, para ello existen varios

métodos que sirven para evaluar el tipo y la velocidad de corrosión presente en los pozos.

### **1.3.1 Uso de Cupones.**

Los cupones metálicos permiten obtener una información cualitativa y cuantitativa de la corrosión debido a que dan una información visual del tipo de corrosión que está presente, si es localizada o uniforme, cuantificando así la tasa de corrosión en el fluido al que está expuesto. El material con que se fabrica debe ser del mismo tipo de metal de la tubería y se coloca a lo largo de la sarta de producción en número que depende de la exactitud deseada en los datos.

El cupón se debe limpiar y pesar cuidadosamente antes de instalarse. Se mide el tiempo de exposición el cual debe ser mínimo de 30 días con el fin de obtener datos apreciables. Los cupones se clasifican de acuerdo al Nace Standard RPO776-2006, por observación visual según el porcentaje de superficie cubierta de óxido.

A= sin óxido  
B++= Menos de 0.1%  
B+= menos de 5%  
B = 5-25%  
C = 25-50%  
D = 50- 75%  
E = 75- 100%

La velocidad de corrosión se determina por la pérdida de peso y el tiempo de exposición. Esta velocidad se mide en milésimas de pulgada de penetración por año (mpy). Por la apariencia del cupón se puede determinar la causa de la corrosión. Por ejemplo, un depósito negro sobre el cupón indica la presencia de H<sub>2</sub>S; óxido férrico indica que hay oxígeno presente.

### **1.3.2. Análisis del Hierro Disuelto en el Agua Producida.**

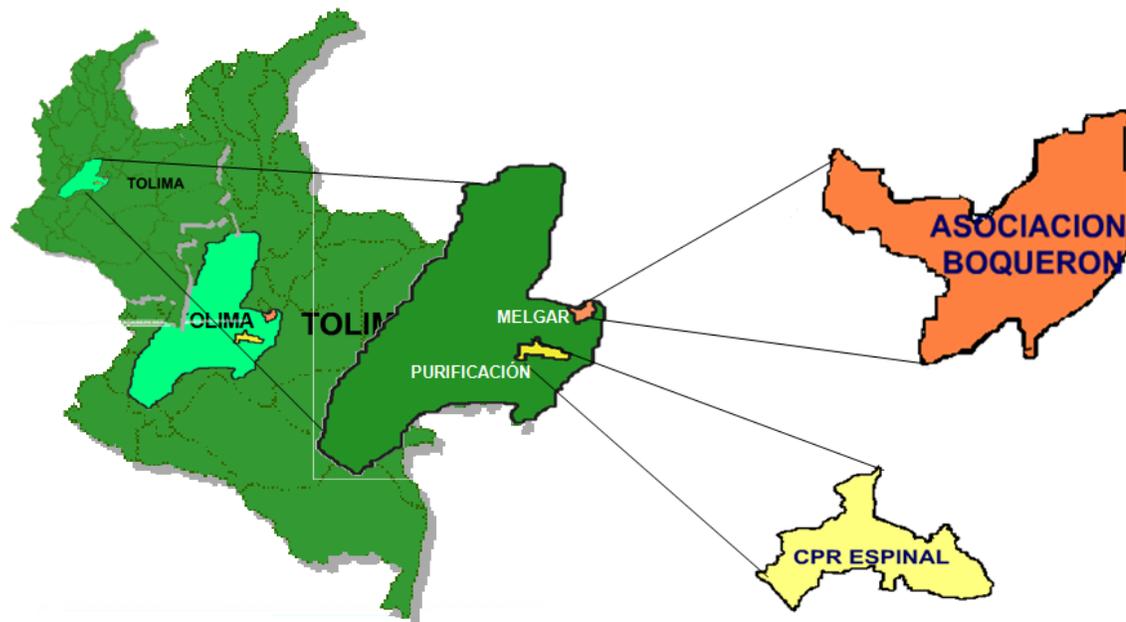
Un método para determinar la corrosión y evaluar la efectividad de un sistema de control de corrosión es cuantificar el contenido de hierro en el agua producida. Si el contenido de hierro incrementa, al que tendría el agua de formación antes de que comience la corrosión, es probable que la corrosión esté aumentando; si disminuye, quiere decir que el programa del control de la corrosión está trabajando eficientemente.

## 2. CARACTERIZACION DEL CAMPO

### 2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUANDO

El Campo Guando se encuentra ubicado en el departamento del Tolima, a 12.5 km al suroriente del área rural del municipio de Melgar y a 100 km al sur-occidente de Bogotá. A continuación se muestra la fig. 2.1 que ubica el Campo Guando en el territorio colombiano.

**Figura 2.1.** Ubicación geográfica del Campo Guando



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Guando se encuentra en un área montañosa a 3400 ft sobre el nivel del mar. La principal actividad económica de la región es el turismo y la agricultura. El clima es de montaña de selva lluviosa tropical con temperatura ambiente de 19°C y cuenta con gran diversidad en fauna y flora.

## **2.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y DE FLUIDOS**

### **2.2.1 Estructura.**

El estrato productor se encuentra en la formación Guadalupe, sobre un monoclinal, limitado al este por la falla de Boquerón, buzando al Oeste con presencia de fallas subordinadas. La principal particularidad del yacimiento es que está por encima del nivel del mar y el gradiente de presión es bastante subnormal, con presiones de formación muy bajas, entre 180 y 400 psi. La temperatura de fondo es de 110 °F. Los pozos atraviesan las formaciones Villeta, Guaduas y Guadalupe.

La formación Villeta corresponde al Cretáceo Medio Superior, conformada por lutitas con intercalaciones de lidita y arenisca, y está cortada por la falla de Boquerón, la cual la pone en contacto con las arcillas de la formación Guaduas.

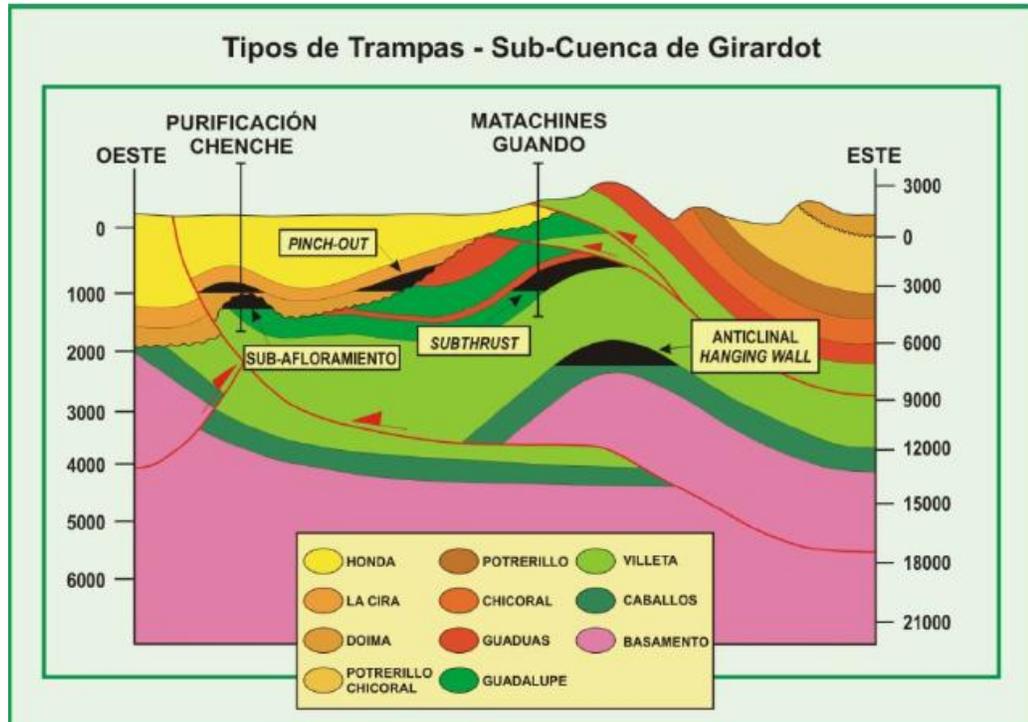
La formación Guaduas corresponde al terciario inferior. Esta formación está compuesta por arcillas y pequeñas intercalaciones de niveles arenosos y limolíticos; los cuales presentan nódulos de siderita de grano medio a grueso.

La formación Guadalupe está compuesta por dos miembros arenosos de acuerdo con sus características litológicas: (arenisca superior y arenisca inferior), separados por un miembro limolítico, margoso, lidítico, denominado lidita (chert) intermedia; estos miembros arenosos desarrollan hacia la base un cuerpo calcáreo, el cual sirve como marcador litológico dentro de la secuencia estratigráfica, hacia la base de las areniscas inferiores. La secuencia litológica se va tornando gradualmente más limosa-arcillosa hasta entrar en contacto nuevamente con la formación Villeta.

El mecanismo de producción del yacimiento es el de empuje de agua; sin embargo, debido a la baja presión de formación, fue necesario implementar de manera temprana un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, cuyo piloto se inició en el año 2003. Los pozos son estimulados con el método de fracturamiento hidráulico con el fin de sobrepasar el daño en la cara de la formación.

A continuación en la figura 2.2 se presenta los tipos de trampa de la subcuenca de Girardot

**Figura 2.2.** Tipos de trampa Subcuenca de Girardot



Fuente: Petrobras Colombia Limited

### 2.2.2 Fluidos.

El campo produce crudo con gravedad API entre 25-32°, con una viscosidad entre 6-12 cp, la gravedad específica del gas varía entre 0.7-0.8 y el factor volumétrico del aceite está entre 1.03 - 1.05 RB/STB. Este crudo presenta una composición típica de un crudo de aceite negro con capa de gas inicial.

### 2.3 HISTORIA OPERACIONAL

El 23 de agosto de 1995 nace el contrato de asociación Boquerón entre las compañías Lasmo Oil Colombia Limited, Nexen (Canadiense), y Ecopetrol. En septiembre de 1998, Petrobras Colombia Limited compró los activos de producción y exploración a la compañía Lasmo Oil Colombia Limited.

El campo se descubrió con el pozo GUANDO-001, en Febrero del año 2000 con una producción de 333 BOPD, luego se perforó el pozo GUANDO-002, en Mayo del mismo año con una producción de 473 BOPD, la profundidad media de los

pozos es de 3500 pies, la formación productora Guadalupe inferior, el yacimiento productor del campo Guando se encuentra sobre el nivel del mar, por lo cual presenta una presión extremadamente baja. La comercialidad del campo se otorgó en Junio del año 2002.

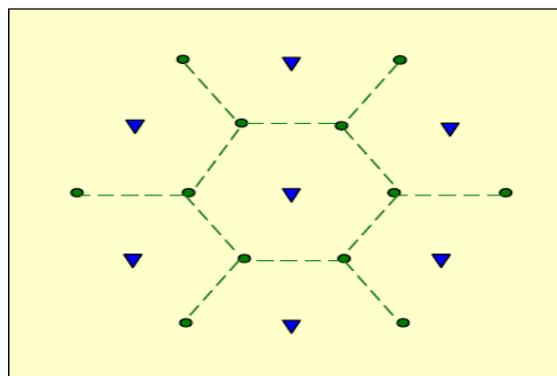
Al comienzo, los pozos mostraron una baja productividad debido a la baja presión del yacimiento, no había flujo natural a superficie, por lo cual se decidió implantar un método de levantamiento artificial. El método seleccionado por las características del yacimiento y de los pozos fue levantamiento con bomba de cavidades progresivas (PCP), después de haber probado con bombeo ESP.

La baja presión del yacimiento también dificulta la toma de información, específicamente la toma de registros PLT, ya que el fluido, por salir a tan baja presión no alcanza a mover las hélices de los registros de producción. Lo anterior dificulta el monitoreo del yacimiento.

Adicionalmente, durante la perforación de los pozos, se incurrió en un alto daño en la cara de los mismos por la alta presión hidrostática que se maneja, el daño por lodo dificulta aún más la producción de los pozos, por lo que se acostumbra a realizar fracturamientos hidráulicos para estimular la cara de la formación.

En el 2003 se inició el proceso de recobro secundario por inyección de agua, el plan de inyección de agua incluye 33 pozos inyectoras, de los cuales diez son pozos inyectoras periféricos y el resto son pozos inyectoras "in fill". El patrón de inyección seleccionado fue el de siete puntos invertido con espaciamiento de 250 metros entre pozos como lo muestra la figura 2.3.

**Figura 2.3.** Patrón de inyección de siete puntos invertido.



Fuente: Petrobras Colombia Limited

El caudal máximo de inyección por pozo es hasta de 8600 BWPDP/pozo y el caudal total recomendado actualmente es de 68000 BWPDP.

Actualmente el campo Guando cuenta con 154 pozos perforados (108 pozos productores de aceite, 35 pozos inyectoros de agua, 1 pozo inyector de gas, 6 temporalmente cerrados y 4 pozos abandonados), y una producción promedio de 15.000 BOPD, 63.000 BWPDP y 1.800 KPCSD. Petrobras Colombia Limited se desempeña como compañía operadora y administra el activo.

La figura 2.4 corresponde a una fotografía aérea del campo Guando en la cual se observan las facilidades de producción.

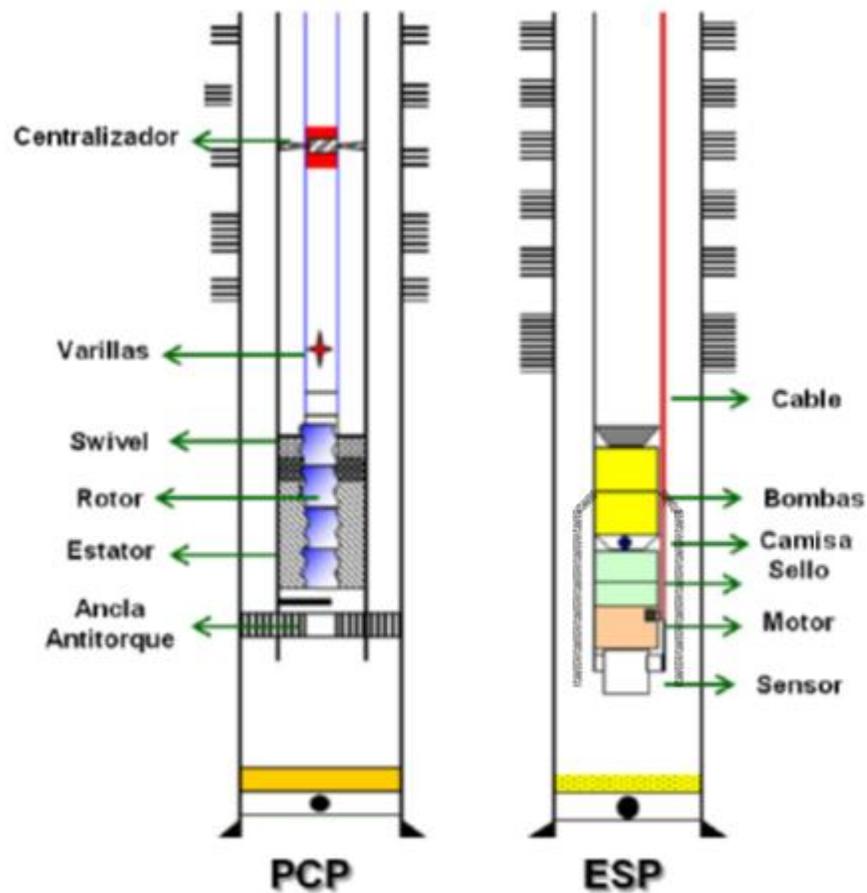
**Figura 2.4.** Fotografía aérea de Campo Guando



Fuente: Petrobras Colombia Limited

A continuación en la figura 2.5 se muestra el completamiento típico de los pozos del campo Guando.

**Figura 2.5.** Completamiento típico de los pozos de Campo Guando



Fuente: Los Autores

La sarta de producción PCP se ancla para evitar desconexiones y se utiliza una Swivel en el ensamble del sistema para rotar la tubería de producción desde superficie de manera periódica y así proteger la integridad de la misma. La mayoría de los sistemas PCP de Campo Guando emplean sartas de varilla convencional completamente centralizada para contrarrestar los efectos de la alta desviación en el torque que maneja el sistema y evitar rupturas prematuras por fatiga de material. Por otro lado, en algunos pozos se ha implementado el uso de varilla continua que tiene mejores características para ciertos ambientes corrosivos y pozos que exijan el manejo de un alto torque.

### 3. METODOLOGIA

#### 3.1 ANALISIS DE PRUEBAS A LAS VARILLAS

Esta etapa fundamental del desarrollo de la investigación consistió en el diseño de una prueba piloto con recubrimiento (chesterton 740 (H740), el cemento marino) y sin aplicar recubrimiento, para evaluar el comportamiento de las varillas a la intemperie y comparar la efectividad de los recubrimientos. Además se hizo una evaluación electroquímica realizada mediante técnicas electroquímicas y un análisis de resistencia a la tracción, composición química y microdureza.

##### 3.1.1 Prueba piloto recubrimiento en varillas.

Se tomaron 3 muestras de cada tipo de varillas continuas 750N, 970N, SER6 y SWR, y la varilla convencional Grado D, cada uno de 0.5 ft de longitud. Cada una de las muestras se desengrasó y se limpió con varsol como lo muestra la figura 3.1 usando la mínima cantidad necesaria para tal fin.

**Figura 3.1.** Preparación de la superficie de la varilla



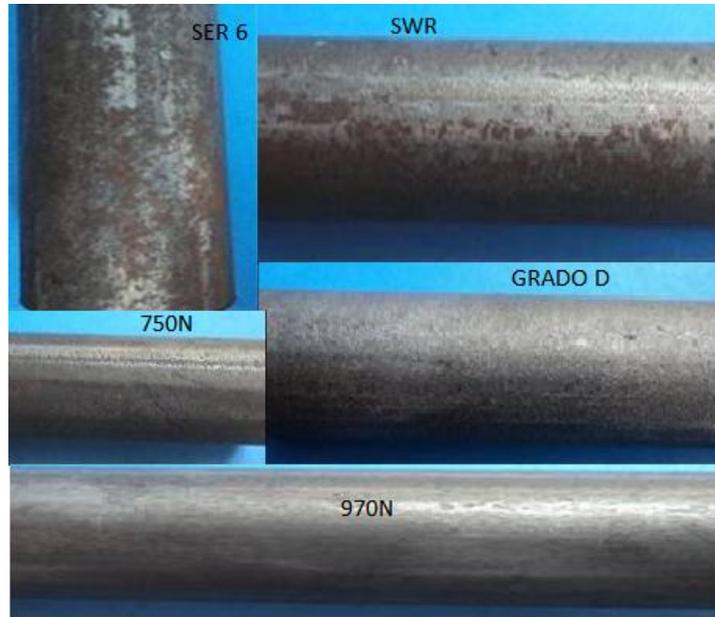
Fuente: Petrobras Colombia Limited

A continuación se describen las características que presentaron cada una de las clases de varillas evaluadas:

La varilla SER 6 presentó zonas con óxido producto de las condiciones de almacenamiento. En un costado de la muestra se observó corrosión por picadura

incipiente, la varilla SWR presentó una zona longitudinal con daños (heterogeneidades) en la capa externa y algunas zonas puntuales con óxido resultado de las condiciones de almacenamiento, la varilla Grado D se encontró en óptimas condiciones sin daño por almacenamiento ni manufactura y las La varillas 750N y 970N presentaron zonas longitudinales con daño en la capa externa como lo muestra la fig.3.2.

**Figura 3.2.** Varillas evaluadas.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

Los recubrimientos se aplicaron en laboratorio fig. 3.3, empleando una brocha y dando tiempo suficiente de curado (16 - 18 horas).

**Figura 3.3.** Varillas con recubrimientos a) Cemento marino b) H740



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Luego de 13 días de exposición a la intemperie se obtuvieron los resultados mostrados en la fig. 3.4 y en la tabla 1.

**Figura 3.4.** Resultados de la prueba piloto a) Varilla 750N, b) Varilla 970N, c) Varilla SER 6, d) Varilla SWR



Fuente: Petrobras Colombia Limited

**Tabla 1.** Resultados de la prueba piloto para el almacenamiento de varilla

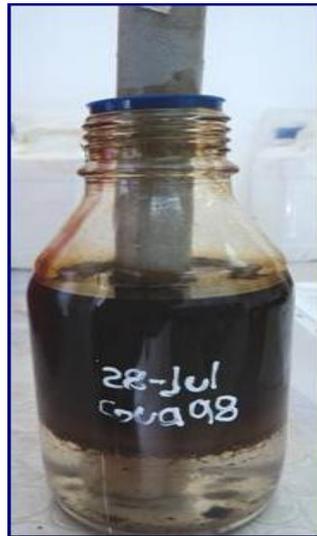
TIPO DE VARILLA	CON RECUBRIMIENTO		SIN RECUBRIMIENTO
	Cemento marino	Chesterton 740	
750N	Presentó buen estado	Presentó buen estado	Presentó algunas zonas con oxido
970N	Presentó buen estado	Presentó buen estado	Presentó buen estado
SER6 Y SWR	Presentó buen estado	Presentó buen estado	Presentó un área considerable oxidada por el ambiente

Fuente: Los Autores

Gracias a esta prueba se concluye que los recubrimientos chesterton 740 y el cemento marino protegen efectivamente las diferentes varillas de las condiciones ambientales, sin evidencia de daño alguno. De las muestras puestas a la intemperie sin recubrimiento, la SER6 presentó el mayor ataque atmosférico.

Para evaluar la respuesta del recubrimiento chesterton 740 en medios líquidos, se tomó una muestra en cabeza de pozo del Gua-098, observando que éste se desprende en medios acuosos como se muestra en la figura 3.5.

**Figura 3.5.** Evaluación en los fluidos de pozo



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Luego de que la varilla recubierta con chesterton 740 estuviera un mes inmersa en fluidos tomados del Gua-098, se observó, fig 3.6 que el recubrimiento se desprendió.

