



**MEJORAMIENTO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO
“DOWN-HOLE” PARA EL CONTROL DE CORROSIÓN
EN POZOS DEL CAMPO GUANDO**

ANDREA JOHANNA RUIZ TIBACUY

CAMILO ANDRÉS GARCÍA SANTAMARÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**



MEJORAMIENTO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO “DOWN-HOLE” PARA EL CONTROL DE CORROSIÓN EN POZOS DEL CAMPO GUANDO

**ANDREA JOHANNA RUIZ TIBACUY
CAMILO ANDRÉS GARCÍA SANTAMARÍA**

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

Director

MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

Codirector:

ING. HERNANDO ARIZA SARMIENTO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

A Dios por brindarme el privilegio de aprender.

A mi madre, a quien le pertenece este logro, gracias por el ejemplo que me dio, por exigirme, apoyarme y amarme. A doña Leo, mi segunda madre. A mi padre, porque su ausencia me hace crecer.

A la familia Daza Ospino por su apoyo incondicional. A toda mi familia, y a la UIS por los grandes profesores que tuve y por darme los grandes amigos que hoy tengo.

Andrea Johanna Ruiz Tibacuy.

A mis padres, mi hermano, familia y amigos por su paciencia y colaboración en la realización de este proyecto.

A los profesores que fueron de una u otra forma parte de mi formación moral y profesional y a todas las personas que hicieron posible la realización de este trabajo.

Camilo Andrés García Santamaría

AGRADECIMIENTOS

Gracias a PETROBRAS Colombia limited, la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por permitirnos desarrollar este proyecto y facilitarnos las herramientas necesarias para este proceso.

A nuestro Director de proyecto, MSc. Fernando E. Calvete González, y codirector del mismo, Ing. Hernando Ariza Sarmiento, por el gran apoyo que nos brindaron, por guiarnos y creer en nosotros. A los profesores que colaboraron de una u otra forma para su finalización.

Los autores.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO TEÓRICO	17
1.1 CAUSAS Y PRINCIPIOS DE LA CORROSIÓN	17
1.2 CLASES DE CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA	18
1.2.1 Agrietamiento por Fatiga Bajo Esfuerzos (H₂S) (SSC).	19
1.2.2 Agrietamiento inducido por Hidrógeno.	20
1.2.3 Corrosión por Dióxido de Carbono (CO₂).	20
1.3 MONITOREO DE LA CORROSIÓN EN EQUIPOS DE CAMPO	24
1.3.1 Inspección Visual de la Tubería y Varillas.	23
1.3.2. Uso de Cupones	24
1.3.3. Análisis del Hierro Disuelto en el Agua Producida	25
1.4 SISTEMAS DE PROTECCIÓN	26
1.4.1 Inhibición Química.	26
	27
2. CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO	27
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUANDO	29
2.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS	29
2.2.1 Estructura.	29
2.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS	31
2.3.1 Rocas.	31
2.3.2 Fluidos.	31
2.4 HISTORIA OPERACIONAL	36
3. POZOS CON PROBLEMAS DE CORROSIÓN EVENTUAL Y	41

CRÍTICA EN EL CAMPO GUANDO	
3.1 DISTRIBUCIÓN DE LA CORROSIÓN EN EL CAMPO GUANDO POR ISLAS	43
3.2 MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE CORROSIÓN EN ISLAS	45
3.3 ESTUDIO DE LA HISTORIA DE INTERVENCIONES POR CORROSIÓN EN LOS POZOS	47
3.4 POZOS CON NIVEL DE CORROSIÓN CRÍTICA	49
3.5 POZOS CON NIVEL DE CORROSIÓN EVENTUAL	49
4. CARACTERIZACIÓN DE LA CORROSIÓN “DOWN-HOLE” EN POZOS DEL CAMPO GUANDO	50
4.1. ANÁLISIS DE CORROSIÓN PARA POZOS DEL CAMPO	50
4.1.1. Pozos con Nivel de Corrosión Crítica.	50
4.1.2. Pozos con Nivel de Corrosión Eventual.	88
4.2 ANÁLISIS DE PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE AGUAS DE PRODUCCIÓN	98
4.2.1 Isla 10	98
4.2.2 Isla 17	99
4.2.3 Isla 18	99
4.2.4 Isla 9	100
4.3 ANÁLISIS DE PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE GAS PRODUCIDO POR ISLAS	101
5. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA CORROSIÓN DOWN-HOLE EN EL CAMPO GUANDO.	102
5.1 COSTOS RELACIONADOS CON LA CORROSIÓN	102
5.1.1 Perdidas de Producción	102

5.1.2 Gastos Relacionados con el Tratamiento de Inhibición	104
5.1.3 Gastos Ocasionados por Trabajos de Workover, inspecciones de tubería y ruptura de varillas	105
6. ESTANDARIZACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE MONITOREO DE CORROSIÓN UTILIZADOS ACTUALMENTE	107
6.1 PRUEBAS DE CORROSIÓN APLICADAS EN CAMPO	107
6.1.1 Importancia	108
6.1.2 Aspectos que Pueden Influir los Resultados de las Pruebas de Corrosión	108
6.1.3 Preparación de las Muestras de Prueba	111
6.1.4 Cantidad de muestras a utilizar	114
6.1.5 Medidas iniciales de la muestra	114
6.1.6 Instalación del Porta Muestras	115
1.6.7 Tiempo de Exposición	115
1.6.8 Remoción de las Muestras de Prueba	116
1.6.9 Limpieza y Pesaje de las Muestras de Prueba	117
1.6.10 Inspección de la Superficie de la Muestra	117
6.1.11 Corrosión Localizada	118
7. RECOMENDACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN EN UN POZO PILOTO	119
7.1 DEFINICIÓN DE POZO PILOTO.	119
7.2 POLY-LINED TUBING	120
7.2.1 Proceso para Recubrir la Tubería Internamente con	121

Polyethyleno	
7.2.2 Consideraciones para el Diseño y la Instalación en Levantamiento Artificial	122
7.2.3 Procedimientos de Instalación y Manejo en Mampo	123
7.2.4 Información y Resultados de la Prueba Piloto	125
7.2.5 Análisis Dinamómetro	126
7.2.6 Observaciones	128
7.3 CARACTERIZACIÓN FÍSICO-QUÍMICA Y BACTERIOLÓGICA DE AGUAS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN	129
7.4 INGENIERO CORROSIONISTA	130
	131
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	132
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	

TITULO: MEJORAMIENTO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO “DOWN-HOLE” PARA EL CONTROL DE CORROSIÓN EN POZOS DEL CAMPO GUANDO.*

AUTORES: ANDREA JOHANNA RUIZ TIBACUY
CAMILO ANDRÉS GARCÍA SANTAMARÍA**

PALABRAS CLAVE: Corrosión “Down-Hole”, Mantenimiento Preventivo, Análisis de Corrosión, Evaluación de Severidad, Normas ASTM, Nuevas tecnologías para el control de la corrosión.