**Figura 3.6.** Desprendimiento del recubrimiento H740



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Finalmente de la prueba se concluye que el recubrimiento chesteron 740 presentó excelente protección de las varillas contra las condiciones ambientales. Contrario sucede cuando actúa en un medio acuoso que contenga crudo puesto que se diluye y probablemente puede generar efectos adversos en los fluidos de pozo, por lo cual se deben realizar pruebas de compatibilidad con los mismos

### 3.1.2 Análisis electroquímico y resistencia a la tracción

Para la realización del análisis electroquímico se tomó una muestra de cada una de las varillas utilizadas en el campo y se preparó una solución sintética rica en cloruros con las especificaciones fisicoquímicas presentadas en la tabla 2. La solución fue acidificada mediante adición controlada de ácido nítrico hasta obtener un valor de pH 4.

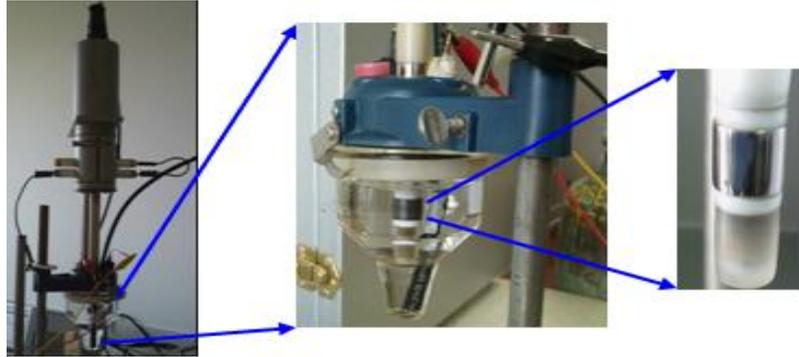
**Tabla 2.** Especificaciones de la solución

PARAMETRO	UNIDAD	VALOR
pH		4
Temperatura	°C	25
CaCl <sub>2</sub>	Gr	35,35
MgCl <sub>2</sub>	Gr	8,42
KCl	Gr	1,42
NaCl	Gr	148,34
NaHCO <sub>3</sub>	Gr	1,36
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Gr	0,032

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

Las muestras de varillas fueron mecanizadas hasta obtener probetas cilíndricas de 1,15 cm de diámetro y 1 cm de longitud. Se realizaron pruebas electroquímicas con las probetas inmersas en la solución sintética y con burbujeo de CO<sub>2</sub>. Para simular condiciones de flujo se utilizó un electrodo de anillo rotatorio acoplado a un potencióstato PG TEKCORR 4.1 como se muestra en las figuras 3.7. La velocidad de rotación se mantuvo en 2000 rpm para todas las pruebas.

**Figura 3.7.** Montaje con electrodo de anillo rotatorio



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Al igual que en el análisis electroquímico se tomaron las mismas varillas para la resistencia a la tracción y se determinó mediante una máquina universal de ensayos con capacidad de 50 toneladas. Las probetas fueron mecanizadas hasta obtener diámetro de 1 cm.

Los resultados de estas pruebas se presentan en la tabla 3 y en las figuras 3.8, 3.9 y 3.10 para la varilla convencional.

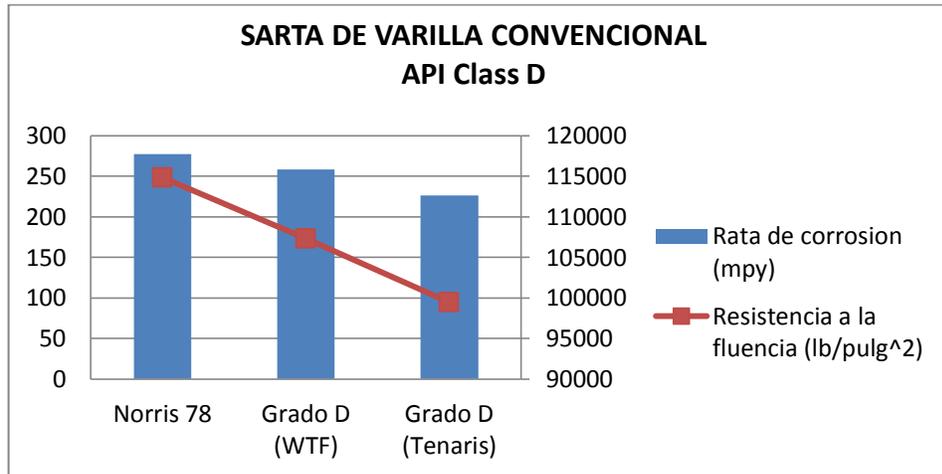
**Tabla 3.** Análisis electroquímico de la Varilla convencional

VARILLA CONVENCIONAL								
GRADO API	MATERIAL	Rata de corrosión (mpy)	EMPRESA	AISI Series	DUREZA	Máximo Torque (lb.ft)	Resistencia a la fluencia (lb/pulg <sup>2</sup> )	Resistencia a la tensión (lb/pulg <sup>2</sup> )
Class D	Grado D	225,94	TENARIS	4142M	27,1	1100	99424,81	122021
	Grado D	258,4	WFT	4142SR	32,2	1100	107268,08	133614,6
	Norris 78	276,9	NORRIS	A-4142-M	25	1100	114790,46	120579,13
Class D Special	Grado KD	321,16	WFT	4720SR	33	1000	107268,08	132673,6
	Grado KD	332,54	TENARIS	4320M	29	1000	103040,26	121117,5
Special High Strength	Grado MMS	236,54	TENARIS	4138M	33	1200	124732,94	142810,18
	Norris 97	261,96	NORRIS	A-4330-M	33	1200	115694,33	122473
	Grado T66	281,88	WFT	4138Md	29,8	1200	118559,45	144617,45

Fuente: Los Autores\*

\* Datos suministrados por Petrobras Colombia Limited.

**Figura 3.8.** Rata de corrosión en función del material y resistencia a la fluencia

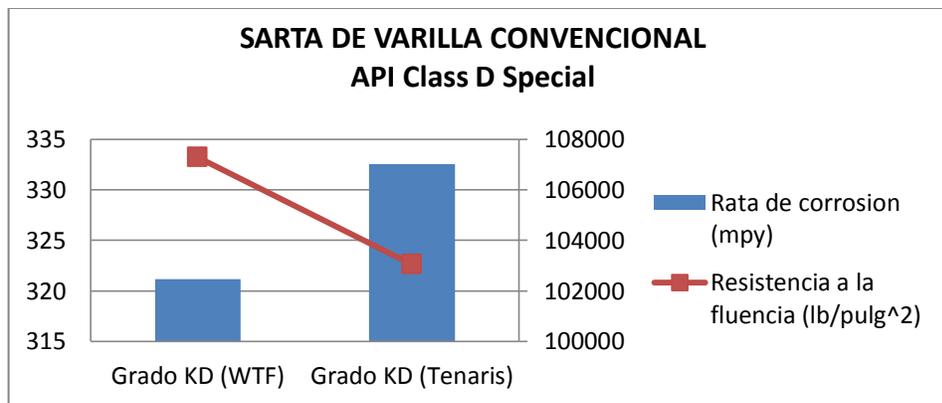


Fuente: Los Autores

Las pruebas electroquímicas evidenciaron que el material con el mejor comportamiento frente a la corrosión, en los escenarios analizados es el denominado Grado D (Tenaris) y la evaluación de resistencia a la tracción indicó que la muestra identificada como Norris 78 presentó las mejores propiedades mecánicas.

Teniendo en cuenta el comportamiento frente a la corrosión, la resistencia a la tracción y ductilidad se recomienda como la mejor alternativa para material, la Grado D fabricada por **Weatherford**.

**Figura 3.9.** Rata de corrosión en función del material y resistencia a la fluencia



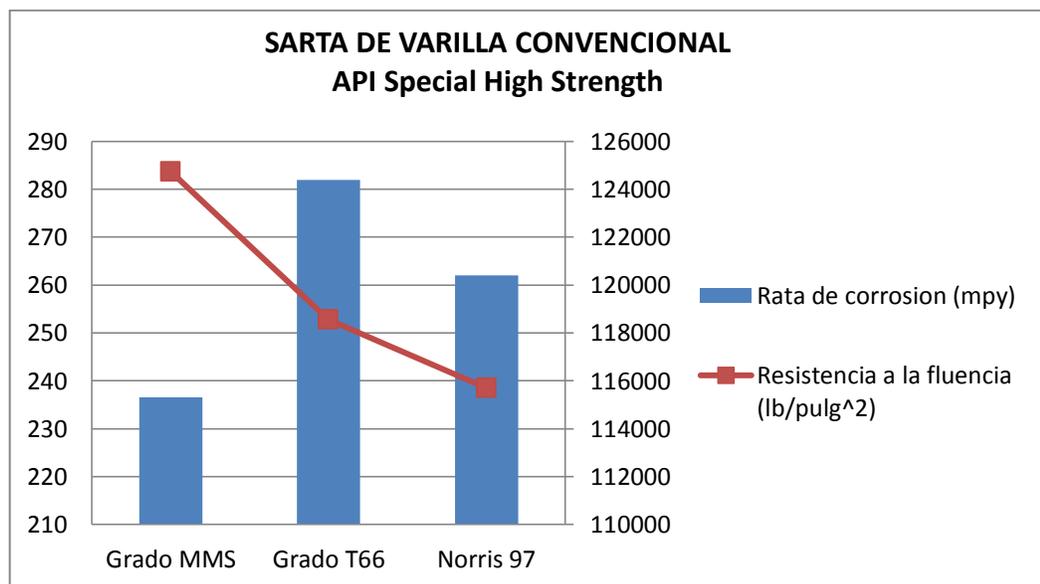
Fuente: Los Autores

Las pruebas electroquímicas y la evaluación de resistencia a la tracción evidenciaron que el material con el mejor comportamiento frente a la corrosión, en los escenarios analizados es el denominado Grado KD (Weatherford) presentando las mejores propiedades mecánicas.

Teniendo en cuenta que las pruebas electroquímicas presentaron un pobre desempeño y el material se encontró limitado por torque **NO SE RECOMIENDA** correr sartas Grado KD especial en Campo Guando.

A continuación en la figura 3.10 se muestran Las pruebas electroquímicas y la evaluación de resistencia a la tracción a la sarta de varilla convencional clase API Special High Strength

**Figura 3.10.** Rata de corrosión en función del material y resistencia a la fluencia



Fuente: Los Autores

Las pruebas electroquímicas y la evaluación de resistencia a la tracción indicaron que el material con el mejor comportamiento frente a la corrosión, en los escenarios analizados es el denominado Grado MMS (Tenaris)

Teniendo en cuenta el comportamiento frente la corrosión, la resistencia a la tracción y ductilidad se recomienda como la mejor alternativa para material API Special High Strength la fabricada por **Tenaris**, seguida por la **Norris**.

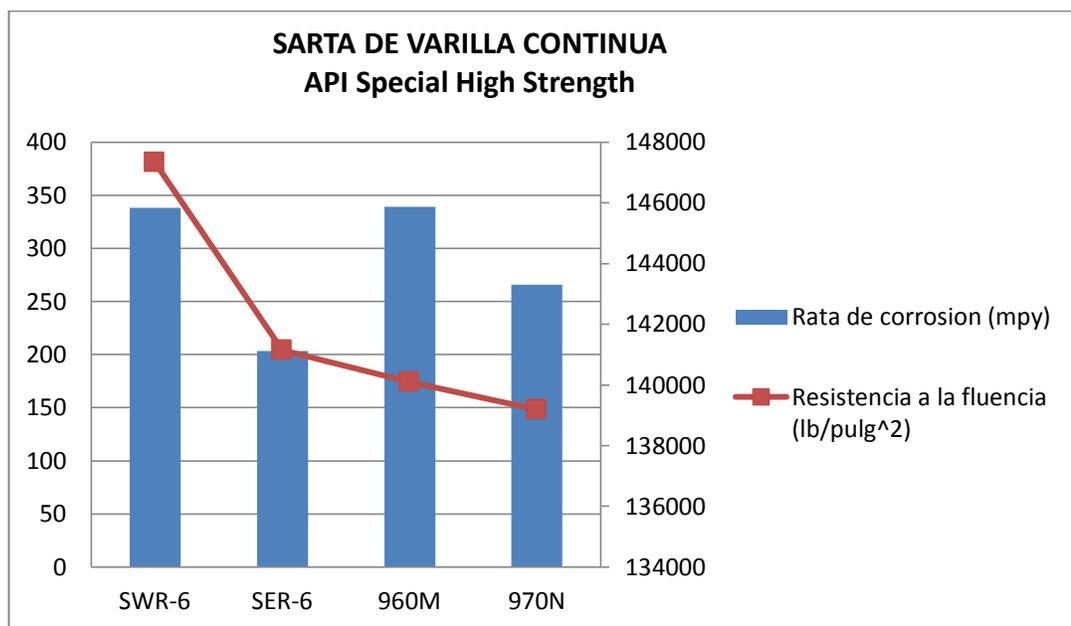
La tabla 4 y las figuras 3.11 y 3.12 presentan Las pruebas electroquímicas y la evaluación de resistencia a la tracción para la varilla continua.

**Tabla 4.** Análisis electroquímico de la Varilla continua

VARILLA CONTINUA								
GRADO API	MATERIAL	Rata de corrosión (mpy)	EMPRESA	AISI Series	DUREZA	Máximo Torque (lb.ft)	Resistencia a la fluencia (lb/pulg <sup>2</sup> )	Resistencia a la tensión (lb/pulg <sup>2</sup> )
Special High Strength	SER-6	203,21	WFT	4120M	28,5	1300	141142,2	149137,22
	970N	265,67	PROROD	A-4330-M	30	1300	139194,74	145521,77
	SWR-6	338,25	WFT	4320M	33,8	1300	147329,49	153656,53
	960M	339,35	PROROD	A-4120-M	34	1300	140098,6	147329,49
D Special	750N	231,9	PROROD	A-4320-M	28	1100	122021,36	131963,84
	DWR 8.5	246,91	WFT	4320	26,2	1100	101232,53	115694,33

Fuente: Los Autores

**Figura 3.11.** Rata de corrosión en función del material y resistencia a la fluencia



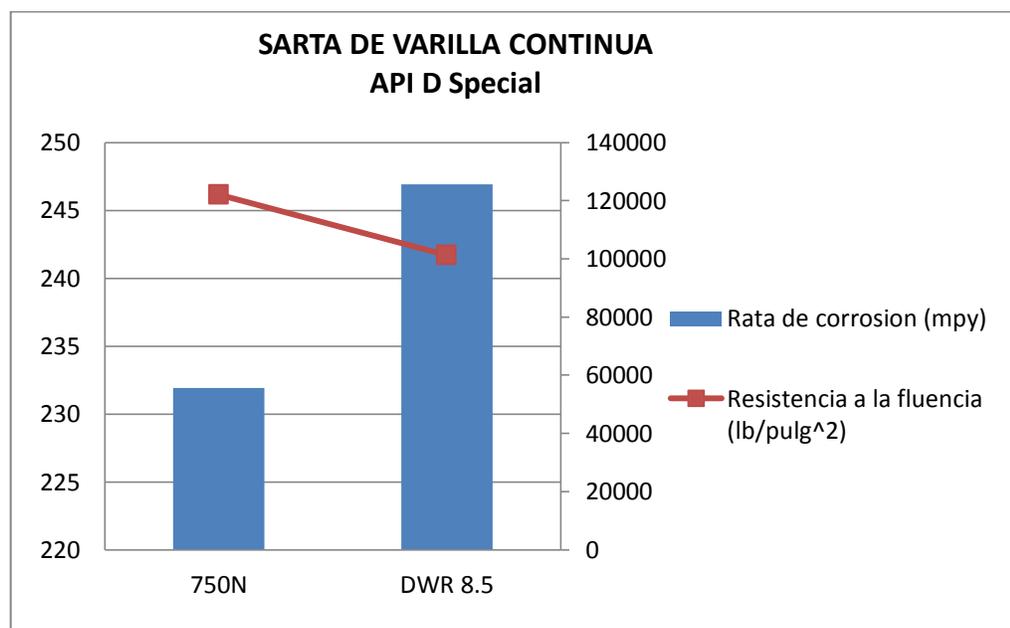
Fuente: Los Autores

Las pruebas electroquímicas y la evaluación de resistencia a la tracción evidenciaron que el material con el mejor comportamiento frente a la corrosión, en los escenarios analizados es el denominado SER-6 (Weatherford)

Teniendo en cuenta el comportamiento frente a la corrosión, la resistencia a la tracción y ductilidad se recomienda como la mejor alternativa para material API Special High Strength la SER-6 **Weatherford**, seguida por la 970N **Prorod**.

Las pruebas electroquímicas y la evaluación de resistencia a la tracción evidenciaron que el material con el mejor comportamiento frente a la corrosión, en los escenarios analizados es el denominado 750N (Prorod) presentado las mejores propiedades mecánicas.

**Figura 3.12.** Rata de corrosión en función del material y resistencia a la fluencia



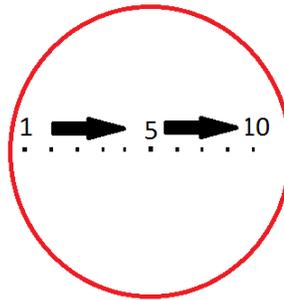
Fuente: Los Autores

Teniendo en cuenta que las pruebas electroquímicas presentaron un pobre desempeño y el material se encuentra limitado por torque **NO SE RECOMIENDA** correr sartas Grado D especial en Campo Guando.

### 3.1.3 Composición química y microdureza.

Las microdurezas se tomaron realizando un barrido transversal como se muestra en la figura 3.13.

**Figura 3.13.** Barrido de microdureza



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Los materiales presentaron alta uniformidad microestructural, lo que mejora sus propiedades mecánicas para el material debido a la densidad (grado de empaquetamiento). Los valores de microdureza se presentan en la tabla 5.

**Tabla 5.** Microdureza

MICRODUREZAS	PROBETA	DUREZA (Vickers)									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	750N/4320	299	299	295	297	294	297	294	290	294	295
	GRADO D/4142	298	317	335	331	317	323	329	319	319	317
	960M/4120	321	334	337	342	361	333	337	330	336	340
	970N/4330	300	304	302	290	310	305	307	303	302	300
	SER 6/4120	295	297	293	293	287	287	298	291	284	279
	T66	313	301	317	314	301	296	291	313	317	307
	KD	332	322	320	328	323	324	329	334	338	334
	SWR 6/4320	335	336	355	324	321	328	331	311	352	351
	DWR 8,5	281	287	271	279	280	270	266	280	266	289
	Número de Puntos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Fuente: Petrobras Colombia Limited

La composición química de las muestras se determinó a través de espectrometría de emisión óptica con fuente de chispa, con el equipo MAGELLAN Q8 en la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) por el Instituto para la

Investigación y la Innovación en Ciencia y Tecnología de Materiales (INCITEMA).  
Los resultados se presentan en la tabla 6

**Tabla 6.** Composición elemental

PROBETA	% ELEMENTAL															
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Al	Co	Cu	Ti	V	W	Sn	Fe
750N/4320	0,222	0,225	0,837	0,0084	0,030	0,711	0,267	1,416	0,033	<0,01	0,093	<0,005	<0,005	0,019	0,009	96,10
GRADO D/4142	0,133	0,216	0,423	0,0084	0,042	0,837	0,144	0,955	0,029	0,015	0,206	0,0141	<0,005	0,063	0,025	96,90
960M/4120	0,143	0,218	0,505	0,0078	0,018	0,851	0,173	0,932	0,031	0,014	0,207	0,015	<0,005	0,046	0,014	96,81
970N/4330	0,201	0,202	0,571	0,0077	0,021	0,617	0,145	2,215	0,027	0,011	0,077	<0,005	<0,005	0,032	0,016	95,84
SER 6/4120	0,276	0,230	0,696	0,017	0,109	0,789	0,094	0,113	0,0092	0,015	0,181	<0,005	0,016	0,057	0,046	97,34
T66	0,322	0,215	1,08	0,011	0,037	0,649	0,18	0,112	0,0089	<0,01	0,255	<0,005	0,067	0,024	0,012	97,00
KD	0,151	0,223	0,434	0,0106	0,047	1,47	0,075	0,214	0,0275	0,016	0,23	0,0134	<0,005	0,034	0,024	97,00
SWR 6/4320	0,142	0,218	0,440	0,011	0,089	0,767	0,111	1,458	0,028	0,014	0,200	0,011	<0,005	0,052	0,045	96,40
DWR 8,5	0,148	0,201	0,527	0,009	0,041	0,792	0,111	0,973	0,0279	0,015	0,231	0,0134	<0,005	0,053	0,023	96,80

Fuente: Petrobras Colombia Limited

El porcentaje (%) de Cr, Mo y Ni de los aceros cumplen con las especificaciones de acuerdo con la metalurgia. La composición química elemental cumple con las especificaciones de los grados de varilla reportados.

### 3.2 HISTORIAL DE POZOS

Los problemas de corrosión comienzan a presentarse en la historia del campo tan solo 6 meses después del inicio de explotación económica en el año 2002.

En los diferentes campos petroleros es indispensable llevar una historia de la vida de cada uno de los pozos, donde se relacionan los diferentes trabajos desde su perforación hasta el cierre definitivo del pozo; en estos historiales se pueden encontrar los trabajos extras de mantenimiento e incluso trabajos de mejoramiento para incrementar la producción.

### 3.2.1 Historial de intervenciones por corrosión en los pozos.

**Tabla 7.** Historia de Intervenciones a pozo del Campo Guando por corrosión año 2010

POZOS DE GUANDO	FECHA	POZOS DE GUANDO	FECHA
039	21-ene-10	097	27-abr-10
045	20-ene-10		28-abr-10
	17-jun-10		11-may-10
	12-jul-10	103	02-jun-10
	12-oct-10		15-jun-10
	19-dic-10		20-jun-10
064	15-jul-10	105	19-nov-10
081	06-may-10	106	12-ene-10
	11-may-10		25-feb-10

Fuente: Los Autores\*

En el 2010 se presentaron 37 fallas por corrosión siendo los pozos GUA-045 de la isla 13 y GUA-149 de la isla 18 los que más presentaron fallas como lo muestra la tabla 8.

**Tabla 8.** Fallas por corrosión del Campo Guando año 2010

Corrosión 2010			
Pozo de Guando	Falla	Pozo de Guando	Falla
045	5	143	2
149	5	039	1
097	3	064	1
103	3	105	1
122	3	113	1
145	3	124	1
081	2	136	1
106	2	151	1
140	2		

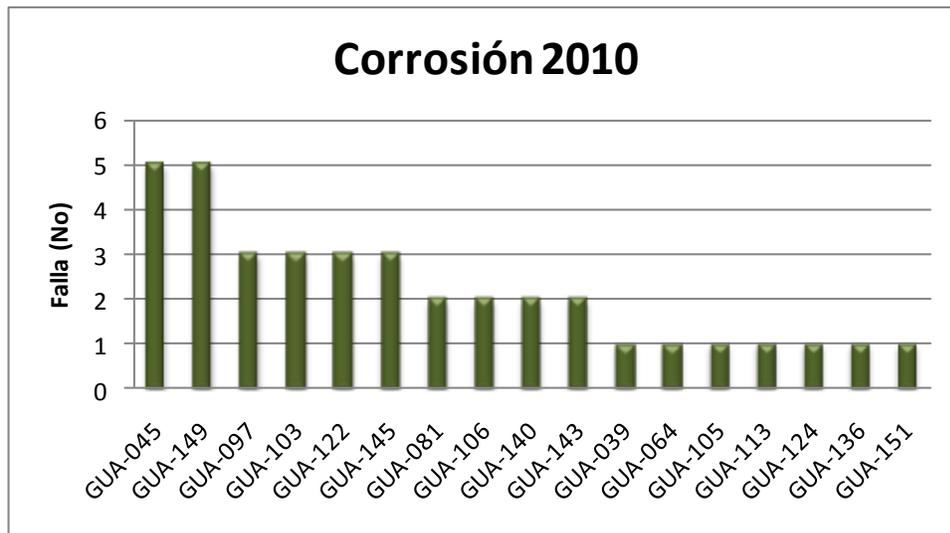
Fuente: Los Autores

---

\* Datos tomados de los archivos de Petrobras Colombia Limited.

En la Figura 3.14 se seleccionaron los 17 pozos intervenidos por corrosión de varilla, según la historia operacional del campo, se presentaron un total de 37 fallas con este tipo de intervención.

**Figura 3.14.** Fallas por corrosión del Campo Guando año 2010



Fuente: Los Autores

**Tabla 9.** Historia de Intervenciones a pozo del Campo Guando por corrosión año 2011

POZO DE GUANDO	FECHA						
11	20-feb-11	52	23-mar-11	109	06-jul-11	122	17-jun-11
	02-jun-11	74	05-mar-11		26-ago-11	124	04-ene-11
	18-dic-11	79	07-ene-11	111	15-nov-11	133	01-may-11
	23-dic-11	97	10-feb-11		18-dic-11		04-may-11
13-abr-11	16-mar-11		22-dic-11	140	26-jun-11		
45	16-may-11	101	11-abr-11	112	03-dic-11	145	13-abr-11
	11-nov-11		08-ago-11	118	13-dic-11	149	03-ene-11
	06-dic-11		05-dic-11	122	24-ene-11		15-nov-11
	25-dic-11	14-may-11	25-mar-11		24-dic-11		
50	24-mar-11	105	31-ago-11		10-may-11	151	11-mar-11

Fuente: Los Autores.

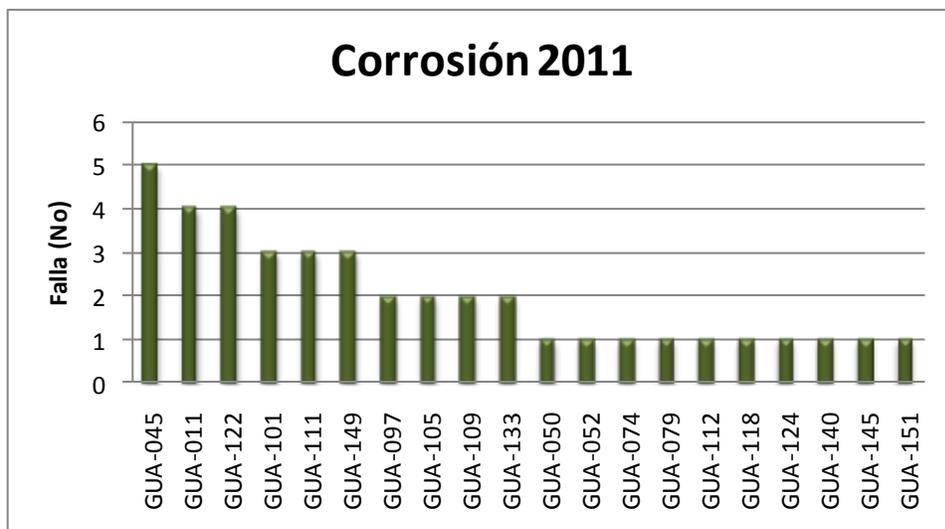
En el 2011 se presentaron 40 fallas por corrosión 3 más que el año anterior siendo los pozos GUA-045 de la isla 13, 011 de la isla 2 y 122 de la isla 8 los que más registraron fallas, tabla 10, lo que significa que no se trató el problema adecuadamente.

**Tabla 10.** Fallas por corrosión del Campo Guando año 2011

Corrosión 2011			
Pozo de Guando	Fallas	Pozo de Guando	Fallas
045	5	050	1
011	4	052	1
122	4	074	1
101	3	079	1
111	3	112	1
149	3	118	1
097	2	124	1
105	2	140	1
109	2	145	1
133	2	151	1

Fuente: Los Autores

**Figura 3.15.** Fallas por corrosión del Campo Guando año 2011



Fuente: Los Autores

En la Figura 3.15 se seleccionaron los 20 pozos intervenidos por corrosión de varilla, según la historia operacional del campo se registró un total de 40 fallas con este tipo de intervención presentando 3 fallas mas el año anterior, además se observa que los pozos GUA-045 y 149 ya habían presentado evidencias de corrosión en el año anterior lo que significa que no se trató el problema adecuadamente para estos pozos.

**Tabla 11.** Historia de Intervenciones a pozo del Campo Guando por corrosión año 2012.

<b>POZO DE GUANDO</b>	<b>FECHA</b>	<b>POZO DE GUANDO</b>	<b>FECHA</b>
149	01-ene-12	149	26-abr-12
122	08-feb-12	086	07-may-12
079	11-feb-12	086	17-may-12
145	12-mar-12	052	15-jun-12
149	07-abr-12		

Fuente: Los Autores.

Durante el primer semestre del 2012 se han presentado 9 fallas por corrosión siendo el pozo 149 de la isla 18, el que más presentó fallas como se muestra en la tabla 12.

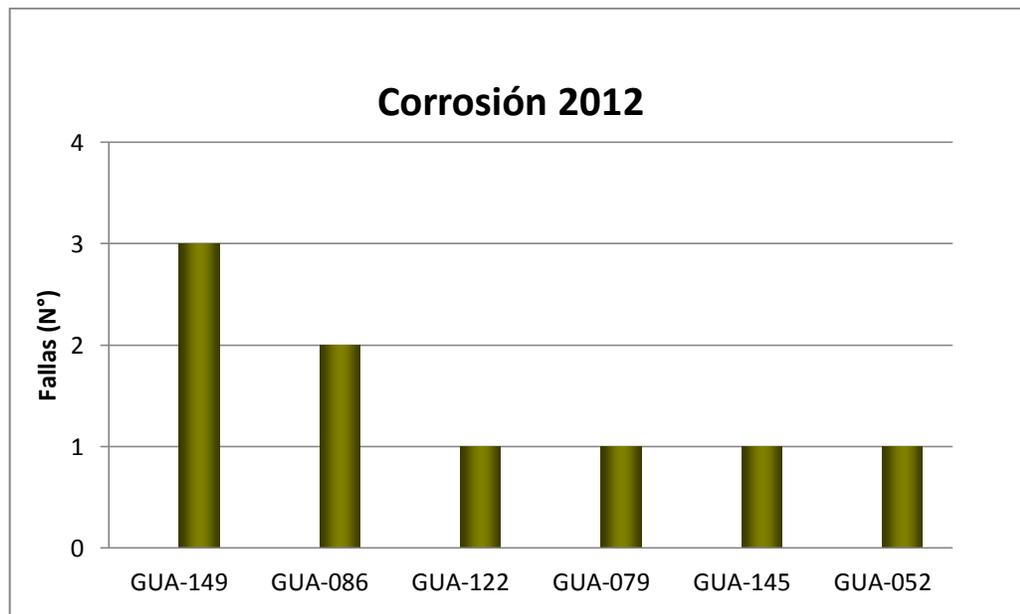
**Tabla 12.** Fallas por corrosión del Campo Guando año 2012

<b>Corrosión 2012</b>			
<b>Pozo de Guando</b>	<b>Fallas</b>	<b>Pozo de Guando</b>	<b>Fallas</b>
149	3	079	1
086	2	145	1
122	1	052	1

Fuente: Los Autores

En la Figura 3.16 se seleccionaron los 7 pozos intervenidos por corrosión de varilla, según la historia operacional del campo se registró un total de 9 fallas con este tipo de intervención durante el primer semestre del 2012, además se observa que el pozo GUA-149 ya había presentado evidencias de corrosión en los años anteriores lo que significa que no se trato el problema adecuadamente para este pozo, además se manifiesta como uno de los pozos críticos del campo.

**Figura 3.16.** Fallas por corrosión del Campo Guando año 2012.



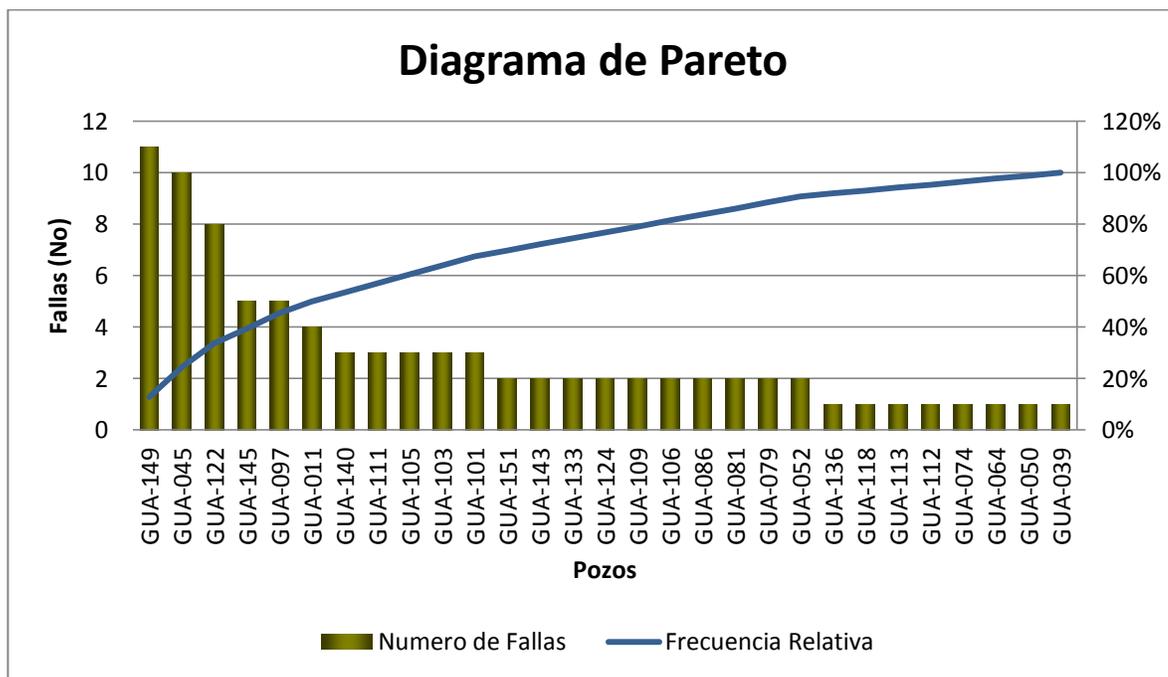
Fuente: Los Autores

### 3.3 POZOS CON PROBLEMAS DE CORROSIÓN CRÍTICA Y EVENTUAL.

El diagrama de Pareto es una herramienta utilizada en la industria para determinar la frecuencia de los problemas presentes en campo y centralizar los esfuerzos para solucionarlos.

En la figura 3.17 se organizaron en orden descendente los diferentes pozos que presentaron fallas por corrosión durante el periodo comprendido entre enero de 2010 a junio de 2012.

**Figura 3.17. Pozos críticos del Campo Guando**



Fuente: Los Autores

En la figura 3.17 se observa de manera general la distribución de las frecuencias de fallas por corrosión, en las cuales se destacan principalmente los pozos GUA-149, 045, 122, 145 Y 097, manifestándose como pozos críticos, debido a que el número de intervenciones es alto con respecto a los demás pozos, lo que conlleva a un incremento en los costos de operación y mantenimiento de estos.

La figura nos es muy útil pues permite identificar visualmente en una sola revisión, tales minorías de características vitales a las que es importante prestar atención, y de esta manera utilizar todos los recursos necesarios para llevar a cabo acciones efectivas sin malgastar esfuerzos.

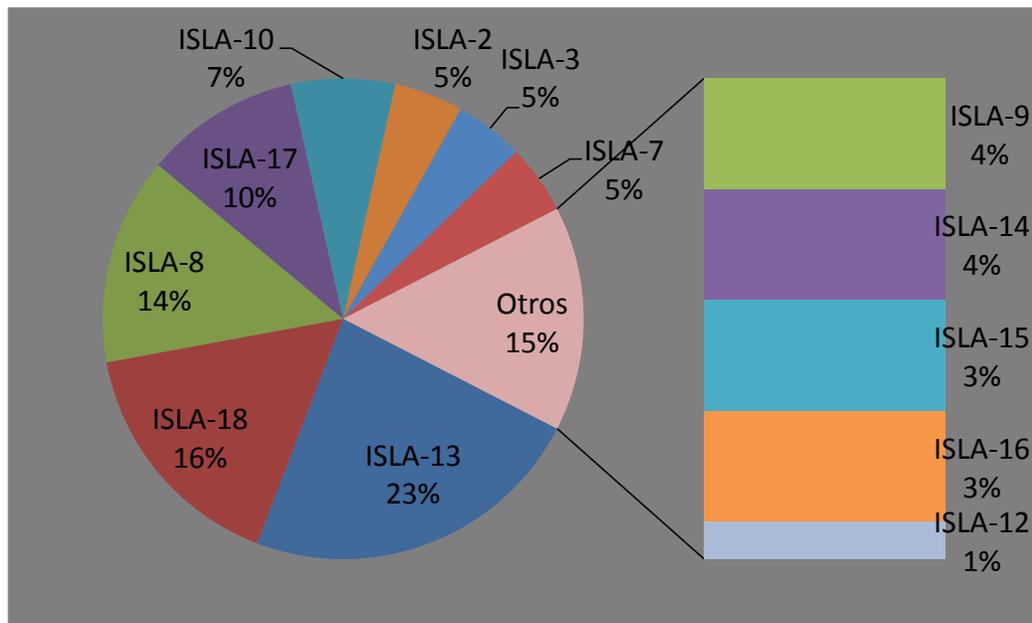
Teniendo en cuenta que los pozos en el campo se distribuyen por islas presentamos la tabla 13 y la figura 3.18

**Tabla 13.** Distribución de pozos por isla del Campo Guando

ISLAS	POZOS DE GUANDO	FALLAS	TOTAL	ISLAS	POZOS DE GUANDO	FALLAS	TOTAL
13	045	10	20	2	011	4	4
	145	5		3	086	2	4
	097	5			081	2	
18	149	11	14	7	103	3	4
	151	2		118	1		
	113	1		9	079	2	3
8	122	8	12	14	050	1	
	133	2			143	2	
	109	2			112	1	
17	140	3	9	15	105	3	3
	111	3		16	052	2	3
	124	2			136	1	
	064	1		12	074	1	1
10	101	3	6				
	106	2					
	039	1					

Fuente: Los Autores

**Figura 3.18.** Fallas por corrosión en islas



Fuente: Los Autores

En la figura 3.18 se observa que los problemas por corrosión más críticos se encuentran en las islas 13, 18 y 8 ya que tienen un porcentaje de 23%, 16% y 14% de las fallas totales respectivamente. Las islas 17 y 10 representan un 10% y 7% de las intervenciones totales respectivamente. En las islas 2, 3, 7, 9, 14, 15, 16 y 12 las fallas de cada isla corresponden a 5%, 5%, 5%, 4%, 4%, 3%, 3% y 1% de las fallas totales respectivamente con pozos que presentan corrosión eventual.

El porcentaje registrado en las islas 13 y 18, dá un indicio del nivel de corrosión crítico que se presenta en estas islas. Estos porcentajes resultan del número de fallas presentadas en los pozos GUA-045, 145, 097 para la isla 13 y GUA-149, 151 Y 113 para la isla 18.

En la isla 18 se presenta un caso inusual debido a que el pozo GUA-113 presenta una sola falla por corrosión en el año 2010, lo cual lo clasifica como pozo con nivel de corrosión eventual.

### **3.4 ANTECEDENTES DE LOS POZOS CRITICOS.**

#### **3.4.1 Pozo GUA-149.**

El pozo fue perforado en el Bloque Centro Sur de la Asociación Boquerón desde Isla-18, del 18 hasta el 31 de Diciembre de 2007. Se le Corrió revestimiento de 9 5/8", Zapato flotador a 1172', 31 Juntas, grado K-55, 36 lpp. Se cementó hasta superficie con lechada liviana (12.6 ppg) y lechada de cola a 700'.

La profundidad total fue 3518' MD (3366' TVD), el ángulo fue levantado de 0,94° a 125' hasta un máximo de 33,81° a 1230'.

En los intervalos de las Areniscas Inferiores, la desviación va de 0.25° a 3.13° y en las Areniscas Superiores la desviación va de 4.06° a 33.81° El máximo Dog leg es de 4.82° a 690'.

Se tomaron Registros Eléctricos: Dual Laterolog (DLL), Micro Cylindrically Focused Log (MCFL), Caliper (CAL), spontaneous potential (SP), Gamma Ray (GR) EN 1:200 Y EN 1:500; Litho-Density Log (LDL), Compensated Neutron Log (CNL),GR,CAL EN 1:200 Y EN 1:500.

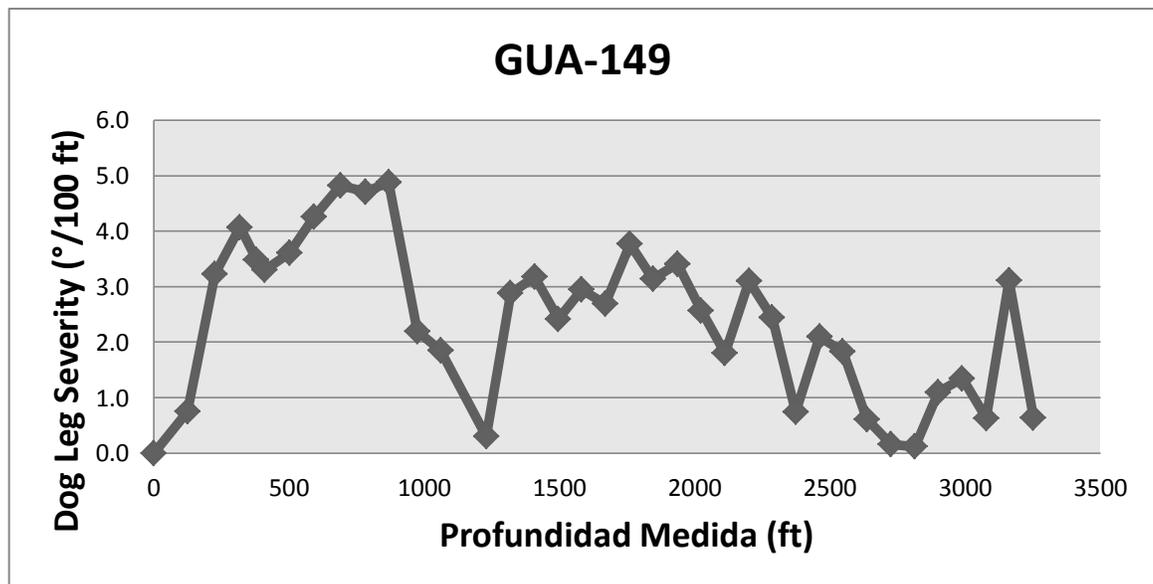
Se le Corrió revestimiento (CSG-7", N-80, 26lpp) así: zapato flotador + 1 junta + collar flotador + 5 juntas + 1 flag joint A + 12 juntas + 1 flag joint B + 25 juntas + 1 flag joint C + 43 juntas, así: Zapato a 3412'. Collar flotador a 3373', flag joint "A" a 3176', flag joint "B" a 2688' y flag joint "C" a 1693'.Cementó con lechada de cola de 15.8 ppg hasta 1550' y de 12.6 ppg desde 1550' hasta superficie. Perforó tapón, collar y cemento desde 3370' hasta 3412'.

✓ **Condiciones operacionales**

<b>CONDICIONES DE OPERACIÓN</b>	
Velocidad (rpm)	168
Torque (lbf-ft)	547
CHP (PSI)	7
THP (PSI)	40
BSW (%)	67,6
BOPD	109
BWPD	227
B FDP	336
<b>VARILLA</b>	
Tipo	Convencional
Grado	D
Diámetro (in)	1
<b>SISTEMA PCP</b>	
Modelo PCP	28-45-700

✓ **Geometría del pozo.**

**Figura 3.19.** Grafica de DLS (Dog Leg Severity)



Fuente: Los Autores

➤ **Tratamiento Químico Down Hole.**

	Leve	Moderado	Significativo	Critico	Observaciones
<b>Corrosión</b>				<b>X</b>	Riesgo por corrosión por CO <sub>2</sub> y Microbiológica
<b>Incrustación</b>				<b>X</b>	
<b>Biocida</b>				<b>X</b>	
<b>Parafina</b>					

<b>ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO</b>			
GOR	83	API	28,8
pH	7,2	Fe (ppm)	0,1
H <sub>2</sub> S (ppm)	1	CO <sub>2</sub> (%V)	10
Cl (ppm)	900	O <sub>2</sub> (ppm)	
SO <sub>4</sub> (ppm)			
Promedio residual últimos 6 meses (ppm)			6,1
Promedio Cupones últimos 6 meses (MPY)			N/A
Promedio Bacterias (SRB/ml)			10

➤ **Prueba de cupones**

El pozo GUA-149 no tiene prueba de cupón ya que no tiene instalada una cuponera ni adaptador de acceso (Access fitting) los cuales podrían ser instalados para hacer análisis químico con cupones.