DESCRIPCION:

La presencia de la corrosión en muchos campos petroleros del mundo es evidente. Es un problema que acarrea grandes gastos para su control y prevención, por el desgaste de los materiales que provoca una grave dificultad para la economía de las compañías petroleras, debido a 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.

En este documento se quiere desarrollar un estudio para analizar la eficiencia del tratamiento actual mediante el análisis detallado del problema como tal en el campo, analizando la evidencia física que existe en este. Clasificando los pozos con mayores problemas para focalizar de esta manera el tratamiento químico en ellos. Los métodos de monitoreo empleados en el campo deben ser estandarizados permitiendo determinar cuáles son las mejores alternativas a implementar para reducir la corrosión y generar posibles modificaciones al tratamiento químico “Down-Hole”, para el control de la misma. Es importante resaltar que en el momento, el estudio de la corrosión esta avanzado en la industria, sin embargo se debe pensar en nuevas alternativas para el control de esta ya que es un problema generalizado en la mayoría de campos y en el futuro estudios como este serán muy necesarios para el mantenimiento preventivo que se le debe dar.

El estudio cuenta con un procedimiento general para la inspección, análisis y posterior recomendación para el mejoramiento del tratamiento para el control de la corrosión así como la clasificación estadística de los pozos a tener en cuenta para su monitoreo constante. También se quiere con este documento dar una imagen mas amplia y actualizada de las nuevas tecnologías que se están implementando para el control de la corrosión en el mundo y recomendar a la empresa un estudio detallado de estas tecnologías para ser implementadas en el campo.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director MSc. Fernando Enrique Calvete Gonzales.

TITLE: IMPROVEMENT OF THE “DOWN-HOLE” CORROSION CONTROL CHEMICAL TREATMENT FOR THE WELLS IN THE GUANDO FIELD.*

AUTHORS: ANDREA JOHANNA RUIZ TIBACUY
CAMILO ANDRÉS GARCÍA SANTAMARÍA**

KEY WORDS: “Down-Hole Corrosion”, Preventive Maintenance, Corrosion analysis, Severity Evaluation, ASTM standards, New Technologies for corrosion control.

DESCRIPTION:

The presence of corrosion in a lot oil fields around the world is evident. It is a problem that carries a lot operational cost for its control and prevention. Because of the damage it do to the materials it provokes an economical problem for all the oil companies involve in these failure due also to the operational cost and maintenance cost, the failures in the equipment , lost of lifted production and the preventive programs that we should implement in order to fight this problem.

In this document we want to develop to study de general efficiency of the treatment until now used by the field, analyzing de problem in the field using the hard evidence to prove what type of corrosion they are having. We also want to determine which of the wells where the critic ones so that the company can focus its efforts in those. The survey methods used must be standard so that they can show the best alternatives to used in the chemical “Down-Hole” treatment. It is important to stand up that at this moment the corrosion studies is very upgraded in the hole oil industry, however it is a general problem present in almost all the field in the world and that why such study will be helpful in the future for the preventive maintenance that those fields should give to these problem.

In the document we made a general procedure of what should be taken for granted for the inspection, analysis and recommendations for the improvement of the chemical “Down-Hole” treatment that the well must take for a constant survey. Also we want to give a general image and updated of the new technologies that can be found in the industry nowadays so that the company can make a general analysis of a future implementation of them in the field.

* Work for Graduation.

** Faculty of Physic-Chemist Engineerings, School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineerings. Director Julio Augusto Gelvez Figueredo MPE.

INTRODUCCIÓN

La corrosión representa un problema grave para el mundo industrializado, como lo prueba las cuantiosas inversiones en estudios para el control de la corrosión que pueden alcanzar varios millones de dólares, realizados por numerosas empresas alrededor del mundo.

Los problemas de corrosión en la industria del petróleo son potencialmente altos debido a los daños generados en árboles de navidad, oleoductos, válvulas, tanques de almacenamiento y en el caso concreto de este estudio: tubería de producción, tubería de revestimiento y sistemas de levantamiento artificial. Todo este conjunto de daños hacen participar a la industria petrolera con una alta cuota en los gastos totales ocasionados por la corrosión, como en el caso del campo Guando. Los sistemas de levantamiento artificial en el campo Guando se encuentran por lo general en puntos críticos del proceso, y una avería inesperada, originada por la corrosión, puede provocar el paro general de la producción, con el coste económico que ello conlleva. La adecuada implementación del tratamiento químico para el control de la corrosión “down-hole”, debe ir orientada hacia la disminución de las intervenciones por mantenimiento a pozos del campo Guando.

La finalidad de este proyecto, es desarrollar un estudio para analizar la eficiencia del tratamiento actual que permita determinar cuáles son las mejores alternativas a implementar para reducir la corrosión y generar

posibles modificaciones al tratamiento químico “Down-Hole”, para el control de la misma.

Por lo tanto con este trabajo se suministra a PETROBRAS Colombia LTD., una herramienta que permita tomar las mejores decisiones para incrementar la rentabilidad operativa durante el desarrollo del campo Guando y se proporciona a la Universidad Industrial de Santander un elemento para ampliar el área de estudio, en cuanto a corrosión “Down-Hole” y su control en campos de petróleo en el país; además de los estándares para desarrollar la evaluación de la misma.

En el primer capítulo se encuentra una síntesis (útil para el entendimiento del trabajo desarrollado) de los conceptos básicos acerca de las causas y principios de la corrosión, control y prevención, haciendo un enfoque en el tipo de corrosión mas frecuente “Down-hole” presente en este campo. Si el lector conoce los temas tratados en este capítulo, puede omitirlo, y pasar directamente al capítulo dos, donde se hace una breve descripción de las características generales del campo Guando.

En el segundo capítulo se estudian las principales características del campo Guando, ubicación geográfica, estructuras geológicas, petrofísica, fluidos presentes en el yacimiento e historia operacional.

En el tercer capítulo se aborda las características principales del problema presente en los pozos del campo Guando, analizando las evidencias que existen de la corrosión, con el fin de determinar la clase de corrosión que está afectando el sistema de producción “Down-Hole”.

En los capítulos cuarto y quinto se quiere clasificar los pozos que presenten mayores problemas, para detectar los más críticos y focalizar el estudio; además de esto se realizará un análisis del problema que esto representa para la empresa a nivel de producción e intervenciones a pozo.

En los siguientes capítulos se profundizará en la evaluación de los procedimientos, herramientas y químicos utilizados actualmente en el campo, generando recomendaciones en el capítulo 8, que puedan dar solución al problema general de este. Finalmente en el capítulo 9 se evalúa la viabilidad de implementar nuevas tecnologías y la construcción de facilidades para dicha implementación, con el fin de obtener beneficios económicos como bajas intervenciones al pozo y menores cierres de producción, que nos permitan valorar la importancia del tratamiento y determinar si es la mejor opción para el campo. Las observaciones y conclusiones, se encuentran en el último capítulo.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 CAUSAS Y PRINCIPIOS DE LA CORROSIÓN

La mayoría de los medios ofrecen una determinada corrosividad. El aire y la humedad, el agua destilada, el agua dulce y el agua salada, las atmósferas rurales y urbanas, el vapor y otros gases como el amoníaco, el cloro, el ácido sulfhídrico, el anhídrido sulfuroso, los gases de petróleo, el ácido clorhídrico, sulfúrico y nítrico, el ácido nafténico, acético y fórmico, los álcalis, los suelos, el alcohol y otros solventes orgánicos, los aceites y los aceites vegetales son algunos de estos medios corrosivos ya mencionados. En general, los materiales inorgánicos son más corrosivos que los orgánicos. Mientras ocurren las fallas puramente mecánicas de las tuberías, tales como colapso, estallido, falla por tracción, etc., ellas son menos comunes que las fallas por corrosión. Hasta hace poco, la corrosión en la producción de petróleo era manejada principalmente utilizando recubrimientos plásticos e inhibidores químicos, pero la tendencia reciente de las industrias a utilizar temperaturas y presiones más altas ha hecho posible el desarrollo de procesos nuevos y el perfeccionamiento de los anteriores. Así por ejemplo, se obtiene mejores rendimientos, mayores velocidades de reacción y costos operacionales más bajos, pero estas condiciones de operación acarrearán un proceso de corrosión más intenso.

Las tasas de corrosión pueden ser del orden de varias decenas de milímetros por año y el ataque por picado, el causante de las formas de falla más catastróficas tales como agrietamiento por sulfuro bajo esfuerzo y en el caso de la tubería de acero inoxidable, el agrietamiento por corrosión por cloruro bajo esfuerzo. En cuanto sea posible los inhibidores son aún el método principal para el control de la corrosión en los pozos corrosivos. Cuando esta aproximación no es satisfactoria o no es efectiva, el próximo paso es escoger una mejor aleación.

En la parte superior del hueco del pozo donde la sarta puede estar cercana a la temperatura ambiente, la falla por agrietamiento por sulfuro bajo esfuerzo (SSC) es más eminente, mientras en el fondo del hueco del pozo donde la temperatura es mayor, el agrietamiento por cloruro es de principal importancia. Entre estos dos extremos, la falla puede ocurrir por uno u otro mecanismo o por ambos. El ataque por picadura y la corrosión general por pérdida de peso será mayor cerca al fondo de la sarta debido a la temperatura.

1.2 CLASES DE CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA

En las operaciones de campos petroleros, a menudo es necesario producir hidrocarburos de yacimientos que contienen cantidades significativas de H_2S y CO_2 , además de aguas de formación. Cuando estos compuestos están presentes en el medio, puede ocurrir la degradación corrosiva de los materiales expuestos, en muchas formas, como: Picadura, corrosión por aireación diferencial y corrosión general, fragilidad inducida por el ambiente (agrietamiento bajo esfuerzos por H_2S , agrietamiento inducido

por hidrógeno, fragilidad por hidrógeno y agrietamiento bajo esfuerzos por corrosión).

1.2.1 Agrietamiento por Fatiga Bajo Esfuerzos (H_2S) (Sulfide Stress Cracking, SSC). El sulfuro de hidrógeno en la producción de petróleo y gas puede ser detrimental por dos maneras: es un fuerte agente de picado e induce a agrietamiento en muchas aleaciones. La corrosión por pérdida de peso resultante de la corrosión por sulfuro de hidrógeno es considerablemente menor que la causada por el dióxido de carbono debido a una película semiprotectora de sulfuro de hierro (FeS) que se forma bajo la corrosión del acero. Sin embargo, esta película nunca debe ser tomada en cuenta para protección puesto que la costra de corrosión de sulfuro de hierro es bastante catódica con respecto al acero y forma un par galvánico muy activo conduciendo a un severo ataque localizado. El sulfuro de hidrógeno también aumenta el ataque por picadura de muchas aleaciones, especialmente los aceros.

Los productos de este tipo de corrosión son sulfuros de hierro (FeS_x) e hidrógeno. El sulfuro de hidrógeno forma una incrustación que a temperaturas bajas pueda actuar como una barrera para disminuir la corrosión. La ausencia de sales clorinadas promueve fuertemente esta condición y la ausencia de oxígeno es absolutamente esencial. A temperaturas altas esta incrustación es catódica en relación con el casing y la corrosión galvánica puede presentarse.

Uno de los grandes problemas que enfrenta la industria actualmente es el agrietamiento de las aleaciones en medios que contienen sulfuro de hidrógeno, por ejemplo en la producción de hidrocarburos ácidos que

resulta en fallas a esfuerzos menores que la resistencia a la fluencia del material.

1.2.2 Agrietamiento Inducido por Hidrógeno. Los aceros para tuberías (Resistencia a la fluencia menor o igual que 80.000 psi) comúnmente usados para servicio en campo petrolero pueden ser susceptibles a fragilidad en H₂S por un fenómeno llamado agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC) ó agrietamiento por ampolla. Difiere del SSC en que ocurre por la acumulación de hidrógeno, el cual es producido por la corrosión del sulfuro a lo largo de las interfaces internas tales como: las inclusiones de sulfuro de magnesio y estructuras de transformación a baja temperatura. La naturaleza comúnmente imprescindible y catastrófica de las fallas por este sistema presenta un problema importante a la instalación de tuberías en medios ácidos. Típicamente el problema es mitigado por el control del medio para minimizar la corrosión y la salida del hidrógeno que está dentro del acero (por ejemplo, la deshidratación para remover agua e inhibición química). En algunos casos, se ha reportado que la susceptibilidad al HIC puede ser reducida controlando la forma y distribución de las inclusiones no metálicas en el acero con una práctica decisión y de desoxidación especial.

1.2.3 Corrosión por Dióxido de Carbono (CO₂). Es común encontrar que el dióxido de carbono sea producido por el combustible en llamas en la generación de energía para los automóviles, pero es menos conocido como un subproducto de la producción de petróleo crudo y gas. El dióxido de carbono es altamente ácido, puede desgastar parcial ó totalmente tuberías de producción y transporte, afectar la producción y dañar el medio ambiente.

La industria petrolera gasta actualmente miles de millones de dólares cada año para luchar contra la corrosión, pero la importancia de la protección está creciendo, así mismo el aumento de proyectos de gas y aceite, quiere decir que hay muchos más kilómetros de infraestructura por proteger de la corrosión.