**3.4.2 Pozo GUA-045.**

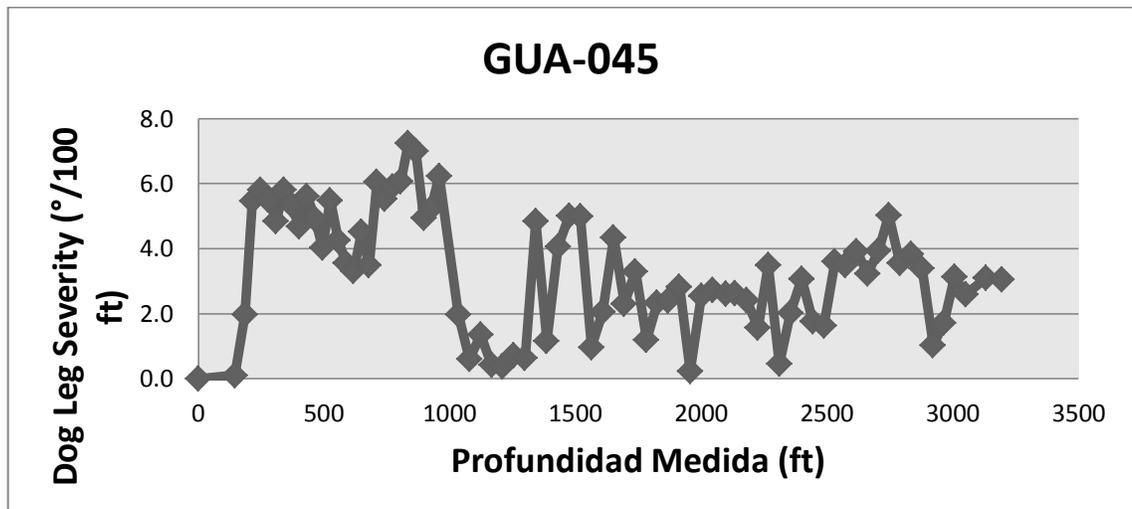
Fue perforado en el Bloque Boquerón desde la localización denominada Isla-13, entre el 20 y 28 de junio de 2003, llegando hasta una profundidad total de 3195' MD (2901' TVD), el ángulo fue levantado desde 247' a 4.35°, hasta un máximo de 42.68° a 1034'. En los intervalos de las Arenas Superiores, la desviación es de 27.5° en promedio y en las Arenas Inferiores es de 11.1° en promedio. El máximo DLS se encuentra a 835' con un valor de 7.25°/100'

Se tomó set básico de registros eléctricos, se bajaron 78 juntas de revestimiento de 7", N-80, 26 lpp y 2 flag joint con tope a 1660 y 2296', por medida de tubería, quedando el zapato flotador @ 3192' y el collar flotador @ 3145'. Se cementó hasta superficie.

La estimulación, el completamiento y las pruebas de producción iniciaron el día 2 de Julio de 2003 con el equipo INDEPENDENCE-1 y terminaron el 18 de Julio de 2003.

➤ **Geometría del pozo**

**Figura 3.20.** Grafica de DLS (Dog Leg Severity)



Fuente: Los Autores

✓ **Condiciones operacionales**

<b>CONDICIONES DE OPERACIÓN</b>	
Velocidad (rpm)	332
Torque (lbf-ft)	428
CHP (PSI)	4
THP (PSI)	75
BSW (%)	73.9
BOPD	382
BWPD	1079
B FDP	1461
<b>VARILLA</b>	
Tipo	Continua
Grado	SER-6
Diámetro (in)	1
<b>SISTEMA PCP</b>	
Modelo PCP	28-45-700

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

➤ **Tratamiento Químico Down Hole.**

<b>ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO</b>			
GOR	92	API	26,2
pH	7,08	Fe (ppm)	2,3
H <sub>2</sub> S (ppm)	3	CO <sub>2</sub> (%V)	3
Cl (ppm)	600	O <sub>2</sub> (ppm)	ND
SO <sub>4</sub> (ppm)	1		
Promedio residual últimos 6 meses (ppm)			7,7
Promedio Cupones últimos 6 meses (MPY)			1,30
Promedio Bacterias (SRB/ml)			1,0E+00

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

➤ **Prueba de cupones**

La instalación y el retiro del cupón se realizó siguiendo procedimiento interno de CLARIANT (I-FUN-COS-016) ANEXO 1. Para el análisis del cupón se utilizó procedimiento interno CLARIANT (I-FUN-COS-017), el cual está basado en la norma NACE RP0775-2005. El cupón de corrosión fue suministrado por CLARIANT (Colombia) S.A. y el sistema retráctil es de propiedad de Petrobras, siendo ambos marca CAPROCO.

El cupón de corrosión fue instalado el día 28 de noviembre de 2011, a través del adaptador de acceso (Access fitting) habilitado en cabeza de pozo, en posición 12, el cual cuenta con nipple, válvula y tapón de seguridad; el cupón se instaló en fondo de tubería, garantizando así el contacto con el agua en caso de flujo estratificado.

El cupón de corrosión se retiró el día 12 de Enero de 2012 luego de 45 días de exposición. En la fig. 3.21 se muestra el registro fotográfico del cupón de corrosión retirado y luego de la limpieza química. Se observó una capa leve de aceite y productos de corrosión. La pérdida de material está asociada a corrosión general.



### 3.4.3 Pozo GUA-122.

Fue perforado en el Bloque Centro-Norte de la Asociación Boquerón desde Isla-8, del 5 hasta el 15 de abril de 2007. Se le corrió revestimiento de 9 5/8", Zapato flotador a 1263', 28 juntas, grado K-55,36 lpp. Se cementó hasta superficie.

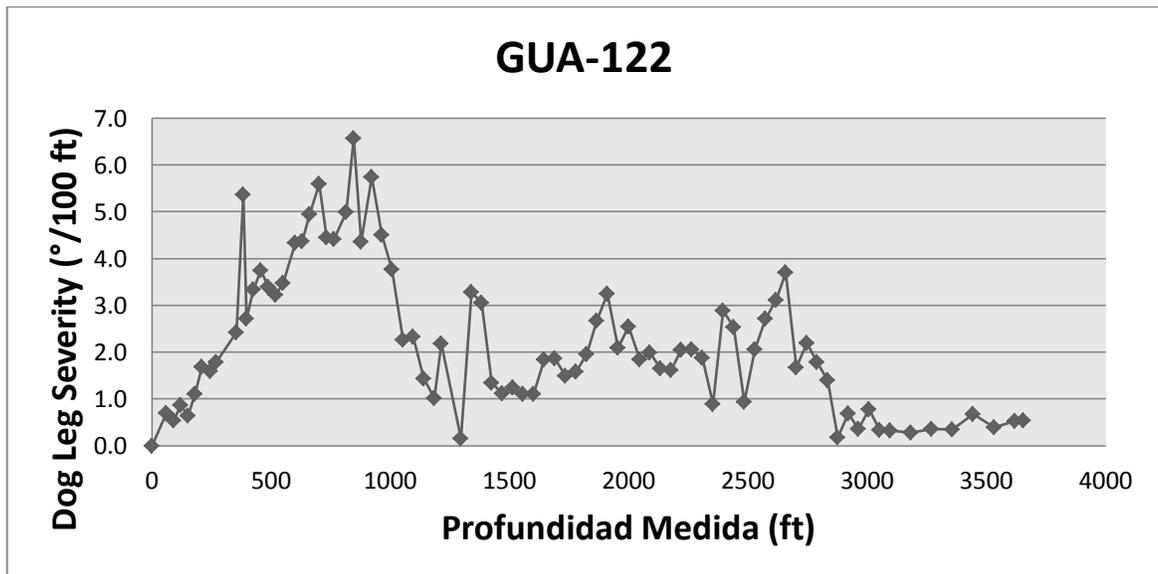
La profundidad total fue 3655' MD (3533' TVD), el ángulo fue levantado desde 60' a 0.42°, hasta un máximo de 28.36° a 1213'. En los intervalos que fueron abiertos en las Areniscas Inferiores, la desviación va de 1.37° pasando por 0.94° hasta 1.84°. Dog-leg máximo: 6.57° @ 845' MD.

Se tomaron Registros Eléctricos: Dual Laterolog (DLL), Micro Cylindrically Focused Log (MCFL), Caliper (CAL), spontaneous potential (SP), Gamma Ray (GR) EN 1:200 Y EN 1:500; LDL-CNL-GR-CAL EN 1:200 Y EN 1:500; MDT-GR EN 1:60 S y gradiente de presión estática.

Se le corrió revestimiento (CSG-7", N-80, 26 lpp) así: zapato flotador + 1 junta + collar flotador + 15 juntas + 1 flag joint A + 11 juntas + 1 flag joint B + 73 juntas, así: Zapato a 3647'. Collar flotador a 3609', flag joint "A" a 3055' y flag joint "B" a 2642.5'.

- ✓ Geometría del pozo.

Figura 3.22. Grafica de DLS (Dog Leg Severity)



Fuente: Los Autores

✓ **Condiciones operacionales**

<b>CONDICIONES DE OPERACIÓN</b>	
Velocidad (rpm)	307
Torque (lbf-ft)	892
CHP (PSI)	2
THP (PSI)	50
BSW (%)	88.2
BOPD	169
BWPD	1235
B FDP	1404
<b>VARILLA</b>	
Tipo	Continua
Grado	ProRod 960 M
Diámetro (in)	1
<b>SISTEMA PCP</b>	
Modelo PCP	22-40-2500

Fuente: Petrobras Colombia Limited

➤ **Tratamiento Químico Down Hole.**

<b>ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO</b>			
GOR	53	API	27,7
pH	7,1	Fe (ppm)	2,9
H <sub>2</sub> S (ppm)	ND	CO <sub>2</sub> (ppm)	ND
Cl (ppm)	800	O <sub>2</sub> (ppm)	ND
SO <sub>4</sub> (ppm)	2		
Promedio residual últimos 6 meses (ppm)			9,71
Promedio Cupones últimos 6 meses (MPY)			N/A

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

### ➤ Prueba de cupones

El pozo GUA-122 no tiene prueba de cupón ya que no tiene instalada una cuponera ni adaptador de acceso (Access fitting) los cuales podrían ser instalados para hacer análisis químico con cupones.

#### **3.4.4 Pozo GUA-145.**

Fue perforado en el Bloque Centro Norte de la Asociación Boquerón desde Isla-13, del 24 al 31 de agosto de 2007. Se le corrió revestimiento de 13-3/8", con zapato flotador a 149', con 4 juntas, grado L-80, 68 lpp. Se cementó con lechada de 15.8 lpg hasta superficie.

Se le corrió revestimiento de 9 5/8", con Zapato flotador a 986', con 26 juntas K-55, 36 lpp. Se cementó con lechada de 15.8 lpg hasta 700' y lechada de 12.6 hasta superficie.

La profundidad total fue 3165' MD (2970' TVD), el ángulo fue levantado de 0.69° a 174', hasta un máximo de 33.94° a 1017'. En los intervalos que fueron abiertos en las arenas superiores la desviación va de 24.13° a 17.75° y en las arenas inferiores de 12° a 4°. El máximo Dog-leg es de 5.76° a 543'.

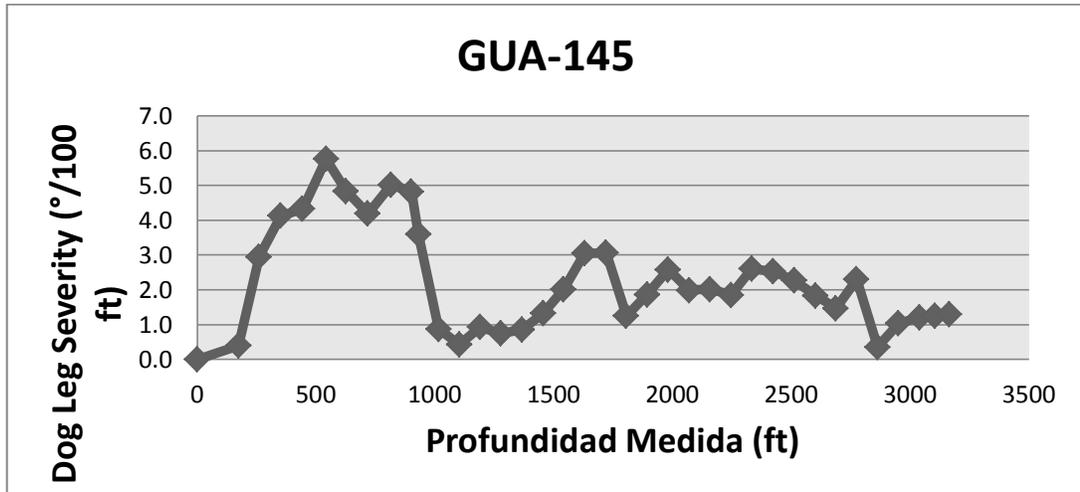
Se tomaron Registros Eléctricos: DLL-PEX de 3143' a 70'. Se corrió registro de presiones en los intervalos 2822' a 1930' y de 1884' a 1756'.

Se bajó revestimiento de 7" N-80, 26 lpp, así: zapato flotador a 3159' + 1 junta + collar flotador a 3117' + 11 juntas + 1 flag joint a 2687' + 16 juntas + 1 flag joint a 2074' + 56 juntas.

El revestimiento de 7" fue cementado con lechada de cola de 15.8 ppg hasta 1600' y lechada liviana de 12.6 ppg desde 1600' hasta superficie.

✓ Geometría del pozo.

**Figura 3.23.** Grafica de DLS (Dog Leg Severity)



Fuente: Los Autores

✓ Condiciones operacionales

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Velocidad (rpm)	200
Torque (lbf-ft)	428
CHP (PSI)	4
THP (PSI)	50
BSW (%)	79,9
BOPD	167
BWPD	664
B FDP	831
VARILLA	
Tipo	Continua
Grado	SER-6
Diámetro (in)	1
SISTEMA PCP	
Modelo PCP	22-40-2500

Fuente: Petrobras Colombia Limited

➤ **Tratamiento Químico Down Hole.**

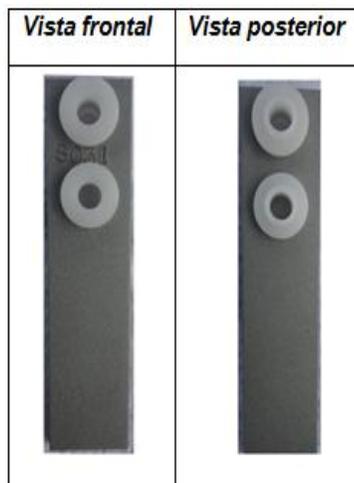
ANÁLISIS FISICOQUÍMICO			
GOR	48	API	26,5
pH	7,1	Fe (ppm)	1,73
H <sub>2</sub> S (ppm)	3	CO <sub>2</sub> (%V)	1,9
Cl (ppm)	95,2	O <sub>2</sub> (ppm)	ND
SO <sub>4</sub> (ppm)	1		
Promedio residual últimos 6 meses (ppm)			11,5
Promedio Cupones últimos 6 meses (MPY)			1,35
Promedio Bacterias (SRB/ml)			1,0E+00

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

➤ **Prueba de cupones**

La instalación y el retiro del cupón se realizó siguiendo procedimiento interno de CLARIANT (I-FUN-COS-016) ANEXO 1. Para el análisis del cupón se utilizó procedimiento interno CLARIANT (I-FUN-COS-017), el cual está basado en la norma NACE RP0775-2005. El cupón de corrosión fue suministrado por CLARIANT (Colombia) S.A. y el sistema retráctil es de propiedad de Petrobras, siendo ambos marca CAPROCO.

**Figura 3.24.** Cupón de corrosión instalado en Pozo Gua-145



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

El cupón de corrosión fue instalado el día 23 de noviembre de 2010 a las 11:30 am, a través del adaptador de acceso (Access fitting) habilitado en cabeza de pozo, en posición 12, el cual cuenta con nipple, válvula y tapón de seguridad; el cupón se instaló en fondo de tubería, garantizando así el contacto con el agua en caso de flujo estratificado; La presión de la línea en el momento de la instalación fue de aprox. 80 psi. En las figuras 3.25 y 3.26 se muestran el Registro fotográfico de la actividad.

**Figura 3.25.** Acoplamiento de cupón de corrosión a sistema retráctil.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

**Figura 3.26.** Instalación de cupón en cabeza de Pozo del Gua.145.

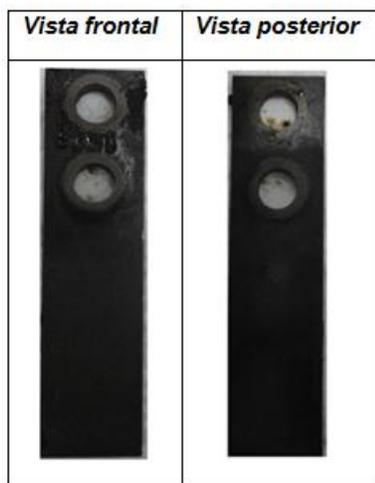


Fuente: Petrobras Colombia Limited.

El cupón de corrosión se retiró el día 05 de Enero de 2011 a las 2:30 pm luego de 43 días de exposición. En la fig. 3.27 se muestra el registro fotográfico del cupón de corrosión retirado. Se observó la presencia de pequeñas cantidades de parafinas de fácil remoción en la parte superior del cupón. No se observó la presencia de scale.

El cupón de corrosión luego de la limpieza química (ANEXO 2) se registra en la fig. 3.28 Este, presenta una superficie uniforme y lisa. Se observaron leves indicios de corrosión localizada en la parte inferior del cupón y en el borde expuesto al choque con el flujo.

**Figura 3.27.** Cupón de corrosión retirado del Pozo Gua-145



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

**Figura 3.28.** Cupón de corrosión luego de limpieza química



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Luego de la limpieza química, se procedió al cálculo de la velocidad de corrosión general a partir del peso final del cupón, utilizando la siguiente formula:

$$C = \frac{545.1423*(PO-PF)}{T} \quad (1)$$

**C** = Tasa de corrosión en mpy

**545.1423** = Constante f (área expuesta, densidad del acero)

**PO** = Peso original del cupón (gr.): 32.70595 g

**PF** = Peso final de cupón (gr.): 32,68975 g.

**T** = Tiempo de exposición (días): 43 días

A partir de la información anterior, se tiene que:

**C: 0.21 mpy** (mils per year).

Este valor, se encuentra muy por debajo del límite de control establecido por Petrobras de Velocidad de corrosión general < 3 mpy.

La instalación del cupón de corrosión en el Gua-145 permitió determinar que este pozo presenta una velocidad promedio de corrosión de 0,21 mpy fig. 3.29, la cual según Norma NACE RP0775 se considera baja.

**Figura 3.29. Reporte General GUA-145**

PETROBRAS		PETROBRAS- CAMPO GUANDO				Clariant	
		CORROSION COUPON REPORT					
						1/1	
GENERAL INFORMATION							
OILFIELD	CAMPO GUANDO MELGAR			INSTALLATION DATE: dd/mm/yy	23/11/2010		
WELL NUMBER	GUA-145			INSTALLED BY:	Armando castañeda /Oscar Lozada		
WELL DESCRIPTION	PRODUCTION WELL; MULTIPHASE FLUID			REMOVAL DATE: dd/mm/yy	05/01/2011		
ACCES FITTING :	LOCATION	WELL HEAD	POSITION	12 O'CLOCK	PLACEMENT OF THE COUPON	BOTTOM	
CORROSION COUPON EVALUATION							
COUPON		CORROSION RATE CALCULATION			CORROSION PROBE		
Coupon material	1018 MILD STEEL			$CR = \frac{22270 \times W}{ATD}$	FECHA	HORA	GENE RAL (mpy)
Serial Number	S031						PITTING (mpy)
Coupon size	3" x 3/4" x 1/8"						
Density (d)	7,68	lb/ft <sup>3</sup>					
Area (A)	4,65	in <sup>2</sup>					
Inical weight (Pi)	32,70595	gr					
Final weight (Pf)	32,68975	gr					
Mass loss	0,0162	gr					
Days in sistem	43	días					
Corrosion rate (CR)	0,23	mpy					
				PENALIZACION			
				PERMITIDO	VALOR	PENALIZACION	
				CR < 3 mpy	0,23	Si	No X
DESCRIPTION							
CUPÓN RETIRADO				LIMPIEZA QUÍMICA			
VISTA FRONTAL		VISTA POSTERIOR		VISTA FRONTAL		VISTA POSTERIOR	
							
REMARKS	Se observan deposito de parafinas de facil remocion en la superficie del cupón. Luego de la limpieza química se evidencia pequeños indicios de pitting en la parte inferior del cupón y en el borde expuesto al fluido.						
COMPANY	CLARIANT (COLOMBIA) S.A.		ANALYST:	OSCAR LOZADA	VoBo PETRO BRAS	Ing. Paola Mejía Interventor PETROBRAS	
				CLARIANT (COLOMBIA) S.A.			

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

### 3.4.5 Pozo GUA-097.

Fue perforado en el Bloque Boquerón desde la localización denominada Isla-13, entre el 20 y el 29 de Octubre de 2004.

Durante la perforación de 12 ¼" se presentaron pérdidas de lodo con un acumulado de 200 bls. Se le corrió revestimiento de 9 5/8" ,36 juntas, grado K-55, 36 lpp con Zapato Flotador a 1220' y collar a 1174'.

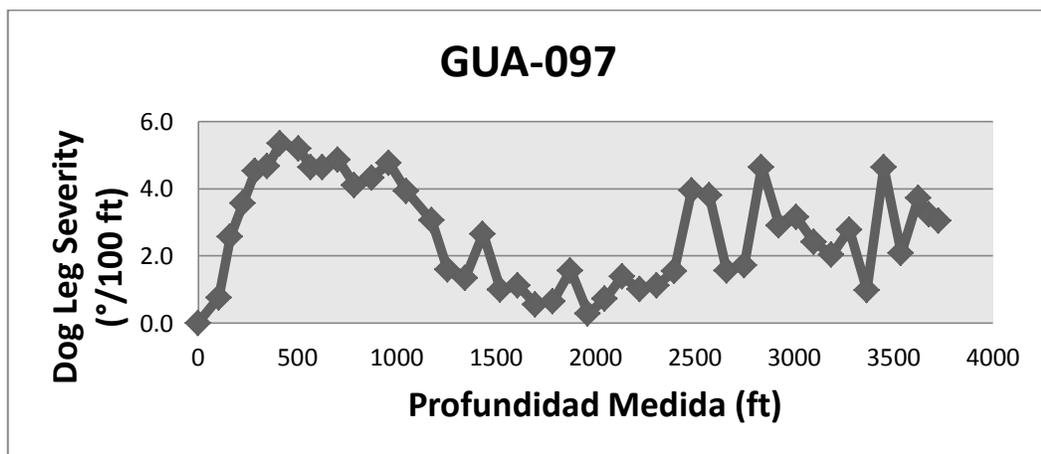
La profundidad total fue 3728' MD (2782' TVD), el ángulo fue levantado desde 104' a 0.79°, hasta un máximo de 49.74° a 2661'. En los intervalos que fueron abiertos la desviación tiene un valor mayor a 45°.

Se tomaron Registros Eléctricos: Set #1: High Resoution Laterolog Array (HRLA), MCFL, Fullbore Formation Microimager (FMI)-CAL-SP-GR de 3728' hasta el zapato. GR hasta superficie. MCFL / CNL / LDL: de 3728' a 1828'. FMI de 3430' a 3360', 3280' a 2460', 2360' a 1890'. Set #2: Lecturas de presión (Modular Formation Dynamics Tester (MDT), Gamma Ray (GR)). Se tomaron 15 lecturas de 15 programadas, intervalo 3385' a 1925'.

Se le corrió revestimiento de 7", N-80, 23 lpp así: Zapato Flotador a 3723'+ 1 junta + Collar Flotador a 3677' + 25 juntas + 1 Flag Joint + 18 juntas + 1 Flag Joint + 46 juntas. Retorno total durante todo el trabajo de cementación, retornaron 2 bls de cemento. No se presentaron pérdidas en el hueco.

#### ✓ Geometría del pozo.

**Figura 3.30.** Grafica de DLS (Dog Leg Severity)



Fuente: Producción de los autores

✓ **Condiciones operacionales**

<b>CONDICIONES DE OPERACIÓN</b>	
Velocidad (rpm)	211
Torque (lbf-ft)	520
CHP (PSI)	6
THP (PSI)	90
BSW (%)	76,2
BOPD	211
BWPD	676
B FDP	887
<b>VARILLA</b>	
Tipo	Continua
Grado	SER-6
Diámetro (in)	1
<b>SISTEMA PCP</b>	
Modelo PCP	22-40-2500

Fuente: Petrobras Colombia Limited

➤ **Tratamiento Químico Down Hole.**

<b>ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO</b>			
GOR	19	API	27,9
pH	6,84	Fe (ppm)	1,54
H <sub>2</sub> S (ppm)	40	CO <sub>2</sub> (%V)	10
Cl (ppm)	400	O <sub>2</sub> (ppm)	ND
SO <sub>4</sub> (ppm)	3		
Promedio residual últimos 6 meses (ppm)			6,8
Promedio Cupones últimos 6 meses (MPY)			0,23
Promedio Bacterias (SRB/ml)			1,0E+00

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

➤ **Prueba de cupones**

El cupón de corrosión fue instalado el día 06 de Marzo de 2012, a través del adaptador de acceso (Access fitting) habilitado en cabeza de pozo, en posición 12,

el cual cuenta con nipple, válvula y tapón de seguridad; el cupón se instaló en fondo de tubería y se retiró el día 29 de Abril de 2012 luego de 54 días de exposición. En la fig. 3:31 se muestra el registro fotográfico del cupón de corrosión retirado y luego de la limpieza química así como el reporte completo del cupón de corrosión. Se observó una capa leve de aceite y productos de corrosión. La pérdida de material está asociada a corrosión general.

**Figura 3.31. Reporte General GUA-097**

<b>PETROBRAS</b>	PETROBRAS- CAMPO GUANDO						
	CORROSION COUPON REPORT						
3/5							
<b>GENERAL INFORMATION</b>							
<b>OILFIELD</b>	CAMPO GUANDO MELGAR		<b>INSTALLATION DATE: dd/mm/yy</b>	06/03/2012			
<b>WELL NUMBER</b>	GUA-097		<b>INSTALLED BY:</b>	Johan Andrade /Oscar Lozada			
<b>WELL DESCRIPTION</b>	PRODUCTION WELL; MULTIPHASE FLUID		<b>REMOVAL DATE: dd/mm/yy</b>	29/04/2012			
<b>ACCES FITTING:</b>	<b>LOCATION</b>	<b>WELL HEAD</b>	<b>POSITION</b>	<b>PLACEMENT OF THE COUPON</b>			
			12 O'CLOCK	BOTTOM			
<b>CORROSION COUPON EVALUATION</b>							
<b>COUPON</b>		<b>CORROSION RATE CALCULATION</b>		<b>CORROSION PROBE</b>			
<b>Coupon material</b>	1018 MILD STEEL	$CR = \frac{22270 \times W}{ATD}$		<b>FECHA</b>			
<b>Serial Number</b>	DF128			<b>HORA</b>		<b>GENE RAL (mpg)</b>	
<b>Coupon size</b>	3" x 1/2" x 1/16"			<b>PITTING (mpg)</b>			
<b>Density (d)</b>	7,68 lb/ft <sup>3</sup>						
<b>Area (A)</b>	3,4 in <sup>2</sup>						
<b>Inical weight (Pi)</b>	11,30430 g						
<b>Final weight (Pf)</b>	11,29410 g	<b>PENALIZACION</b>					
<b>Mass loss</b>	0,0102 g	<b>PERMITIDO</b>	<b>VALOR</b>	<b>PENALIZACION</b>			
<b>Days in sistem</b>	54 días	CR < 3 mpy	0,16	Si	No X		
<b>Corrosion rate (CR)</b>	0,16 mpy						
<b>DESCRIPTION</b>							
<b>CUPÓN RETIRADO</b>			<b>CUPÓN LIMPIO</b>				
<b>VISTA FRONTAL</b>		<b>VISTA POSTERIOR</b>		<b>VISTA FRONTAL</b>			
							
							
<b>REMARKS</b>	La superficie del cupón posee una capa leve de aceite y productos de corrosión. La pérdida de metal se asocia a procesos de corrosión general.						
<b>COMPANY</b>	CLARIANT (COLOMBIA) S.A.	<b>ANALYST:</b>	OSCAR LOZADA CLARIANT (COLOMBIA) S.A.	VoBo PETROBRAS	Ing. Paola Mejía Interventor PETROBRAS		

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

### 3.5 CARACTERIZACION DE LA CORROSIÓN.

En Campo Guando la corrosión en el fondo del pozo (downhole) observada desde el año 2010, está acompañada por depósitos de FeS de color negro en zonas de corrosión localizada fig. 3.32, con una morfología de bordes suaves y superficies lisas.

En los pozos que evidencian altos dog-leg's el rozamiento constante de la varilla del sistema PCP con la tubería del pozo produce un incremento de la corrosión en el sistema, debido a la acción de mecanismos acoplados de corrosión-desgaste y a la disminución de la efectividad del tratamiento químico por la baja persistencia de la película fílmica en estas zonas fig. 3.33. Bajo este mecanismo de deterioro se han encontrado varillas con un alto grado de corrosión con tan solo 60 días en servicio; La caracterización de los productos de corrosión en estos puntos muestra la presencia de sulfuros de Hierro (FeS) y Carbonatos de Hierro (FeCO<sub>3</sub>) como productos de corrosión y de la Cementita (FeC) como producto del desgaste por rozamiento fig. 3.34.

El sulfuro de Hidrogeno encontrado en el fluido del campo es producto de la actividad metabólica de las bacterias sulfato reductoras que han ingresado gradualmente al yacimiento a través del agua de inyección y están ocasionando una acidulación biogénica (Souring) progresiva de la formación; sus valores se encuentran entre 0-300 ppm y generalmente van acompañados con poblaciones de bacterias sulfato reductoras de entre 10-100000 SRB/ml.

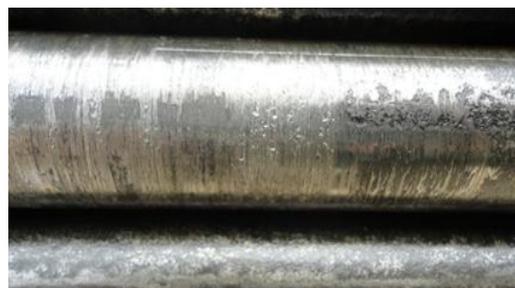
El CO<sub>2</sub> está asociado al fluido del yacimiento y para Campo Guando sus valores oscilan entre 3-15 % V/V.

**Figura 3.32.** Scale de Sulfuro de Hierro en GUA-045.



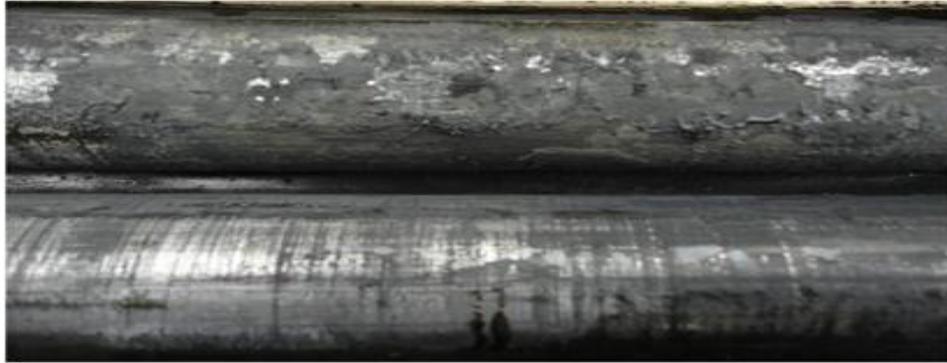
Fuente: Petrobras Colombia Limited.

**Figura 3.33.** Evidencia de corrosión-desgaste y remoción permanente de Scale en varilla del pozo Gua-045.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

**Figura 3.34.** Corrosión por  $H_2S$  en varilla continua que presenta desgaste por rozamiento en GUA-114.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

### 3.5.1 DESCRIPCION DEL FENOMENO.

Durante la operación de los pozos se presenta un deterioro progresivo de las partes que componen los sistemas de levantamiento debido a los esfuerzos a los que son sometidas y la corrosividad de los fluidos producidos. A continuación las figuras 3.35, 3.36 y 3.37 nos muestran algunos ejemplos:

**Figura 3.35.** Corrosión varilla continua Gua-045.



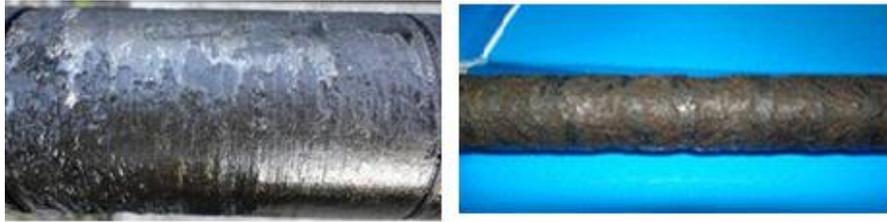
Fuente: Petrobras Colombia Limited

**Figura 3.36.** Scale  $CaCO_3$  en varilla Gua-002



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

**Figura 3.37.** Corrosión varilla convencional Gua-149



Fuente: Petrobras Colombia Limited

La principal falla consiste en la rotura de la varilla de los sistemas PCP, que ocasionan la parada del pozo y su posterior intervención para reparación originando pérdidas de producción y sobrecostos por intervenciones a pozos.

### 3.5.2 MODOS DE FALLA.

Los principales modos de falla en las roturas de las varillas y sus causas se presentan en la tabla 14.

**Tabla 14.** Modos de falla.

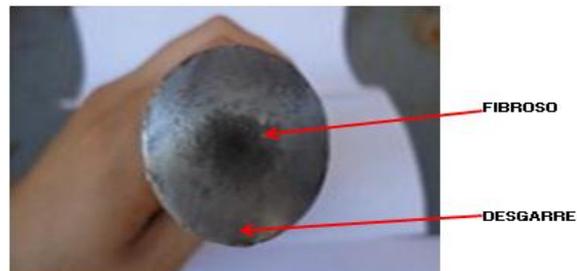
<b>MODO DE FALLA</b>	<b>CAUSAS</b>
<b>1-Subita dúctil por torsión*</b>	Sobrecarga por torsión de la varilla. Reducción de área por desgaste o corrosión general
<b>2-Fatiga por Flexión</b>	Vibración transversal de la varilla; dog leg severity y reducción de área por fricción.
<b>3-Corrosión fatiga por Flexión</b>	Vibraciones transversales de la varilla; dog leg severity y reducción de área por corrosión y/o tribocorrosión**. Corrosión localizada
<b>4-SCC (Corrosión bajo Tensiones) a flexión):</b>	Combinación de ambiente (H <sub>2</sub> S + agua), materiales (aceros de baja aleación) y esfuerzos ( tensiones residuales, vibraciones, dog leg, reducción de área transversal)

\* La superficie de fractura es transversal a la varilla mostrando una zona central fibrosa y en la periferia una zona de desgarre (ambas sugieren rotación).

\*\* El nombre expresa las disciplinas fundamentales de la tribología y la corrosión. Tribología tiene que ver con el estudio de la fricción, lubricación y desgaste (su nombre proviene del griego "tribo", que significa frotar) y la corrosión se ocupa de las interacciones químicas y electroquímicas entre un material y su entorno.

A continuación en las Figuras 3.38, 3.39 y 3.40 se muestran algunas evidencias fotográficas de los modos de falla que se presentan en el campo Guando. Se puede observar que las fallas son muy rápidas y ocurren antes que ocurra una pérdida significativa de diámetro de la varilla.

**Figura 3.38.** Falla súbita dúctil por torsión.



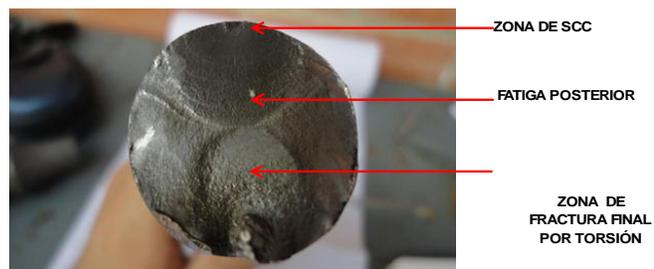
Fuente: Petrobras Colombia Limited.

**Figura 3.39.** Corrosión fatiga por flexión.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

**Figura 3.40.** Corrosión fatiga por flexión (posibilidad de scc (corrosión bajo tensiones) a flexión).



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

### 3.5.3 CARACTERIZACION DE LOS FLUIDOS.

Los parámetros que se muestran en la tabla 15 fueron medidos en cabeza de pozo.

**Tabla 15.** Caracterización de fluidos

PARAMETRO	UNIDAD	VALOR
API CRUDO	°API	27
BSW	%	0-97
pH	---	6.7-6.9
Conductividad	μS/cm	1500-1900
Temperatura	°C	35
Cloruros	ppm Cl	150-2100
Alcalinidad CaCO <sub>3</sub>	ppm CaCO <sub>3</sub>	500-1200
Bicarbonatos HCO <sub>3</sub>	ppm HCO <sub>3</sub>	600-1450
Oxigeno	ppb O <sub>2</sub>	0
Dióxido de Carbono en gas	% v ppm CO <sub>2</sub>	3-15
Acido Sulfhídrico en gas	ppm H <sub>2</sub> S en gas	0-300
Dureza Total CaCO <sub>3</sub>	ppm CaCO <sub>3</sub>	400-910
Dureza Cálctica CaCO <sub>3</sub>	ppm CaCO <sub>3</sub>	370-780
Hierro Total	ppm Fe	0.1-5
Sulfatos	ppm SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	1-4
Bario	ppm Ba <sup>+2</sup>	2-15
BSR	SRB/ml	1-100000

Fuente: Los Autores.

Las poblaciones de bacterias sulfato reductoras y la presencia de H<sub>2</sub>S en los fluidos producidos son consecuencia de la contaminación gradual de la formación a través del agua de inyección y las operaciones de intervención a pozos.

### 3.5.4 CARACTERIZACION DE SOLIDOS (SCALE Y PRODUCTOS DE CORROSIÓN).

La recolección y análisis de los sólidos depositados en los equipos de subsuelo fig. 3.41 permite caracterizar las consecuencias de los procesos de corrosión e incrustación en fondo de pozo (downhole), así como identificar los principales agentes corrosivos y sus productos de corrosión. A continuación se mencionan dos casos con los principales sólidos inorgánicos encontrados durante las inspecciones en Campo Guando.

- **Análisis de sólido del pozo GUA-145**

**Figura 3.41.** (a) Muestra de sólidos GUA-145, (b) Varilla continua de GUA-145



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

La muestra fue recolectada en marzo del 2012 en la superficie de la varilla continua. El sólido es fácilmente removible, untuoso, de color negro y aspecto granulado.

#### **Análisis cualitativo:**

El sólido es insoluble en agua y solvente orgánico. Al realizarle Ataque con HCl 1:1 se disuelve lentamente con un burbujeo suave y constante, presentando olor característico de H<sub>2</sub>S. La prueba con Papel de Acetato de Plomo resulta Positiva, Indicando la Presencia inequívoca de FeS figura 3.42.

**Figura 3.42.** Análisis cualitativo de los sólidos de GUA-145.

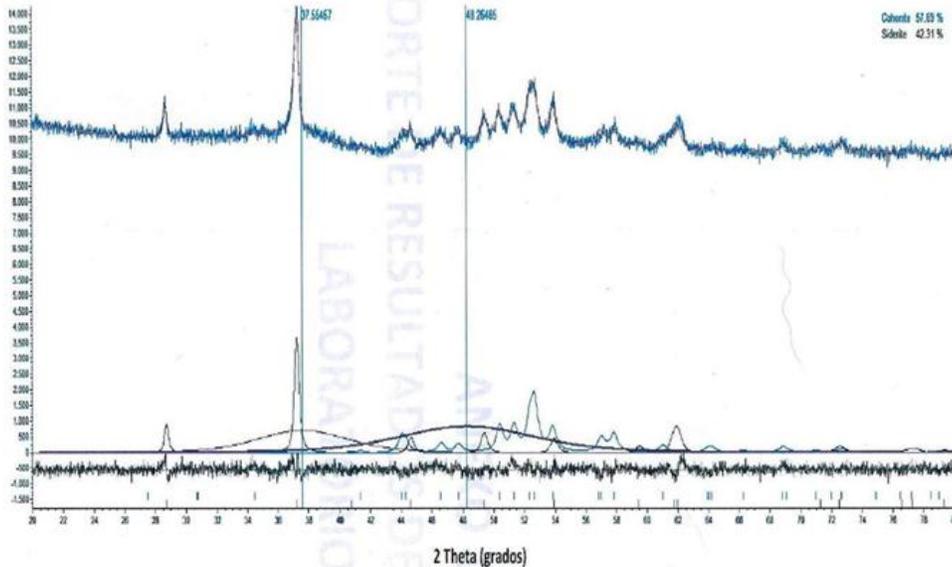


Fuente: Petrobras Colombia Limited.

### Análisis cuantitativo (Difracción de Rayos X):

El análisis de Difracción de Rayos-X (DRX) fig 3.43 mostro la presencia de dos compuestos cristalinos principales, la cohenita (ó cementita:  $\text{FeC}$ ) y la siderita. ( $\text{FeCO}_3$ ), en un porcentaje de 57,69% y 42.31 % respectivamente.

**Figura 3.43.** Difractograma de los sólidos de GUA-145.



Petrobras Colombia Limited.

Fuente:

La caracterización del sólido encontrado en la superficie de la varilla permitió identificar al  $\text{FeS}$  y  $\text{FeCO}_3$  como los principales productos de la corrosión y al  $\text{FeC}$  como evidencia del fuerte desgaste por rozamiento que presentó la varilla continua con la tubería del pozo. Bajo estas condiciones, se pudo concluir que en la varilla continua ocurrió un proceso permanente de Tribocorrosión en presencia de mezclas de  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ , que produjo el deterioro en servicio del elemento y su falla prematura por corrosión fatiga o SSC como se muestra en la figura 3.44.

Sólidos con características similares han sido recolectados en el GUA-097-035-045-105-038-122-062-131-021-098-149-071-018-074-050-109-114-079.

- **ANÁLISIS DE SÓLIDO GUA-002.**

**Figura 3.44.** (a) Rotor de la PCP. (b) Pines de la varilla convencional. (c) Cuerpo de la varilla convencional. (d) Muestra de sólidos GUA-002



(a)



(b)



(c)



(d)

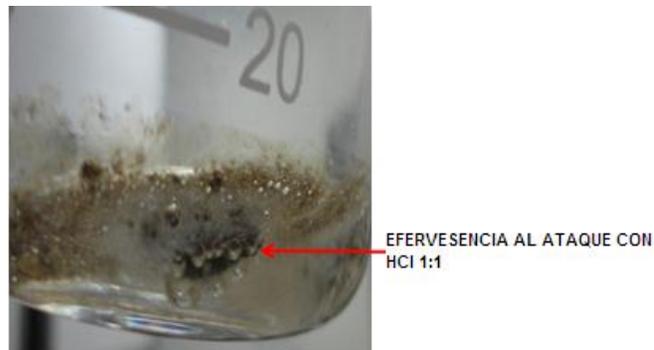
Fuente: Petrobras Colombia Limited.