El CO_2 y el H_2S son las especies corrosivas más importantes y contra las cuales es necesario actuar utilizando revestimientos que deben entonces resistir a esas especies, a la temperatura, presión y también guardar resistencia a la abrasión y al impacto que en una medida u otra están involucradas en la utilización de tuberías y equipos. El CO_2 es un ácido débil y se convierte en agente corrosivo cuando se disuelve en agua, sin embargo, el CO_2 debe hidratarse hasta convertirse en ácido carbónico H_2CO_3 , lo cual es un proceso relativamente lento; antes de convertirse en ácido. El CO_2 es una especie química que está en equilibrio con las fases del petróleo, agua y gas por que las cantidades de CO_2 en cada fase están relacionadas. La concentración en agua y en petróleo está dada por la fugacidad de la especie en la fase gaseosa que puede tomarse como igual a su presión parcial en el gas. En el caso particular del CO_2 , las concentraciones en equilibrio en la fase petróleo son mayores a las del agua en relación 3 a 1, por efecto del contenido de CO_2 el agua se vuelve ácida, dependiendo del pH, de la presión parcial y de la concentración de sales disueltas, en particular CO_3Ca .

La acidez del medio no sólo está influenciada por la presión parcial sino también en forma importante por efecto de sales disueltas. La corrosión

debida al medio puede considerarse como aceptable o no aceptable de acuerdo a los niveles que la misma pueda tomar.¹

Los productos de este tipo de corrosión son carbonato de hierro (Siderita). La siderita puede ser protectora en ciertas condiciones, como: elevadas temperaturas, incremento en el pH y ausencia de turbulencia para que la incrustación de siderita sea inalterada. La siderita no es conductiva por lo cual, la corrosión galvánica no tendrá lugar.

1.3 MONITOREO DE LA CORROSIÓN EN EQUIPOS DE CAMPO

Las fallas ocasionadas por la corrosión “down-hole” pueden tener un impacto significativo en los costos a futuro de producción de aceite y trabajos de workover en el campo. La vida remanente de la tubería de producción (tubing) y la tubería de revestimiento (casing), se puede ver afectado por el poder corrosivo del fluido producido por el pozo, por esta razón, es necesario realizar la inspección del completamiento para saber si efectivamente existe ocurrencia de corrosión. Para ello existen varios métodos que sirven para valorar la eficacia del programa del control de la corrosión instalado en el pozo.

1.3.1 Inspección Visual de la Tubería y Varillas. Este método es el mejor, pero menos usado debido a la necesidad de retirar la sarta de producción para poder valorar el grado de corrosión, esto conlleva a un

¹ J.L. Crolet, ELF, Wich CO2 Corrosion hence, Which Prediction?, in Predicting CO2 Corrosion in the oil and gas Industry., The European Federation of Corrosion, No. 13, The Institute of Materials, 1994.

aumento en los costos debido al cierre del pozo. Con los avances en la tecnología se ha podido implementar el uso de herramientas Down-Hole, como las videocámaras, las cuales transmiten su señal por fibra óptica a superficie y son introducidas en el pozo, evitando su cierre. Sin embargo, los costos de operación de esta herramienta no difieren de la técnica usada en años anteriores debido a su costo en el mercado.

Se debe inspeccionar observando directamente la sarta de producción las zonas corroídas antes de limpiarlas, es decir, antes de retirar los depósitos de corrosión. En el análisis de los depósitos de corrosión puede indicar el agente corrosivo causante del problema. La localización de la falla también es importante, pues con ella se puede saber si la corrosión es por el régimen de producción del pozo.

1.3.2. 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 esta ocurriendo, si es localizada o uniforme, cuantificando así la tasa de corrosión en el fluido al que esta 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, 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 H₂S; óxido férrico indica que hay oxígeno presente. La corrosión por CO₂ se puede detectar por depósitos de carbonato de hierro sobre la superficie del cupón

1.3.3. 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 sube, 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.

1.4 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Determinada la ocurrencia de la corrosión se hace necesario programar un sistema de protección, para evitar que se continúe deteriorando el completamiento de producción instalado en el pozo.

1.4.1 Inhibición Química. En la protección de la tubería de producción de petróleo tradicionalmente se han utilizado inhibidores de corrosión en razón a su gran rendimiento, menor costo y facilidad para su dosificación en los pozos productores.

Un inhibidor puede definirse como una sustancia química, que adicionada en pequeñas cantidades a un medio, retarda o desacelera la reacción del metal con el medio corrosivo.

Los inhibidores de corrosión se clasifican generalmente en 3 grupos según el mecanismo de inhibición, según la acción fisicoquímica y según las propiedades electroquímicas.

- **Según el Mecanismo de Inhibición:** Cuando no hay interacción directa del inhibidor con la superficie metálica, este crea condiciones favorables de precipitados protectores, removiendo algún constituyente agresivo del medio.

Cuando ocurre interacción directa del inhibidor con la superficie metálica actúa mediante la absorción de una película delgada invisible creada por la formación de precipitados visibles, orientando de esta manera la

corrosión a formar capas pasivantes, conformadas por compuestos entre el inhibidor y los precipitados.

- **Según la Acción Fisicoquímica:** Físicamente son los que bloquean la superficie del metal a proteger, simplemente por el fenómeno de absorción. La superficie no sufre en este caso cambios químicos. Químicamente reaccionan con la superficie del metal o con los componentes agresivos del medio corrosivo, formando sobre la superficie la película protectora y eliminada los productos agresivos por precipitación, neutralización o formación de complejos.

- **Según las propiedades electroquímicas:** Electroquímicamente los inhibidores de corrosión son sustancias que producen cambios o inducen en el medio un potencial de electrodo más noble, estos se dividen en anódicos que son los que dificultan la reacción anódica, catódicos, dificultan la reacción catódica y mixtos que actúan sin preferencias sobre ambos procesos.²

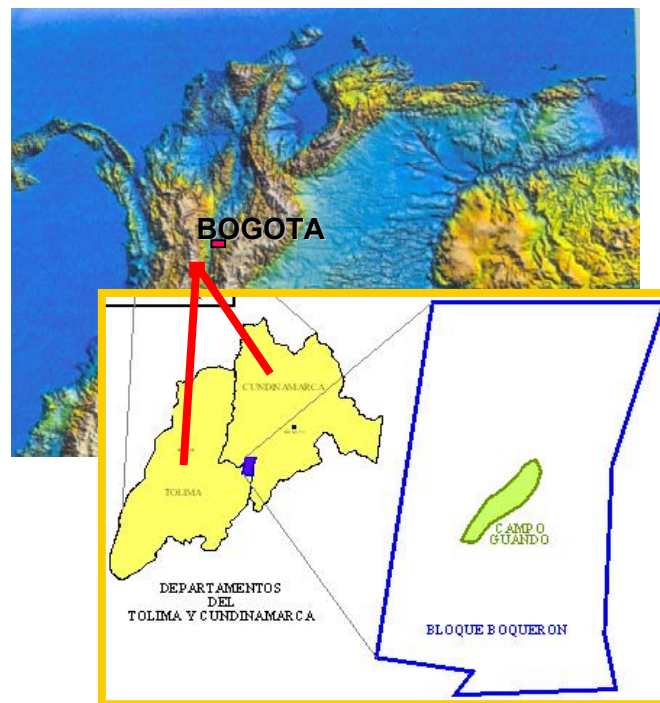
² Ibid., p.13

2. CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUANDO

El campo Guando se encuentra ubicado en el departamento del Tolima, área rural del municipio de Melgar a 100 km al sur-occidente de Bogotá. A continuación se presenta una figura 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 4100 ft sobre el nivel del mar. La principal actividad económica de la región es la agricultura (cultivos de banano, flores y caucho) y el turismo. El clima es de montaña de selva lluviosa tropical con presencia de bosques primarios con gran diversidad en fauna y flora de la región y una población rural densa que contribuye a un frágil ecosistema.