El sólido fue recolectado en diciembre de 2010. Este se encontró depositado sobre la superficie de la varilla y en el interior de la tubería del pozo. En algunas zonas es fácilmente removido y en otras se encontró fuertemente adherido a las superficies de los equipos. Es de color café, poroso y frágil.

### ANÁLISIS CUALITATIVO:

El sólido es insoluble en agua y solvente orgánico. Al realizarle Ataque con HCl 1:1 efervesce fuertemente y su disolución total ocurre en cuestión de minutos fig. 3.45. La prueba con Papel de Acetato de Plomo resultó negativa.

**Figura 3.45.** Análisis cualitativo de los sólidos de GUA-002.

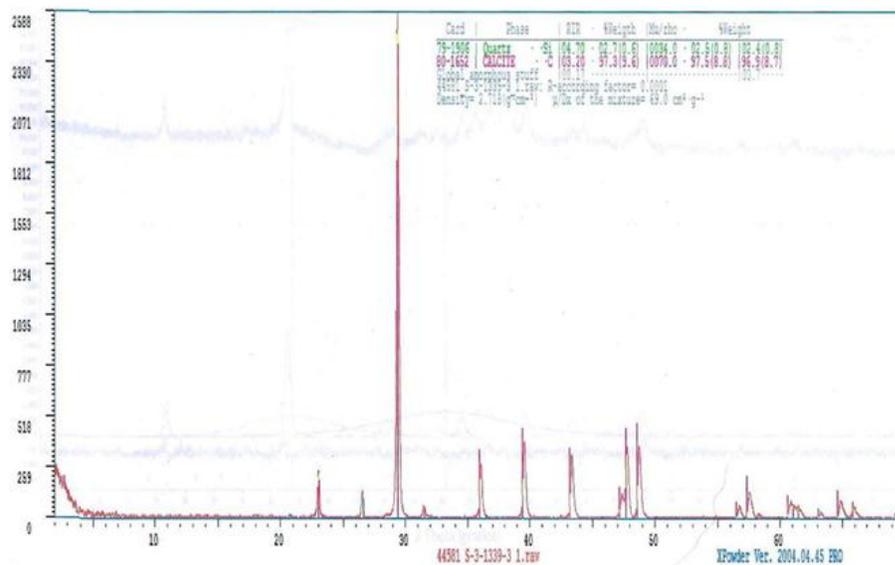


Fuente: Petrobras Colombia Limited.

### Análisis cuantitativo (Difracción de Rayos X):

El análisis de Difracción de Rayos-X (DRX) fig 3.46 muestra la presencia de calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) como principal compuesto cristalino.

**Figura 3.46.** Difractograma de los sólidos de GUA-002.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

La caracterización del sólido encontrado en la superficie de la varilla permitió identificar el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) como el principal compuesto inorgánico presente, con lo cual se concluye que el pozo sufre de un proceso de formación de depósitos inorgánicos como consecuencia de los cambios de presión, temperatura y la sobresaturación de iones  $\text{Ca}_2^+$  y  $\text{HCO}_3^-$ .

Sólidos con características similares han sido recolectados en el GUA-015-149-098-097 entre otros.

### 3.6 CUPONES DE CORROSIÓN.

Las actividades de monitoreo de corrosión con cupones se realizan mediante la instalación de equipos retráctiles en el adaptador de acceso (Access Fitting) habilitados en cabeza de pozo como se muestra en la Figura 3.47.

**Figura 3.47.** Equipo retráctil usado para la instalación de cupones en líneas de baja presión ( $p < 150$  psi).



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

En octubre de 2010 se realizó el inventario de pozos con adaptador de acceso habilitados para la instalación de cupones de corrosión, todos con punto de monitoreo en cabeza de pozo y en posición 12 o'clock. En la actualidad existen 7 pozos con adaptadores de acceso en buenas condiciones y 5 equipos retráctiles disponibles como se muestra en la tabla 16

**Tabla 16.** Inventario de pozos con adaptador de acceso (Access Fitting).

ISLA	POZO GUANDO	ESTADO DEL ADAPTADOR DE ACCESO
1	110	No operativo
9	093	No operativo
10	049	Operativo
	128	No operativo
13	045	No operativo
	097	No operativo
	035	Operativo
	121	No operativo
	145	Operativo
14	112	No operativo
15	108	No operativo
16	130	No operativo
17	064	Operativo
	069	Operativo
18	071	Operativo
15	105	Operativo
19	096	Pozo fuera de servicio

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

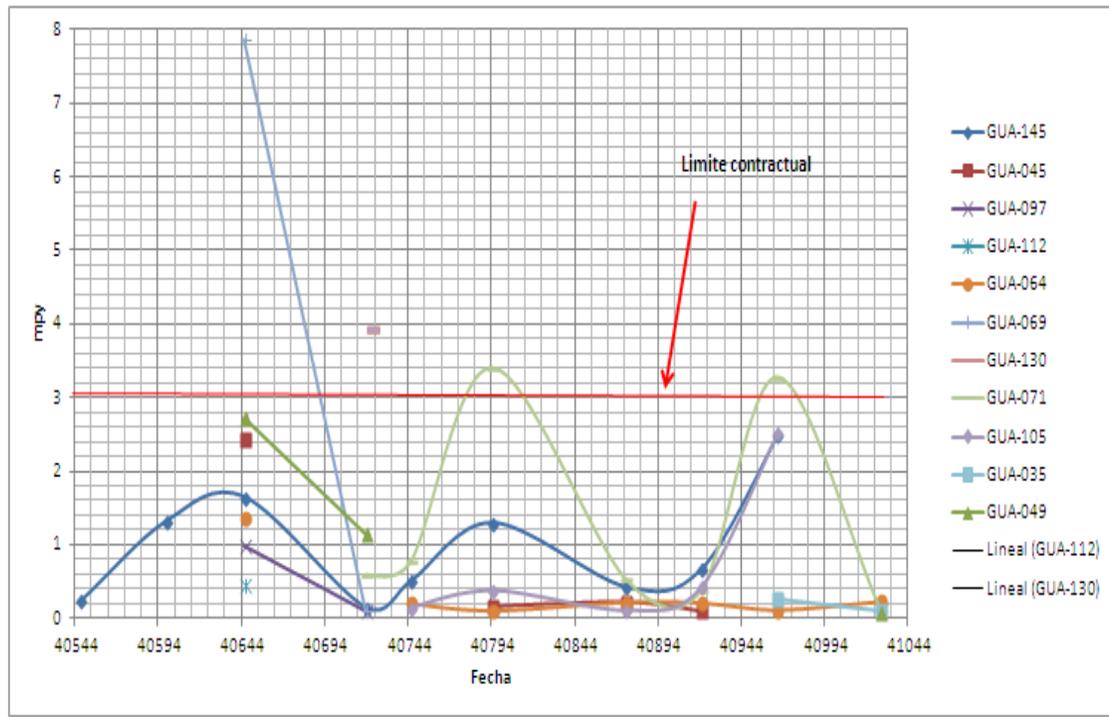
Los resultados de los monitoreos muestran velocidades de corrosiones leves y moderadas. El 97 % de los valores se encuentran por debajo de 3 mpy, límite de PETROBRAS para medir la efectividad del tratamiento químico.

En solo un caso se obtuvo una velocidad de corrosión de 7,86 mpy en el Gua-069 fig. 3.48, la cual se explicó por la mala ubicación del adaptador de acceso, cerca de un nipple de una válvula toma muestra ubicada en posición 6 o'clock y que actúa como pierna muerta.\*

---

\* Sección de tubería o recipiente que contiene fluidos de hidrocarburos y/o agua en condiciones de estancamiento, o donde no hay flujo medible.

**Figura 3.48.** Monitoreo de la corrosión.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

### 3.6.1 MORFOLOGÍA DE DAÑO EN CUPONES.

Las pérdidas de peso de los cupones están asociadas en su mayoría a procesos de corrosión general que ocurren de manera uniforme en la superficie del cupón. En algunos casos se presenta corrosión preferencial en los bordes y puntos cercanos a los aislamientos de teflón (condiciones propias de los cupones) figura 3.49. En los pozos Guando 049 y 145 se ha observado corrosión localizada y depósitos de sulfuro de hierro en la superficie del cupón figura 3.50 como consecuencia de procesos de Corrosión influenciada microbiológicamente (MIC) y corrosión por  $H_2S$ .

**Figura 3.49.** Ataque preferencial en borde en cupón de corrosión Gua 097. 13-Abril-2012 Vel corrosión: 0.98 mpy.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

**Figura 3.50.** Picadura y ataque localizado en bordes en cupón de corrosión Gua-145



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

#### 4. MATRIZ DE RIESGO

El análisis basado en el riesgo (RBA) es una metodología que ayuda a priorizar y gestionar no sólo los programas de inspección sino también programas de mantenimiento. El principal objetivo de esta metodología es el desarrollo de mantenimiento optimizado, programas de inspección y control de corrosión asociados a posibles fallos relacionados con la corrosión. En este caso particular, esta metodología se aplica a los equipos de fondo de pozo incluidas varillas de bombeo, bombas y tuberías. Ayudó a dar prioridad a las estrategias de control de la corrosión para cada pozo y también identificar las posibles causas de falla. A pesar de que no se presenta aquí, la metodología también podría ser utilizada para equipo de superficie.

La técnica RBA es multidisciplinar y requiere actualizaciones constantes, como resultado de las inspecciones, mantenimiento y actividades de control de la corrosión. El concepto de RBA, ha existido desde hace mucho tiempo, y se ha encontrado para aplicar a muchas actividades de los campos petroleros, incluidos los no relacionados con el mantenimiento.

La aplicación descrita aquí es principalmente para fondo de pozo. La metodología ayudó a priorizar los pozos en los que las diferentes estrategias de control de la corrosión se aplican, tales como el uso de inhibidores de la corrosión a través de baches o continuo, el uso de materiales más resistentes a la corrosión, los cambios en los parámetros de diseño de pozos PCP, manejo de varillas y el tratamiento de almacenamiento, y el control de la corrosión.

Ha sido nuestra experiencia que algunas características del fluido del reservorio pueden variar de una zona de producción a otra en el mismo yacimiento. Tales características son la gravedad del petróleo, cortes de agua y la composición del agua, el CO<sub>2</sub> y el contenido de H<sub>2</sub>S. Para los pozos descritos en este capítulo, tienen cortes de agua muy altos, por lo que su combinación con estos gases forman un entorno muy corrosivo.

En los pozos que utilizan los sistemas de levantamiento artificial, tales como bombas electrosurgibles (ESP), bombeo mecánico (SRP) y bombas de cavidades progresivas (PCP) se presentan problemas asociados a la corrosión debido a las condiciones mencionadas anteriormente, y es agravado por la presencia de arena en los fluidos producidos, por consiguiente se pueden generar las fallas con bastante rapidez si dicha corrosión o las medidas de control de la arena no son tomadas.

Para controlar eficazmente la corrosión y/o erosión se requiere desarrollar e implementar estrategias efectivas que permitan la selección y priorización de los

pozos. Este capítulo muestra cómo a través del uso de una metodología del análisis basado en el riesgo (RBA), se desarrollaron estrategias para el control de la corrosión, se implementaron las medidas de control, las fallas y velocidades de corrosión disminuyeron y por lo tanto también los fracasos y los costos de control de la corrosión se redujeron.

## 4.1 DESCRIPCIÓN Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

### 4.1.1 Análisis de Riesgos

Con toda la información recolectada de los archivos de Petrobras Colombia Limited en Campo Guando, junto con los modelos de predicción de la corrosión, las tasas de corrosión teóricas se calculan, se evalúan los potenciales corrosivos y se utilizan como la probabilidad de falla. Para cada pozo las consecuencias también son evaluadas.

RBA es una técnica que ayuda a definir los riesgos asociados con la operación continua de los equipos y sus componentes en el fondo de pozo. La técnica RBA se desarrolla a partir de la técnica de inspección basada en el riesgo y se realiza a través de la evaluación de dos factores básicos principales:

- **Probabilidad de falla:** Se relaciona con la pérdida de contención de fluido de trabajo. La probabilidad o posibilidad de falla, en la metodología presentada aquí, está directamente relacionada con el potencial corrosivo o corrosión del sistema de fluidos evaluados; lo cual es evaluado teóricamente y a través de los resultados de los sistemas de monitoreo de la corrosión. En la primera evaluación o si es sistema nuevo, sólo el potencial corrosivo teórico se considera, cuanto mayor sea la corrosividad o potencial corrosivo del sistema, mayor será la probabilidad de fallo.
- **Consecuencia de falla:** Este factor es posible cuantificarlo por el resultado de la pérdida de contención del fluido de trabajo como consecuencia de la falla, por esta metodología, esas consecuencias se dirigen principalmente a tres categorías principales: Los daños ambientales, salud-seguridad y el factor económico; para este caso particular, en el que se evaluaron únicamente equipos de fondo de pozo, sólo las consecuencias económicas se han tenido en cuenta, incluyendo: las pérdidas de producción (tiempo de inactividad), los costos del equipo de varilleo y/o workover, los costos de reemplazo de materiales (varillas, acoples, bombas, etc.) Las otras consecuencias mencionadas no son tenidas en cuenta, porque se supone que el revestimiento está en buenas condiciones disminuyendo las posibilidades de daño a un acuífero (para el caso del impacto ambiental), de igual forma, los cabezales de pozos no están considerados en el análisis (en el caso de la salud, la seguridad; e impactos ambientales).

Definición de riesgo: Matemáticamente, el riesgo se define de la siguiente manera:

$$RIESGO = PROBABILIDAD \times CONSECUENCIA \quad (2)$$

La figura 4.1, muestra una matriz típica de "riesgo" de evaluación. En el eje X la probabilidad de fracaso o de ocurrencia de un evento se muestra cualitativamente. El eje Y muestra el resultado de la prueba o el fracaso en tres diferentes aspectos mencionados antes: Económico, Salud-Seguridad y Medio Ambiente. Para ambos ejes, los valores numéricos pueden ser asignados respectivamente para determinar cada uno y el riesgo de una manera más cuantitativa. Gráficamente, el riesgo se puede conseguir por la intersección de la probabilidad y la consecuencia.

**Figura 4.1.** Matriz de Riesgo

Probabilidad de Falla	5	MEDIO ALTO	MEDIO ALTO	ALTO	ALTO
	4	MEDIO	MEDIO ALTO	ALTO	ALTO
	3	MEDIO	MEDIO	MEDIO ALTO	ALTO
	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO ALTO
	1	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO ALTO
		1	2	3	4
		Consecuencia de Falla			

Fuente: Los Autores\*

#### 4.1.2 Estimación de la Probabilidad de Falla

Para esta metodología, los criterios utilizados para evaluar la probabilidad de falla es una función del potencial corrosivo interno de los pozos.

La probabilidad total es una combinación de criterios diferentes, dependiendo de las condiciones del pozo, las características de varilla y el material, si es nuevo o usado, el factor de servicio, etc. En cada caso, el valor asignado individualmente para cada uno oscila entre 1 y 5.

\* Modificado de Palacios C., Martinez J.C., "Corrosion Control Strategies of Downhole Pumping Equipment and Flow Lines on Wells Containing CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S, Using Risk Based Analysis (RBA) Techniques." Paper No. 03316, Corrosion 2003.

La Corrosión interna o el potencial corrosivo ( $VC_{TI}$ ) se calcula a partir de un enfoque similar al de referencia [1] en la que:

$$VC_{TI} = \alpha VC_{MODELOS} + \beta VC_{CUPONES} \quad (3)$$

$\alpha, \beta$  son factores  $\leq 1$ , teniendo en cuenta que  $\alpha + \beta = 1$ , son una función del nivel de confianza de los modelos y mediciones.  $VC_{MODELOS}$  son las velocidades de corrosión de los modelos teóricos y  $VC_{CUPONES}$  de campo son las velocidades de corrosión de cupones. Por ejemplo cuando las velocidades de corrosión de los cupones no están disponibles,  $\alpha = 1$  Cuando  $\beta = 0$ . En los demás casos  $\alpha = 0.5$  y  $\beta = 0.5$  dando igual importancia al modelo y a las mediciones en campo.

Las velocidades de corrosión del modelo ( $VC_{MODELOS}$ ) se calcularán con el software Scalecorr 4.0<sup>1</sup>. Este programa está destinado para la predicción de la incrustación y corrosión empleando los modelos de Oddo y Tomson y los de corrosión por  $CO_2$  publicados por De Waard y Lotz. A diferencia de otros programas, ScaleCorr requiere los parámetros de producción, que son necesarios para obtener predicciones lo mas exactas posibles, creando un ambiente del pozo en el simulador próximo al real.

Las velocidades de corrosión de cupones ( $VC_{CUPONES}$ ) fue medida por la pérdida de peso (en este caso, cualquier otro método puede ser utilizado), utilizando el cupón situado aguas abajo del punto de inhibición.

$$PTF = \frac{PVC_{TI} + PV_{VARILLA} + PV_{FS} + PV_{FRICCION}}{n} \quad (4)$$

La probabilidad total de fallo (PTF) del sistema de levantamiento bajo evaluación, que es un valor  $\leq 5$  y  $n = 4$  para este caso.

La probabilidad de fallo debido a la corrosión interna ( $PVC_{TI}$ ). Dependiendo del valor de las velocidades de corrosión de la ecuación (3), los valores que van de 1 a 5 se asignan así en la tabla 17:

**Tabla 17.** Potencial corrosivo de acuerdo a las velocidades de corrosión.

Velocidad de Corrosión Promedio (mpy)	Probabilidad
<1.0	1
1.0 - 2.9	2
3.0 - 4.9	3
5.0 - 10	4
> 10	5

<sup>1</sup> Software Scalecorr, versión 4.0, CHAMPION TECHNOLOGIES INC.

La probabilidad de falla debido a la varilla ( $PV_{VARILLA}$ ), se suma a la probabilidad total de fallo, ya que es un valor (entre 1 y 5) que depende de la condición de la varilla al momento de ser introducida en el pozo (nueva o usada). En este caso va ligado al porcentaje de desgaste del diámetro original de la varilla, teniendo como límite operacional un desgaste máximo de 5%. También depende de si es continua o no. Los valores que van de 1 a 5 se asignan así como se muestra en la tabla 18:

**Tabla 18.** Probabilidad de falla por varilla

Porcentaje de Desgaste del Diámetro (%)	Probabilidad
< 1.0	1
1.0 – 1.9	2
2.0 – 2.9	3
3.0 – 4.0	4
> 4.0	5

Fuente : Autores

Probabilidad de falla por factor de servicio ( $PV_{FS}$ ), es un valor porcentual que en el caso del sistema de levantamiento artificial PCP está relacionado con el par máximo admisible (Torque) que puede soportar la varilla. Cuanto mayor es el FS, mayor es la probabilidad de fracaso, puesto que no tolerará cualquier imperfección superficial sobre la varilla, tales como hoyos, superficies pre-corroídas, etc. Para la determinación de la probabilidad de fallo, los valores entre 1 y 5 se asignan en la tabla 19.

**Tabla 19.** Probabilidad de falla por factor de servicio.

Torque Máximo (%)	Probabilidad
< 40	1
40 – 49	2
50 – 59	3
60 – 70	4
> 70	5

Fuente : Autores

La probabilidad de falla por fricción ( $PV_{FRICCION}$ ), mitigar la corrosión para las varillas que pueden estar en fricción contra la tubería de producción es casi imposible, ya que el inhibidor no puede resistir esta acción mecánica. Además, las tasas de corrosión bajo estas condiciones son graves y difíciles de controlar. En este caso  $PV_{FRICCION}$  es asociado a la geometría del pozo utilizando el Dog Leg

Severity (DLS) como referencia, además de la evidencia fotográfica de fricción entre la varilla y tubería. Si la posibilidad de fricción existe, la probabilidad de fallo aumenta altamente también. Los valores que van de 1 a 5 se asignan según la tabla 2:0

**Tabla 20.** Probabilidad de falla por fricción.

<b>Dog Leg Severity (°Deg/100ft)</b>	<b>Probabilidad</b>
< 1.0	1
1.0 – 1.9	2
2.0 – 2.9	3
3.0 – 3.9	4
> 4.0	5

Fuente : Autores

#### 4.1.3 Estimación de las Consecuencias de Falla

La determinación de la consecuencia de la falla se define, para esta aplicación, ya que todos estos factores económicos que están asociados con un fallo de un pozo PCP son:

- Las pérdidas de producción
- Los costos del equipo de varilleo y/o workover
- Las reparaciones de la bomba
- Los materiales reemplazados

Para el desarrollo de este trabajo se tomaron las pérdidas de producción (BOPD) como principal consecuencia, debido a que marca la diferencia entre el costo final de un varilleo o trabajo de workover entre un pozo de bajo potencial de producción de aceite frente a uno de alto potencial de producción de aceite.

Los valores de las consecuencias van de 1 a 4, se asignan en la tabla 21:

**Tabla 21.** Consecuencia según BOPD.

<b>Producción de Aceite (BOPD)</b>	<b>Probabilidad</b>
<100	1
100 - 149	2
150 - 200	3
> 200	4

Fuente: Los Autores

#### **4.1.4 Evaluación de Riesgos.**

Una vez que la probabilidad y la consecuencia se estiman, el riesgo es evaluado utilizando la ecuación (2) pag. 86. Esto podría ser también estimado gráficamente a partir de la matriz que se muestra en la Figura 4.1.

Por otra parte, una vez que los controles (inhibición de corrosión: bacheo o continuo) han sido aplicados, al volver a evaluar el riesgo, puede haber alcanzado el valor ALARP\*. Esto significa que, si se desean reducir los riesgos aún más, los costos o cambios asociados con estas acciones pueden ser demasiados altos. En este caso, puede ser mejor asumir el riesgo y sólo tener los controles de contingencia, para evitar un daño mayor.

#### **4.1.5 Control, Seguimiento y estrategias de mantenimiento.**

Dependiendo del nivel de riesgo, las estrategias se definen de tal manera que se ajusten al nivel de riesgo del pozo. Por ejemplo para los pozos con riesgo alto, las frecuencias de inspección pueden ser aumentadas, las características de los materiales pueden ser cambiadas, los programas de inhibición deben ser más estrictos y las estrategias de control más rigurosas con prioridades más altas.

### **4.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA**

La metodología del riesgo basado en el análisis descrita anteriormente se aplicó a los pozos críticos de campo Guando, los resultados del software Scalecorr 4.0 se presentan en las figuras 4.2 y 4.3 y en la tabla 22 para el pozo GUA 145, obteniendo los siguientes resultados.

---

\* "As Low As Reasonable Possible" que significa "Tan bajo como sea razonablemente posible"

#### 4.2.1 Pozo GUA – 145

Figura 4.2. Parametros ingresados al Scalecorr 4.0

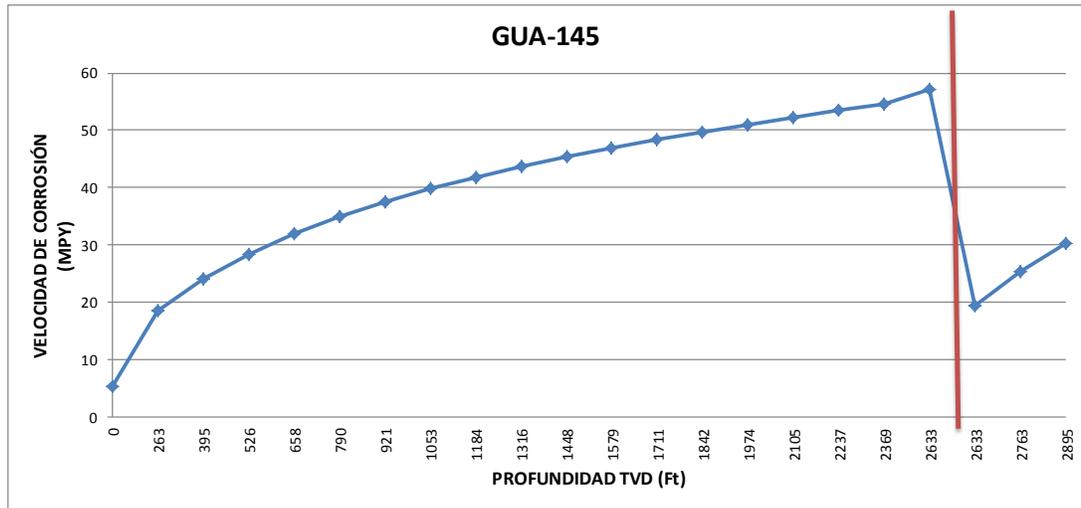
Fuente: Programa Scalecorr 4.0

Tabla 22. Resultados scalecorr

Profundidad (ft.)	Temp. (F)	Corrosión	Corrosión	Profundidad (ft.)	Temp. (F)	Corrosión	Corrosión
		mpy	mm/yr			mpy	mm/yr
0	80	5.2	0.13	1579.1	98	46.9	1.19
263.2	83	18.6	0.47	1710.7	99.5	48.3	1.23
394.8	84.5	24	0.61	1842.3	101	49.6	1.26
526.4	86	28.3	0.72	1973.9	102.5	50.9	1.29
658	87.5	31.9	0.81	2105.5	104	52.2	1.32
789.5	89	34.9	0.89	2237	105.5	53.5	1.36
921.1	90.5	37.5	0.95	2368.6	107	54.7	1.39
1052.7	92	39.8	1.01	2633	110	57.1	1.45
1184.3	93.5	41.8	1.06	2633	106.1	19.4	0.49
1315.9	95	43.7	1.11	2763.4	107.3	25.4	0.64
1447.5	96.5	45.3	1.15	2895	108.7	30.2	0.77

Fuente: Los Autores

**Figura 4.3.** Perfil de las velocidades de corrosión del pozo GUA-145.



Fuente: Los Autores

Evaluación de la  $PVC_{TI}$ :

Usando el valor de la velocidad de corrosión de 5.2 mpy @ 0.0 ft de profundidad como  $VC_{MODELOS}$ . Y la velocidad de corrosión obtenida mediante cupones de 1.29 mpy como  $VC_{CUPONES}$ . Aplicamos la ecuación 3. Asignando valores de  $\alpha=0.5$  y  $\beta=0.5$ .

$$VC_{TI} = \alpha VC_{MODELOS} + \beta VC_{CUPONES}$$

$$VC_{TI} = (0.5 \times 5.2) + (0.5 \times 1.29)$$

$$VC_{TI} = 3.25 \text{ mpy}$$

Este valor de 3.25 mpy en la tabla 17 nos da un  $PVC_{TI} = 3$ .

Evaluación de la  $PV_{VARILLA}$ :

En su último servicio realizado el 12 de marzo de 2012 registró en la calibración de la sarta de varillas un desgaste del 12.2%, según la tabla 18 se obtiene una  $PV_{VARILLA} = 5$ .

Evaluación de la  $PV_{FS}$ :

Este pozo maneja un torque promedio del 44%, según la tabla 19 se muestra una  $PV_{FS} = 2$ .

Evaluación de la  $PV_{FRICCION}$ :

En la figura 3.23 se observa que el pozo GUA-145 tiene un Dog leg severity mayor a 5.0 en sus primeros 1000 ft de profundidad. Según la tabla 20 se obtiene una  $PV_{FRICCION} = 5$ .

Con estos datos de probabilidades de fallo se utiliza la Ecu. 4. Para calcular la probabilidad de fallo total del sistema de levantamiento PCP.

$$PTF = \frac{PVC_{TI} + PV_{VARILLA} + PV_{FS} + PV_{FRICCION}}{n}$$

$$PTF = \frac{3 + 5 + 2 + 5}{4}$$

$$PTF = 3.75$$

Por ultimo se calculan las consecuencias con una produccion promedio de aceite de 206 BOPD, se obtiene de la tabla 21, una consecuencia de 4.

Aplicando la Ecu. 2. Se calcula un riesgo Alto para el pozo GUA-145.

#### 4.2.2 Pozo GUA-097

los resultados del software Scalecorr 4.0 se presentan en las figuras 4.4 y 4.5 y en la tabla 23

**Figura 4.4.** Parametros ingresados al Scalecorr 4.0

Operator		Location	
PETROBRAS		MELGAR	
Field Name		Well Name	
GUANDO		GUA-097	
Wellhead Temp (F)	85	<b>Enter Concentrations When Appropriate</b>	
Wellhead Press (psi)	48	Hardness as CaCO3, If Known	590
Well Depth (ft)	2528	Calcium as Calcium	200
Midpoint Depth Lowest Prod. Fm. (ft)	2439	Barium	9
Lowest Producing Fm. Shut-in Temp (F)	110	Strontium	0.05
Press. Grad. (psi/100 ft.)	41.86	Iron	1.54
Prod Tubing Size (in)	2.992	Weak Org. Acid Alk. as HCO3	
Pump Depth, If Any (ft)	2391	Total Alkalinity as HCO3	600
Fluid Temp, Pump Discharge (F)	115	Sulfate	3
Press., Pump Discharge, If Known	1049	Chloride	400
Shut-in Fluid Level or 0 (ft)	2050	% CO2 @ 75 F and 14.7 psi	10
Shut-in Pressure or 0 if Vacuum (psi)		Mg, If Hardness Unknown	21.87
MMCFD Gas per Day	0.007	API Oil Gravity	27.9
Barrels of Oil per Day	225	Gas Gravity, If Known	0.7
Barrels of Water per Day	726		
% of Gas Produced in Annular Space	83.3		

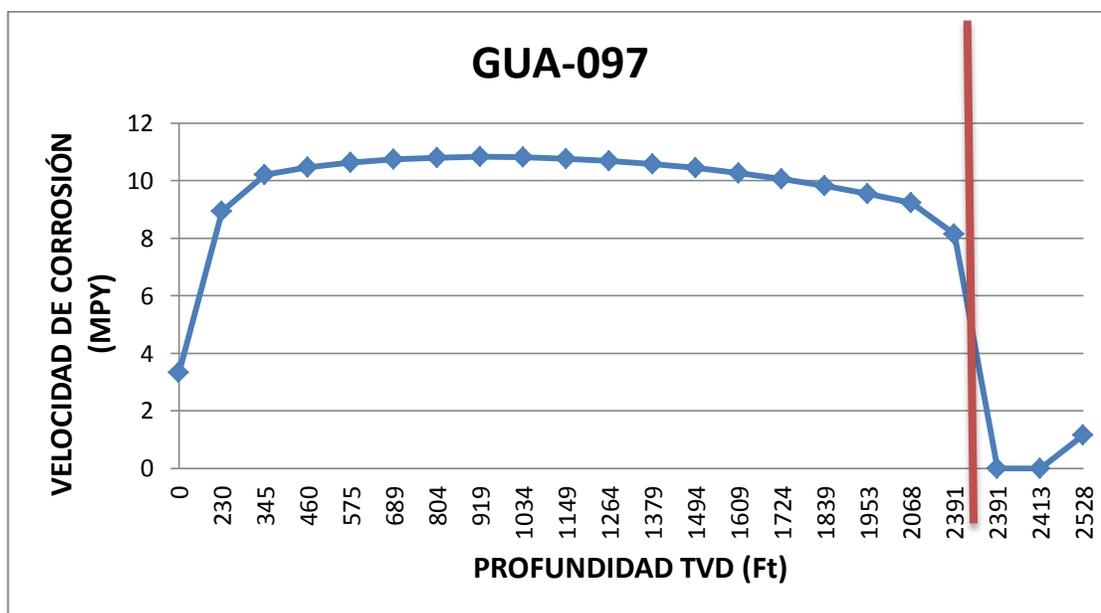
Fuente: Programa Scalecorr 4.0

**Tabla 23.** Resultados scalecorr

Profundidad (ft.)	Temp. (F)	Corrosión	Corrosión	Profundidad (ft.)	Temp. (F)	Corrosión	Corrosión
		mpy	mm/yr			mpy	mm/yr
0	85	3.34	0.08	1378.9	102.3	10.58	0.27
229.8	87.9	8.94	0.23	1493.8	103.7	10.44	0.27
344.7	89.3	10.22	0.26	1608.7	105.2	10.27	0.26
459.6	90.8	10.47	0.27	1723.6	106.6	10.07	0.26
574.5	92.2	10.64	0.27	1838.5	108.1	9.83	0.25
689.5	93.7	10.75	0.27	1953.5	109.5	9.55	0.24
804.4	95.1	10.81	0.27	2068.4	111	9.24	0.23
919.3	96.5	10.83	0.27	2391	115	8.15	0.21
1034.2	98	10.82	0.27	2391	109.5	0	0
1149.1	99.4	10.77	0.27	2413.1	109.7	0	0
1264	100.9	10.69	0.27	2528	110.9	1.17	0.03

Fuente: Autores

**Figura 4.5.** Perfil de las velocidades de corrosión del pozo GUA-097.



Fuente: Autores

Evaluación de la  $PVC_{TI}$ :

Usando el valor de velocidad de corrosión de 3.34 mpy @ 0.0 ft de profundidad como  $VC_{MODELOS}$ . Y la velocidad de corrosión obtenida mediante cupones de 0.98 mpy como  $VC_{CUPONES}$ . Se aplica la Ecu 3. Se asignaron valores de  $\alpha=0.5$  y  $\beta=0.5$ .

$$VC_{TI} = 2.16 \text{ mpy}$$

Este valor de 2.16 mpy en la tabla 17 se obtiene un  $PVC_{TI}=2$ .

Evaluación de la  $PV_{VARILLA}$ :

En su último servicio realizado febrero de 2012 registró en la calibración de la sarta de varillas un desgaste del 3.5%, según la tabla 18 se obtiene una  $PV_{VARILLA}=4$ .

Evaluación de la  $PV_{FS}$ :

Este pozo maneja un torque promedio del 52%, según la tabla 19 se obtiene una  $PV_{FS}=3$ .

Evaluación de la  $PV_{FRICCION}$ :

En la figura 3.30 se puede observar que GUA-097 tiene un Dog leg severity mayor a 4.0 en sus primeros 1000 ft de profundidad. Según la tabla 20 se obtiene una  $PV_{FRICCION}=5$ .

Con estos datos de probabilidades de fallo se aplica la Ecu. 4. Para calcular la probabilidad de fallo total del sistema de levantamiento PCP, se obtiene una  $PTF = 3.5$

Por último se calculan las consecuencias con una producción promedio de aceite de 440 BOPD, se obtiene de la tabla 21, una consecuencia de 4.

Aplicando la Ecu. 2. Se calcula un riesgo Alto para el pozo GUA-097.

### 4.2.3 Pozo GUA-045

los resultados del software Scalecorr 4.0 se presentan en las figuras 4.6 y 4.7 y en la tabla 24

**Figura 4.6.** Parametros ingresados al Scalecorr 4.0

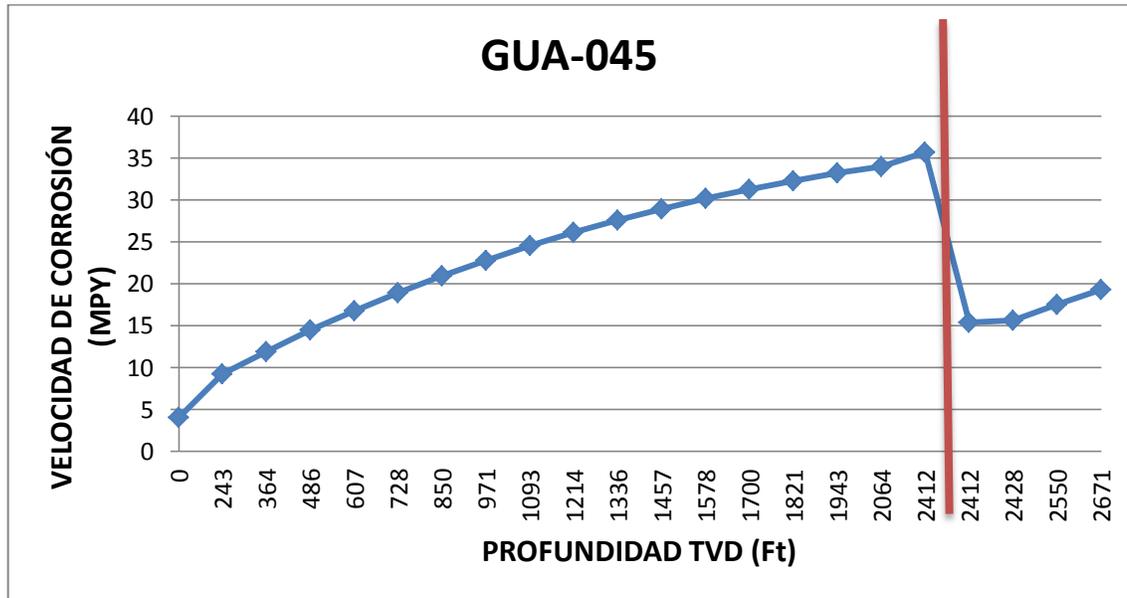
Fuente: Programa Scalecorr 4.0

**Tabla 24.** Resultados scalecorr

Profundidad (ft.)	Temp. (F)	Corrosión	Corrosión	Profundidad (ft.)	Temp. (F)	Corrosión	Corrosión
		mpy	mm/yr			mpy	mm/yr
0	80	4.09	0.1	1456.9	101.1	28.94	0.73
242.8	83.5	9.29	0.24	1578.3	102.9	30.18	0.77
364.2	85.3	11.93	0.3	1699.7	104.7	31.3	0.79
485.6	87	14.5	0.37	1821.1	106.4	32.31	0.82
607	88.8	16.8	0.43	1942.5	108.2	33.21	0.84
728.5	90.6	18.95	0.48	2064	109.9	34.01	0.86
849.9	92.3	20.96	0.53	2412	115	35.71	0.91
971.3	94.1	22.82	0.58	2412	109.3	15.37	0.39
1092.7	95.9	24.54	0.62	2428.2	109.5	15.64	0.4
1214.1	97.6	26.13	0.66	2549.6	110.9	17.57	0.45
1335.5	99.4	27.6	0.7	2671	112.4	19.29	0.49

Fuente: Autores

**Figura 4.7.** Perfil de las velocidades de corrosión del pozo GUA-045.



Fuente: Autores

Evaluación de la  $PVC_{TI}$ :

usando el valor de velocidad de corrosión de 4.09 mpy @ 0.0 ft de profundidad como  $VC_{MODELOS}$ . Y la velocidad de corrosión obtenida mediante cupones de 0.22 mpy como  $VC_{CUPONES}$ . Se aplica la Ecu. 3. Asignando valores de  $\alpha=0.5$  y  $\beta=0.5$ .

$$VC_{TI} = 2.16 \text{ mpy}$$

Este valor de 2.16 mpy en la tabla 17 registro un  $PVC_{TI}=2$ .

Evaluación de la  $PV_{VARILLA}$ :

En el servicio realizado en diciembre de 2011 registro la calibración de la sarta de varillas un desgaste del 14%, según la tabla 18 se obtiene una  $PV_{VARILLA}=5$ .

Evaluación de la  $PV_{FS}$ :

Este pozo maneja un torque promedio del 45%, según la tabla 19 se obtiene una  $PV_{FS}=2$ .

Evaluación de la  $PV_{FRICCION}$ :

En la figura 3.20 se puede observar que GUA-045 tiene un Dog leg severity mayor a 4.0 a lo largo de todo el pozo. Según la tabla 20 se obtiene una  $PV_{FRICCION} = 5$ .

Con estos datos de probabilidades de fallo aplicamos la Ecu. 4. Para calcular la probabilidad de fallo total del sistema de levantamiento PCP. Se obtiene una  $PTF = 3.5$

Por ultimo se calculan las consecuencias con una produccion promedio de aceite de 440 BOPD, se obtiene de la tabla 21, una consecuencia de 4.

Aplicando la Ec. 2. Se calcula un riesgo Alto para el pozo GUA-045.

#### 4.2.4 Pozo GUA-149

los resultados del software Scalecorr 4.0 se presentan en las figuras 4.8 y 4.9 y en la tabla 25

**Figura 4.8.** Parametros ingresados al Scalecorr 4.0

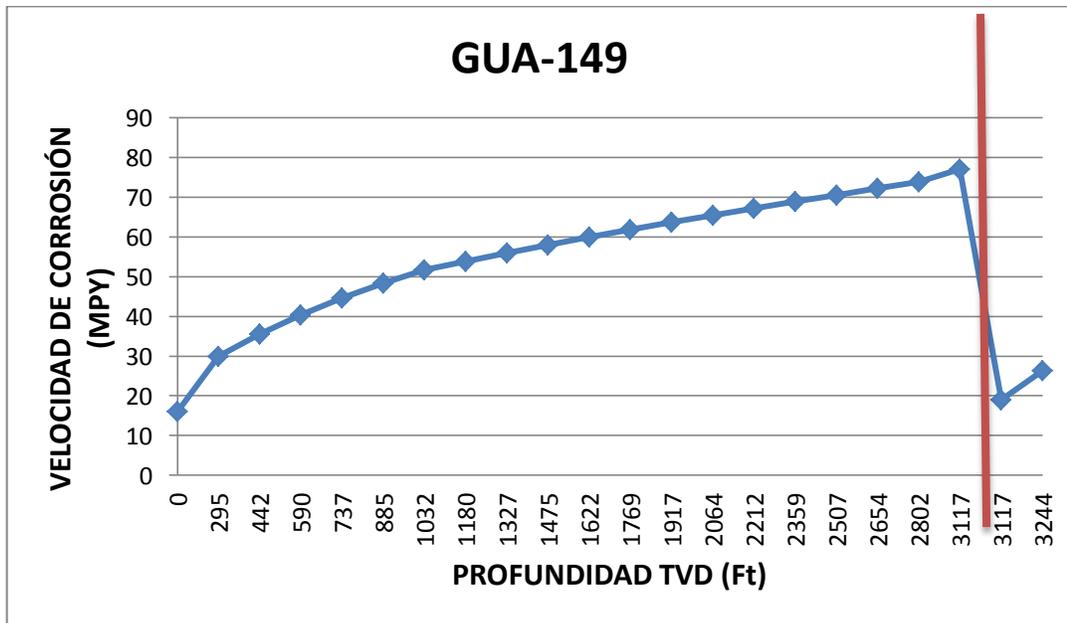
Parameter	Value	Parameter	Value
Operator	PETROBRAS	Location	MELGAR
Field Name	GUANDO	Well Name	GUA-149
Wellhead Temp (F)	80	Hardness as CaCO <sub>3</sub> , If Known	500
Wellhead Press (psi)	80	Calcium as Calcium	144
Well Depth (ft)	3244	Barium	10
Midpoint Depth Lowest Prod. Fm. (ft)	3214	Strontium	0.05
Lowest Producing Fm. Shut-in Temp (F)	110	Iron	0.1
Press. Grad. (psi/100 ft.)	41.41	Weak Org. Acid Alk. as HCO <sub>3</sub>	
Prod Tubing Size (in)	2.992	Total Alkalinity as HCO <sub>3</sub>	720
Pump Depth, If Any (ft)	3117	Sulfate	1
Fluid Temp, Pump Discharge (F)	115	Chloride	150
Press., Pump Discharge, If Known	1363	% CO <sub>2</sub> @ 75 F and 14.7 psi	10
Shut-in Fluid Level or 0 (ft)	2400	Mg, If Hardness Unknown	34
Shut-in Pressure or 0 if Vacuum (psi)		API Oil Gravity	26.6
MMCFD Gas per Day	0.007	Gas Gravity, If Known	0.7
Barrels of Oil per Day	89		
Barrels of Water per Day	148		
% of Gas Produced in Annular Space	85.7		

Fuente: Programa Scalecorr 4.0

**Tabla 25.** Resultados scalecorr

Profundidad (ft.)	Temp. (F)	Corrosión	Corrosión	Profundidad (ft.)	Temp. (F)	Corrosión	Corrosión
		mpy	mm/yr			mpy	mm/yr
0	80	16.13	0.41	1769.5	99.9	61.8	1.57
294.9	83.3	29.88	0.76	1916.9	101.5	63.63	1.62
442.4	85	35.53	0.9	2064.4	103.2	65.42	1.66
589.8	86.6	40.41	1.03	2211.8	104.8	67.17	1.7
737.3	88.3	44.65	1.13	2359.3	106.5	68.88	1.75
884.7	89.9	48.38	1.23	2506.7	108.1	70.55	1.79
1032.2	91.6	51.68	1.31	2654.2	109.8	72.19	1.83
1179.6	93.2	53.89	1.37	2801.6	111.5	73.78	1.87
1327.1	94.9	55.98	1.42	3117	115	77.06	1.96
1474.5	96.6	57.99	1.47	3117	109.1	19.01	0.48
1622	98.2	59.92	1.52	3244	110.3	26.4	0.67

**Figura 4.9.** Perfil de las velocidades de corrosión del pozo GUA-149.



Fuente: Autores

Evaluación de la  $PVC_{TI}$ :

Usando el valor de velocidad de corrosión de 16.13 mpy @ 0.0 ft de profundidad como  $VC_{MODELOS}$ . Este pozo no posee facilidades para cupones, por lo tanto no se tiene  $VC_{CUPONES}$ . Se aplica la Ecu. 3. Asignando valores de  $\alpha=1$  y  $\beta=0$ .

$$VC_{TI} = 16.3 \text{ mpy}$$

Este valor de 16.3 mpy en la tabla 17 da un  $PVC_{TI}=5$ .