2.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

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.

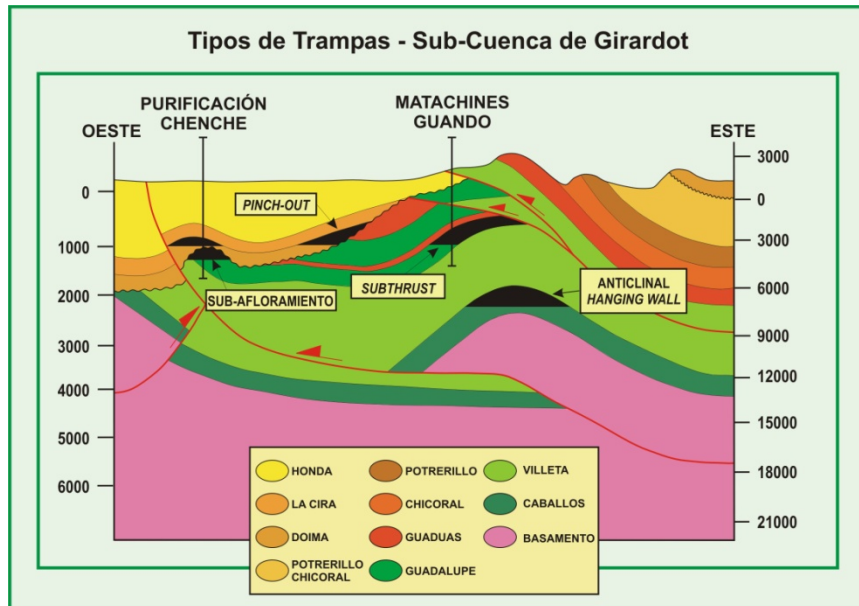
La formación Guaduas corresponde al terciario inferior. Esta formación está compuesta por arcillas y pequeñas intercalaciones de niveles

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 y electrofaciales: (arenisca superior y arenisca inferior), separados por un miembro limolítico-margoso, lidítico, denominado lidita (chert) intermedio; 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 mas 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.

Figura 2-2: Tipos de trampa-Subcuenca de Girardot



Fuente: Petrobras Colombia Limited

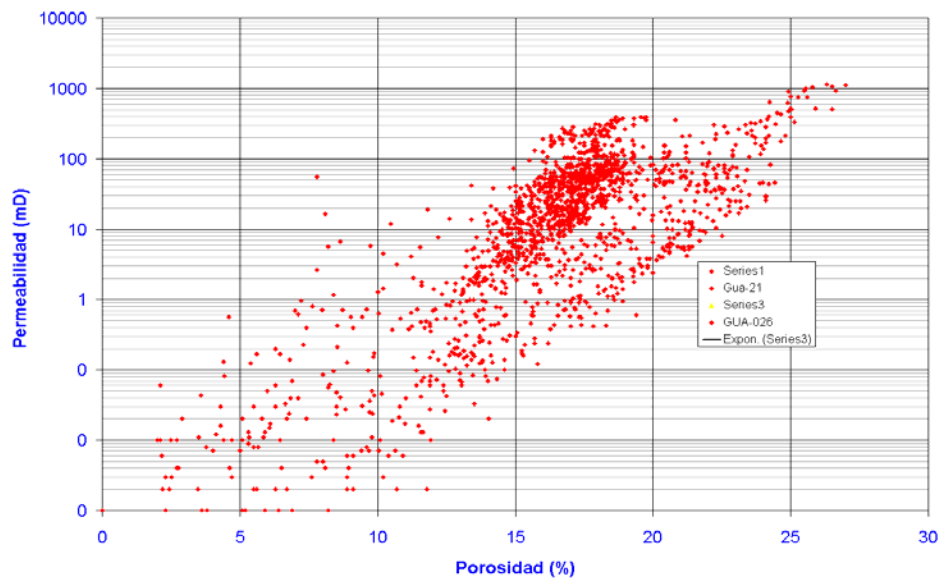
En la figura 2-2 se muestran los tipos de trampa que se encuentran en la subcuenca de Girardot, en ella se encuentra el campo Guando, el cual a su vez es señalado en la figura.

2.3 CARÁCTERÍSTICAS PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS

2.3.1 Rocas. El yacimiento está dividido en cuatro bloques, el bloque Norte, el bloque Centro-norte, el bloque Centro-sur y el bloque Sur. En los bloques Centro-norte y Centro-sur, se concentra la mayor cantidad de pozos.

La porosidad media del campo es del orden de 16%, con valores entre 10% y 25%. La permeabilidad varía bastante con valores entre 1 y 1000 mD para el yacimiento Guadalupe inferior, mientras que para el yacimiento Guadalupe superior la permeabilidad llega hasta 7 D. Arealmente se encuentran zonas de fracturas naturales.