Evaluación de la  $PV_{VARILLA}$ :

En el servicio realizado en diciembre de 2011 no se registró la calibración de la sarta de varillas, pero existen reportes y evidencias fotográficas de presencia de desgaste notable. Se asigna un valor de  $PV_{VARILLA}=5$ .

Evaluación de la  $PV_{FS}$ :

Este pozo maneja un torque promedio del 33%, según la tabla 19 obteniendo una  $PV_{FS}=1$ .

Evaluación de la  $PV_{FRICCION}$ :

En la figura 3.19 se observa que GUA-149 tiene un Dog leg severity mayor a 4.0 en los primeros 1000 ft de profundidad. Según la tabla 20 se obtiene una  $PV_{FRICCION}=5$ .

Con estos datos de probabilidades de fallo se aplica Ecu. 4. Para calcular la probabilidad de fallo total del sistema de levantamiento PCP. Se obtiene una  $PTF=4$

Por último se calculan las consecuencias con una producción promedio de aceite de 148 BOPD, se asigna de la tabla 21, una consecuencia de 2.

Aplicando la Ecu. 2. Se calcula un riesgo Medio Alto para el pozo GUA-149.

#### 4.2.5 Pozo GUA-122

los resultados del software Scalecorr 4.0 se presentan en las figuras 4.10 y 4.11 y en la tabla 26

**Figura 4.10** Parametros ingresados al Scalecorr 4.0

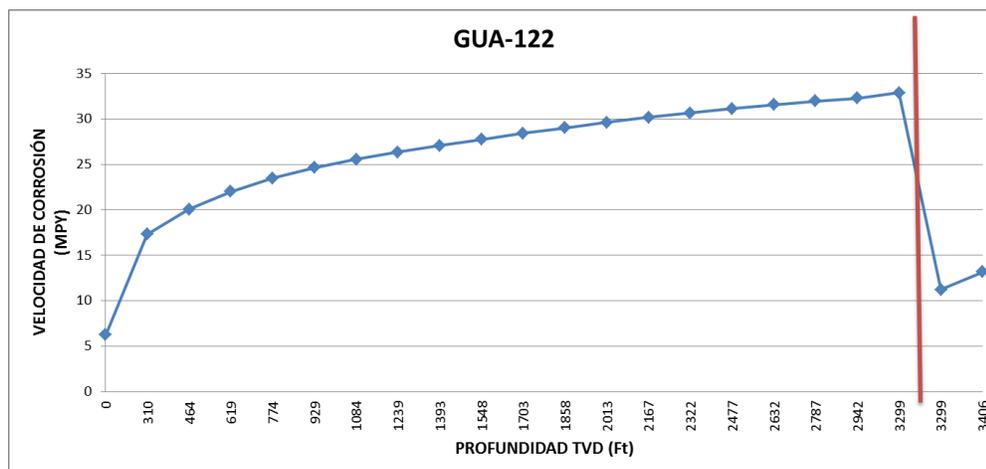
Fuente: Programa Scalecorr 4.0

**Tabla 26.** Resultados scalecorr

Profundidad (ft.)	Temp. (F)	Corrosion	Corrosion	Profundidad (ft.)	Temp. (F)	Corrosion	Corrosion
		mpy	mm/yr			mpy	mm/yr
0	85	6.25	0.16	1857.8	107.5	29.03	0.74
309.6	88.8	17.3	0.44	2012.6	109.4	29.61	0.75
464.5	90.6	20.07	0.51	2167.5	111.3	30.16	0.77
619.3	92.5	22.02	0.56	2322.3	113.2	30.66	0.78
774.1	94.4	23.48	0.6	2477.1	115	31.13	0.79
928.9	96.3	24.64	0.63	2631.9	116.9	31.56	0.8
1083.7	98.1	25.57	0.65	2786.7	118.8	31.95	0.81
1238.5	100	26.35	0.67	2941.5	120.7	32.29	0.82
1393.4	101.9	27.08	0.69	3299	125	32.88	0.83
1548.2	103.8	27.76	0.7	3299	120.3	11.22	0.28
1703	105.6	28.41	0.72	3406	121.4	13.19	0.33

Fuente: Los Autores

**Figura 4.11.** Perfil de las velocidades de corrosión del pozo GUA-122.



Fuente: Autores

Evaluación de la  $PVC_{TI}$ :

Usando el valor de velocidad de corrosión de 6.25 mpy @ 0.0 ft de profundidad como  $VC_{MODELOS}$ . Este pozo no posee facilidades para cupones, por lo tanto no se tiene  $VC_{CUPONES}$ . Se aplica la Ecu.3. Asignando valores de  $\alpha=1$  y  $\beta=0$ .

$$VC_{TI} = 6.25 \text{ mpy}$$

Este valor de 6.25 mpy en la tabla 17 da un  $PVC_{TI}=4$ .

Evaluación de la  $PV_{VARILLA}$ :

En el servicio realizado en junio de 2011 la calibración de la sarta de varillas mostro un desgaste de 3%. Se asigno según la tabla 18 un valor de  $PV_{VARILLA}=4$ .

Evaluación de la  $PV_{FS}$ :

Este pozo maneja un torque promedio del 67%, según la tabla 19 se obtiene una  $PV_{FS}=4$

Evaluación de la  $PV_{FRICCION}$ :

En la figura 3.22 se observa que GUA-122 tiene un Dog leg severity mayor a 4.0 en los primeros 1000 ft de profundidad. Según la tabla 20 se asigna una  $PV_{FRICCION}=5$ .

Con estos datos de probabilidades de fallo se utiliza la Ecu.4. Para calcular la probabilidad de fallo total del sistema de levantamiento PCP. Se obtiene una  $PTF = 4.25$ .

Por ultimo calculando las consecuencias con una produccion promedio de aceite de 169 BOPD, se asigna de la tabla 21, una consecuencia de 3.

Aplicando la Ecu.2. Se calcula un riesgo Alto para el pozo GUA-122.

La matriz de riesgo por fenómenos corrosivos empleó la técnica RBA para identificar los factores de riesgo de los pozos y después calcular la probabilidad de falla, dando como resultado un nivel de riesgo real; ayudando a establecer los pozos con prioridad para la empresa, además esta permite evaluar que tan alto es el impacto financiero en la organización al incluir las consecuencias económicas. Esta matriz de riesgo validó el análisis estadístico realizado a los pozos críticos de Campo Guando, arrojando como resultado un nivel de riesgo alto para todos ellos como se muestra en la tabla 27.

Finalmente la matriz de riesgo aplicada a todos los pozos ayuda a enfocar toda la atención y esfuerzos en los pozos críticos del Campo Guando, permitiendo así implementar nuevos controles o fortalecer los que se tienen, generando reducción en las fallas, disminución en los costos de intervención y pérdidas de producción.

**Tabla 27.** Resultados de la matriz de riesgo de los pozos críticos de Campo Guando

NUMERO DEL POZO	BFPD	BSW (%)	CO2 (%)	H2S (ppm)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mpy)	CLASIFICACIÓN DE RIESGO	PLAN DE ACCIÓN
045	1452	70	3	3	2.16	ALTO	Cambio de sistema PCP a sistema ESP. Por problema critico de fricción (alto DLS).
097	951	76	10	40	2.16	ALTO	Aplicación de inhibidor encapsulado en fondo.. Utilizar solo varillas nuevas.
122	1453	88	7	2	6.25	ALTO	Instalación de varilla continua SER-6. Aplicación de inhibidor encapsulado en fondo. Utilizar solo varillas nuevas. . Instalar adaptador de acceso para cupones
145	1031	84	7	3	3.25	ALTO	Aplicación de inhibidor encapsulado en fondo. Utilizar solo varillas nuevas.
149	237	62	10	1	16.3	ALTO	Cambio programado de sarta de varillas. Instalar adaptador de acceso para cupones .Utilizar solo varillas nuevas. Colocar varillas con guias inyectadas en zonas de alto DLS.

## 5. CONCLUSIONES

- Gracias a los resultados de la prueba piloto de recubrimiento en varillas se puede concluir que los recubrimientos CHESTERTON 740 y el cemento marino protegieron efectivamente los diferentes tipos de varillas de las condiciones ambientales sin evidencia de daño alguno. Sin embargo en contacto con los fluidos de pozo se diluyen por lo cual se deben realizar pruebas de compatibilidad con los mismos, ya que pueden generar efectos adversos en fondo de pozo.
- Teniendo en cuenta el buen comportamiento frente a la corrosión y la resistencia a la tracción se recomienda como la mejor alternativa para varillas convencionales Grado D la fabricada por Weatherford.
- Ya que las pruebas electroquímicas presentaron un pobre desempeño y el material se encuentra limitado por torque para las sarta de varilla Grado D special y sarta de varilla continua Grado D Special no se recomienda correr estas sartas en Campo Guando
- Debido al comportamiento frente a la corrosión, la resistencia a la tracción y ductilidad se recomienda como la mejor alternativa para varillas convencionales Grado API Special High Strength la fabricada por Tenaris.
- Obtenidos los resultados frente a la corrosión, la resistencia a la tracción y ductilidad se recomienda como la mejor alternativa para varilla continua Grado API Special Strength la SER-6 fabricada por Weatherford
- La combinación de las características hidrodinámicas y termodinámicas de los fluidos producidos se utilizan en el software Scalecorr 4.0 para predecir las velocidades de corrosión, proporcionan una herramienta poderosa para caracterizar el perfil de la corrosión de los pozos.
- La metodología RBA permite la determinación de los lugares a lo largo de los sistemas de producción que son más susceptibles a un proceso de mecanismo de corrosión; donde el control de la corrosión y las estrategias de mantenimiento deben ser aplicadas.

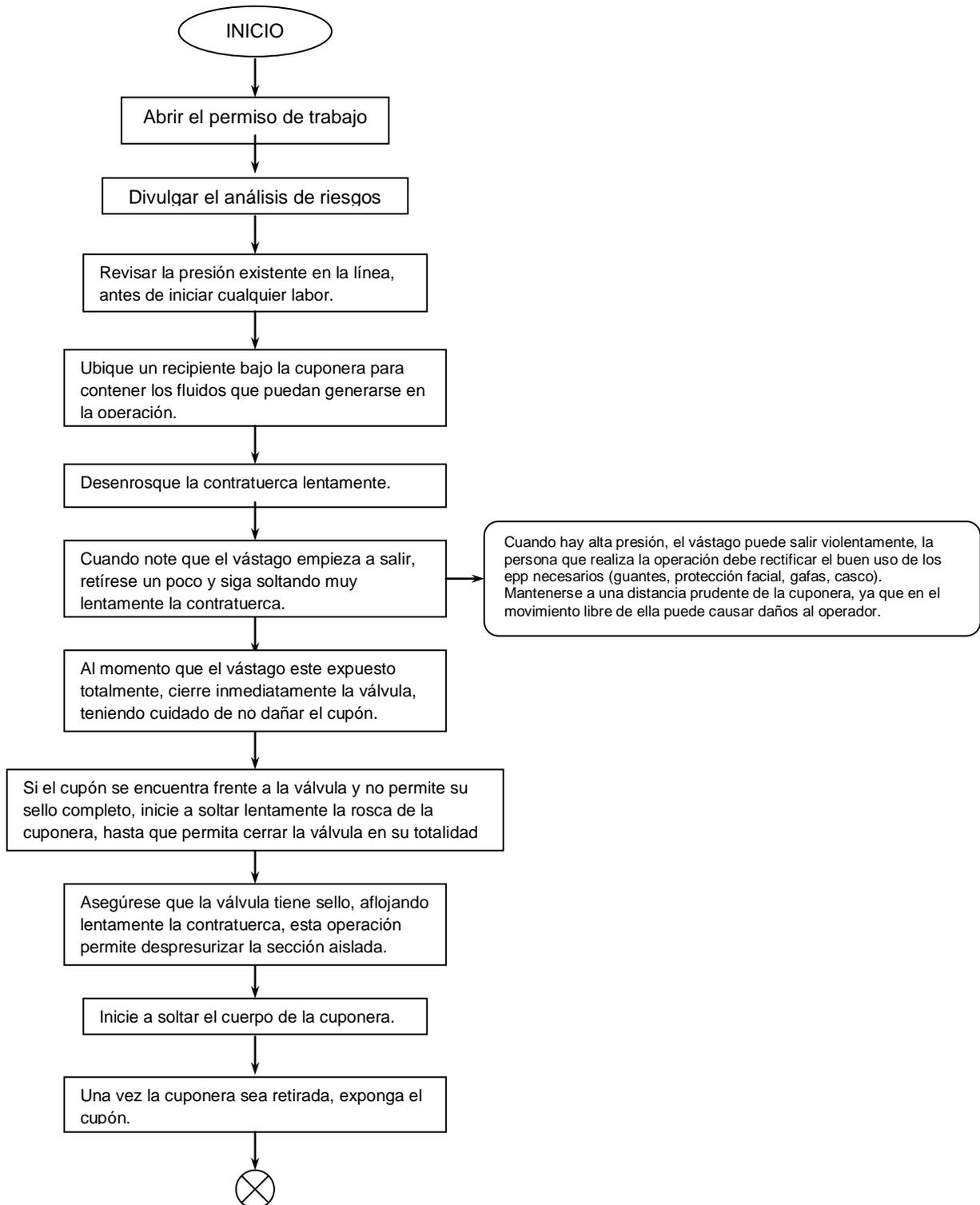
## 6. RECOMENDACIONES

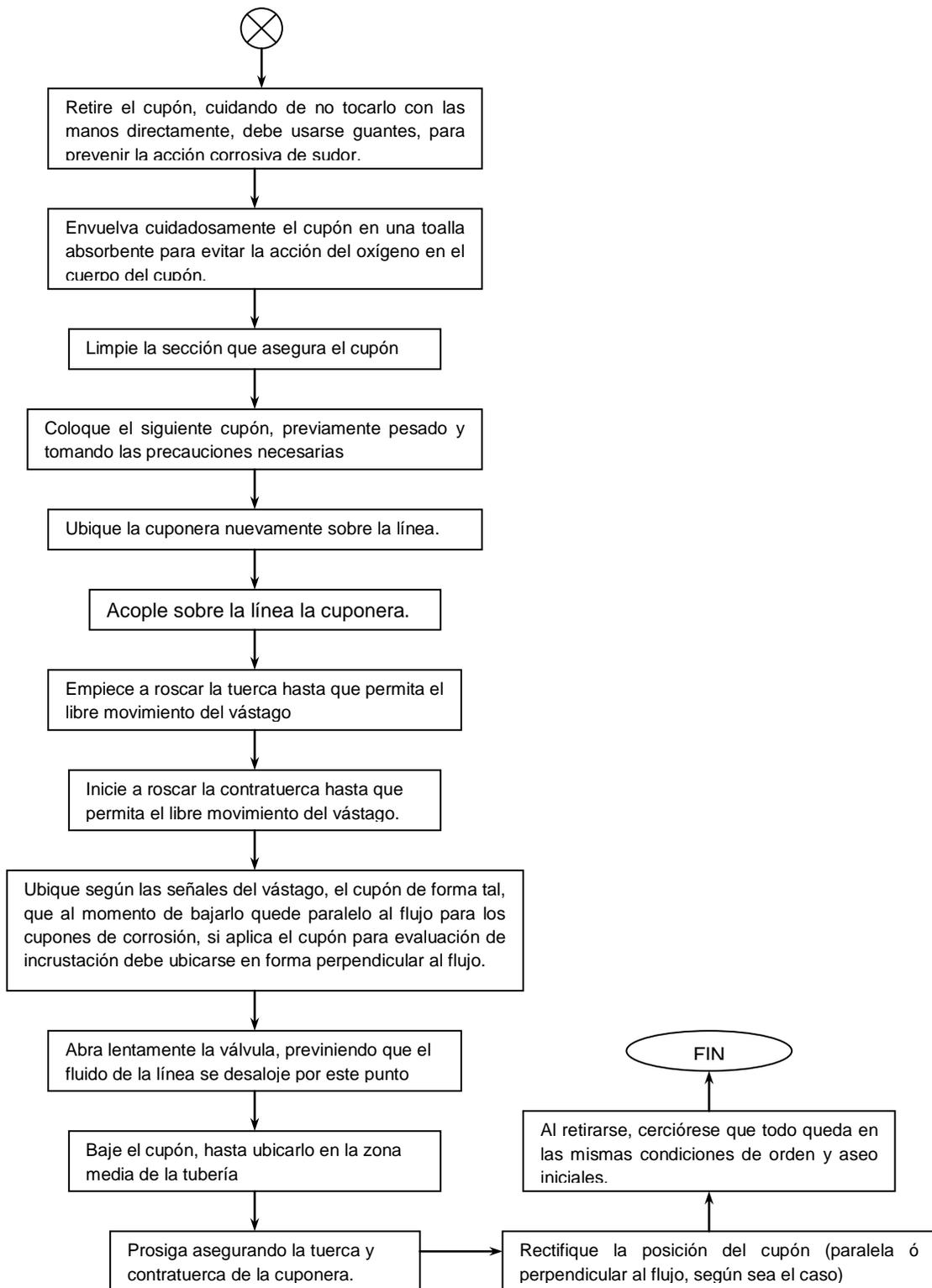
- Todas las varillas se deben almacenar de acuerdo con la recomendación del fabricante. Si se expone a la atmósfera abierta, necesitan ser cubiertos con un inhibidor de la corrosión atmosférica. Para todos los niveles de riesgo.
- Las varillas con picaduras detectadas visualmente, se deben identificar y descartare por completo del lote y no utilizar en pozos con factor de servicio por encima de 70%. Para Factores de servicio más bajos, podrían ser aceptadas en función del tamaño de pozo y del entorno. Para todos los niveles de riesgo.
- En los pozos con riesgo medio, medio alto y alto, todas las varillas deben ser inspeccionadas en el lugar de almacenamiento antes de ir a los pozos por personal especializado.
- Usar las varillas re-utilizadas, previamente aprobadas por el especialista en corrosión, sólo para los pozos con riesgo bajo y medio.
- Si existe evidencia de fricción entre la varilla y la tubería, la utilización de centralizadores debe ser evaluada y aplicada.
- Las varillas continuas, también deben ser cubiertas con inhibidores de la corrosión atmosférica adecuados ya que son traídas desde el extranjero para el usuario final y mientras están almacenadas en la bodega del proveedor, vienen enrolladas en anillos de 4-5 metros de diámetro y, al hacerlo, son sometidas a tensión y si se expone a las condiciones atmosféricas durante largos períodos de tiempo, puede producirse corrosión en la superficie, también pueden inducir cargas de hidrogeno induciendo un daño "no esperado" antes de que la varilla se introduzca en los pozos.
- Para los pozos con riesgo medio alto y baja producción, pozos con riesgo medio, deben bachearlos una vez a la semana. Los pozos con riesgo medio alto con producción media, deben bachearlos dos veces a la semana.
- Instalar dispositivos de monitoreo de la corrosión en la boca del pozo. En pozos con riesgo alto.
- Para la inhibición de este tipo de sistemas, es muy importante llevar a cabo pruebas de laboratorio para asegurarse de que los componentes inhibidores no dañan el elastómero de la bomba.

## BIBLIOGRAFIA

1. PALACIOS C., Martinez J.C., "Corrosion Control Strategies of Downhole Pumping Equipment and Flow Lines on Wells Containing CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S, Using Risk Based Analysis (RBA) Techniques." Paper No. 03316, Corrosion 2003, (San Diego, CA: NACE, USA, 2003).
2. PALACIOS C., "Risk Based Corrosion Management System for Oilfield Production Installations –Development, Methodology and Application" Paper No. 03160, Corrosion 2003, (San Diego, CA: NACE, USA, 2003).
3. NACE Standard RP0775 "Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations" (Houston, TX: NACE, 2005).
4. NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE International), "Basic Corrosion Course". Houston, Texas: NACE, 1979.
5. ESPEJO MORA, Edgar. Curso de analisis de fallas en sistemas PCP. Universidad Nacional De Colombia. Bogotá. 2011.
6. HOWARD J. Endean. Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros. Champion Chemicals, Inc. Houston, Texas, 1989.
7. TENARIS, Siderca, "Catalogo de fallas PCP". Internet: ([http://www.tdasupplyservice.com/index.php?option=com\\_remository&Itemid=52&func=select&id=1](http://www.tdasupplyservice.com/index.php?option=com_remository&Itemid=52&func=select&id=1))
8. API RP 11 BR-2008, Recommended Practice for the Care and Handling of Sucker Rods, Novena edición, Agosto de 2008.
9. Esaklul K.A, Innovative approaches to downhole corrosion control, SPE 25584, 1993.
10. Russ P.R, Equipment strategy development for down-hole tubulars", SPE 77803, 2003.

## ANEXO 1. Procedimiento interno de CLARIANT para la instalación y retiro del cupón (I-FUN-COS-016)





## ANEXO 2. Procedimiento de limpieza química del cupón