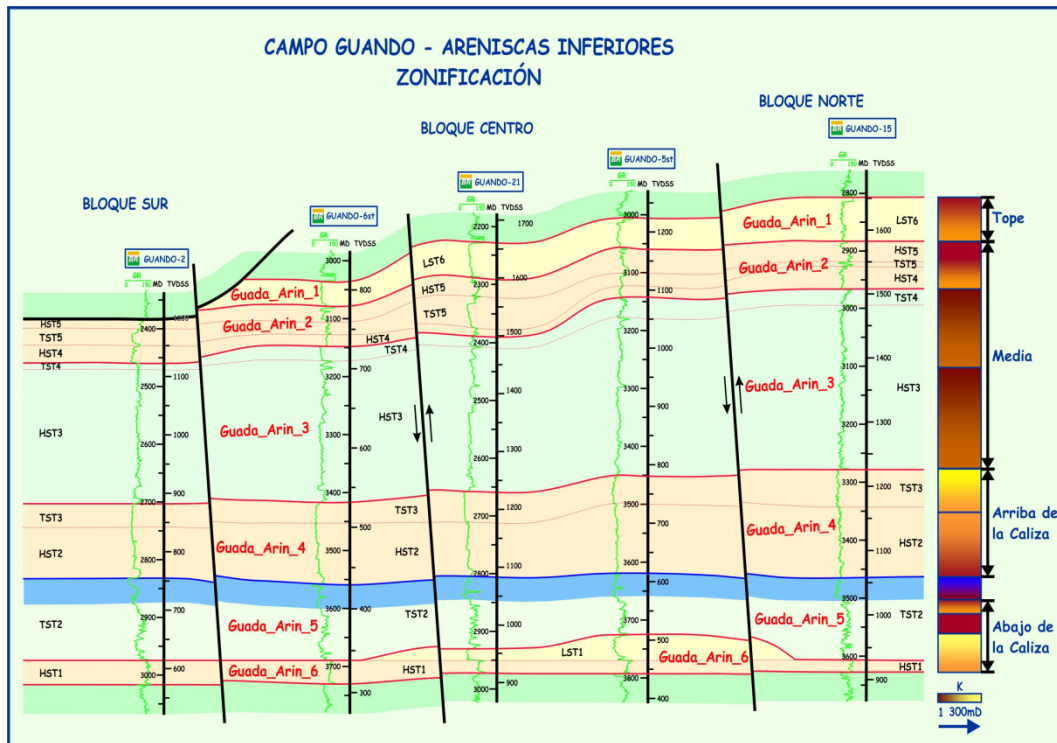
Figura 2-3: Información de corazones



Fuente: Petrobras Colombia Limited

La figura 2-3, muestra la información de corazones, en donde se observa una correlación entre la porosidad y la permeabilidad.

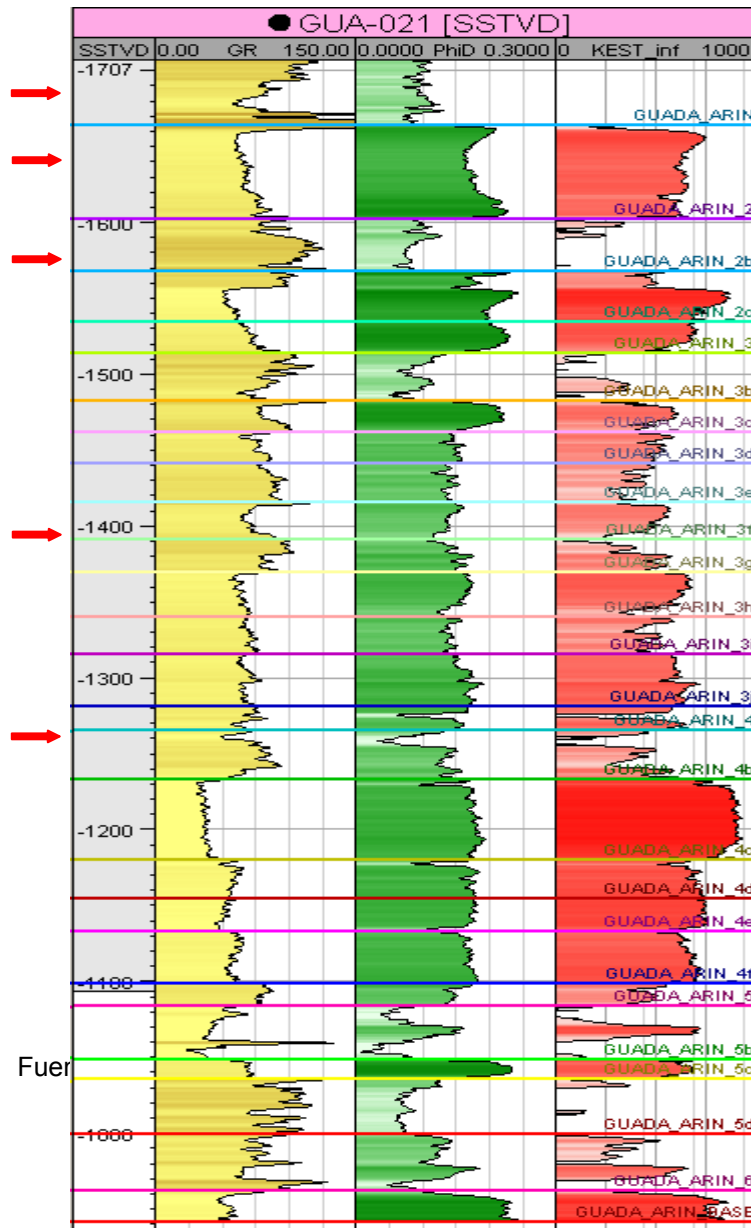
Figura 2-4: Campo Guando-Areniscas inferiores



Fuente: Petrobras Colombia Limited

La figura 2-4, muestra una correlación entre algunos pozos del campo Guando, correspondiente a las areniscas inferiores. Como se observa en la figura las arenas tienen buena continuidad a lo largo del yacimiento.

Figura 2-5: Registro tipo



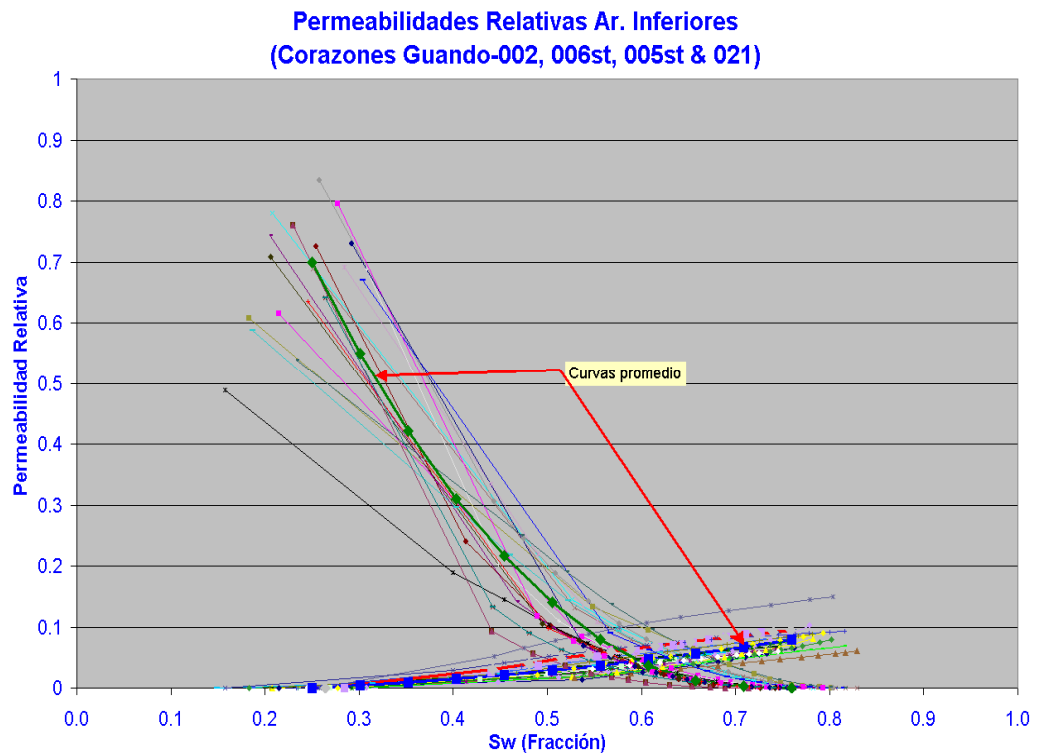
Fuente: Petrobras Colombia Limited

La figura 2-5, muestra el registro tipo del campo, donde se pueden observar las diferentes arenas que presenta el yacimiento.

2.3.2 Fluidos. El campo produce crudo con gravedad API entre 27-29°, 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.

a) Propiedades del crudo:

Figura 2-6: Permeabilidades relativas de las areniscas inferiores



Fuente: Petrobras Colombia Limited

La figura 2-6 corresponde a las permeabilidades relativas del campo Guando, mostrando la curva promedio de permeabilidad relativa.

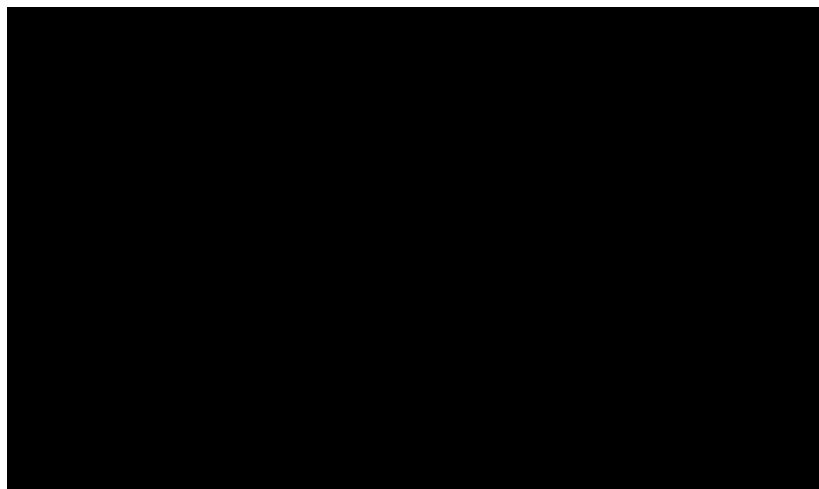
Este crudo se presenta una composición típica de un crudo de aceite volátil con las propiedades respectivas.

2.4 HISTORIA OPERACIONAL

El campo Guando fue descubierto en el año 2000 por la compañía Petrobras Colombia Limited, en asociación con las compañías Nexen y Ecopetrol, bajo el contrato de asociación Boquerón.

El campo se descubrió con el pozo GUANDO-001, en Febrero del año 2000, luego se perforó el pozo GUANDO-002, en Mayo del mismo año, la profundidad media de los pozos es de 3500 pies, 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.

Figura 2-7: Presiones MDT



Fuente: Petrobras Colombia Limited

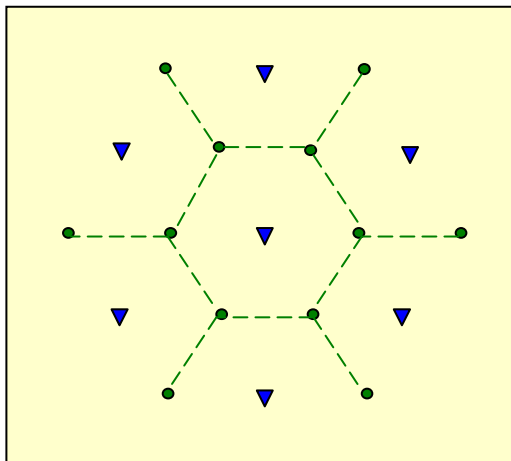
La figura 2-7, muestra las presiones tomadas de las pruebas MDT, se observan presiones muy bajas entre 100 y 120 psi.

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, 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 mas 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 inyectoros, de los cuales diez son pozos inyectoros periféricos y el resto son pozos inyectoros "in fill". El patrón de inyección seleccionado fue el de siete puntos invertido como lo muestra la siguiente figura 2-8.

Figura 2-8: 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 recomendado actualmente es de 68000 BWPDP.

Actualmente el campo Guando cuenta con localizaciones (islas de pozos), líneas troncales de flujo, estación de producción, separación y tratamiento de crudo, agua y gas; líneas de inyección de agua, estación de captación de agua en bocatoma del río Sumapaz, tratamiento secundario e inyección de agua, gasoducto para suministro de gas al campo en caso de necesitarse, ya que el campo se autoabastece de energía utilizando el gas producido en el mismo, oleoducto para transporte y venta, acueducto, además de casino, oficinas y áreas de vivienda para el personal que labora en dichas instalaciones.

Figura 2-9: Fotografía aérea campo Guando



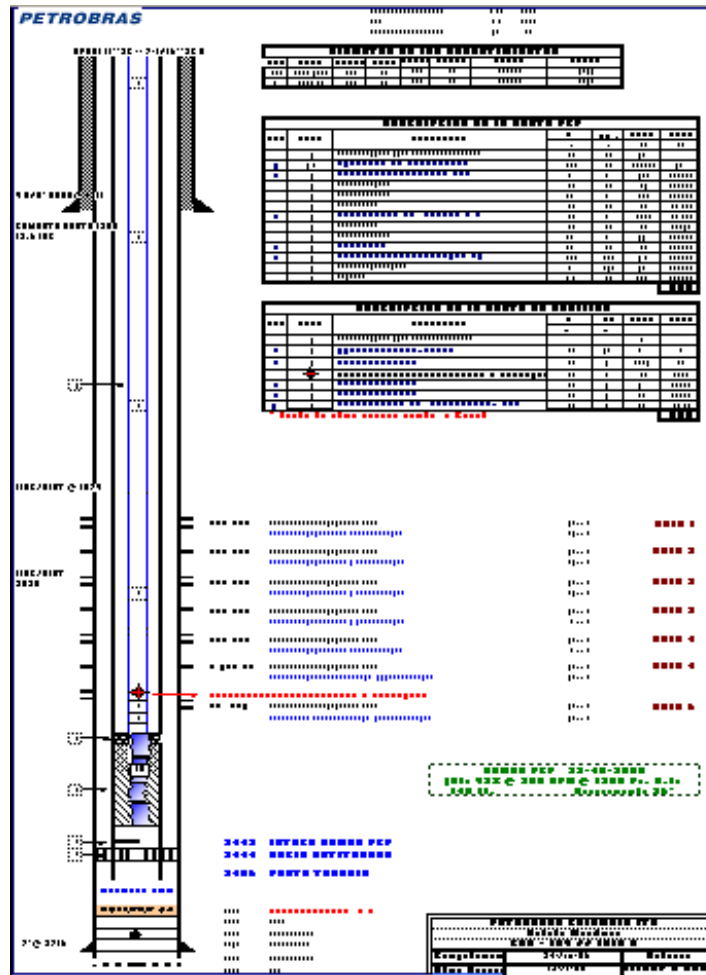
Fuente: Petrobras Colombia Limited

La figura 2-9 corresponde a una fotografía aérea del campo Guando en la cual se observan las facilidades de producción.

En cuanto a las facilidades de producción que tiene el campo Guando, estas se han conceptualizado de acuerdo a los planes de desarrollo y los pronósticos de producción de fluidos, inherentes a la inyección de agua.

A continuación se muestra el completamiento tipo de los pozos del campo Guando.

Figura 2-10: Completamiento tipo



Fuente: Petrobras Colombia Limited

El completamiento tipo de los pozos del campo Guando consta de cañoneos selectivos por unidad y estimulación con fracturamiento hidráulico.

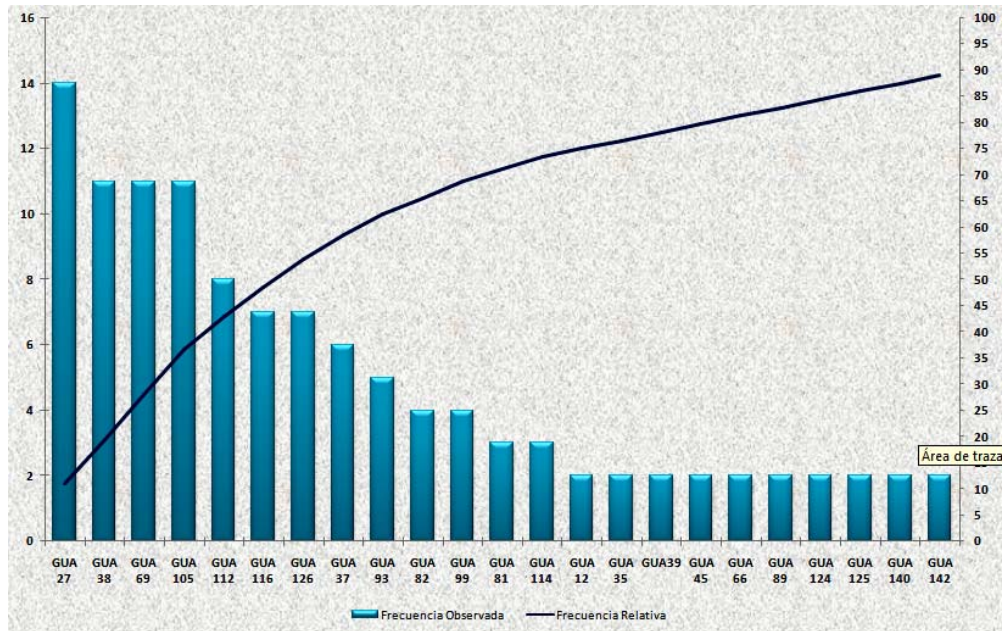
3. POZOS CON PROBLEMAS DE CORROSIÓN EVENTUAL Y CRÍTICA EN EL CAMPO GUANDO

El campo Guando fue descubierto en el año 2000 con el pozo GUANDO-001, en Febrero del mismo año. Luego se perforó el pozo GUANDO-002, en Mayo de este año. La comercialidad del campo se otorgó en Junio del año 2002. Las primeras evidencias de intervenciones por corrosión en el campo Guando, se presentaron en diciembre de 2002 en los primeros pozos.

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 este se puede encontrar los trabajos extras de mantenimiento e incluso trabajos de mejoramiento para incrementar la producción.

El diagrama de Pareto es una herramienta útil en la industria, de manera que se puedan asignar un orden de prioridades para determinar la frecuencia de los problemas en campo y centralizar los esfuerzos para solucionarlos. En esta figura (ANEXO A), se organizaron los diferentes pozos del campo por orden descendente, de izquierda a derecha por medio de barras sencillas después de haber reunido los datos para calificar las causas.

Figura 3-1: Pozos Críticos en Diagrama de Pareto.



Fuente: Producción de los Autores³

En la Figura 3-1 se seleccionaron los 23 pozos con mayor número de intervenciones por rotura de varilla, según la historia operacional del campo de un total de 37 pozos con este tipo de intervención. ANEXO A. La figura es muy útil al permitir 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 una acción correctiva sin malgastar esfuerzos.

A partir del análisis de esta gráfica se logro observar de manera general la distribución de las frecuencias de rotura de varillas, las cuales se destacan principalmente en los pozos GUA-027, GUA-038, GUA-069 y GUA-105.

³ Datos suministrados por PETROBRAS Colombia Limited, a Diciembre 1 de 2007.

La historia de pozos es una herramienta útil para la identificación de los problemas de corrosión más importantes en los pozos del campo Guando, sin embargo en los datos adquiridos de la figura 3-1, existen algunos pozos que a pesar de presentar alto número de intervenciones por rotura de varillas, no presentan problemas por corrosión. Estos serán descartados en el desarrollo de este trabajo, ya que los problemas que presentan son originados por movimientos tectónicos en la isla donde se ubican.

3.1 DISTRIBUCIÓN DE LA CORROSIÓN EN EL CAMPO GUANDO POR ISLAS.

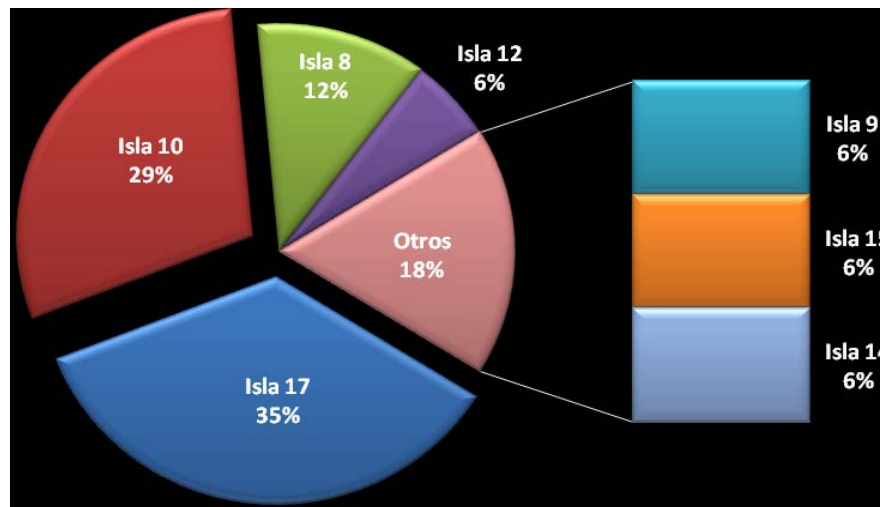
Los problemas de corrosión comienzan a presentarse en la historia del campo tan solo 6 meses después de su inicio de explotación económica en el año 2002. Sin embargo los problemas aumentan a partir del año 2006, debido al incremento en costos de operación y mantenimiento de los pozos tomando en cuenta el número de intervenciones por corrosión destacándose 1 sola intervención en el 2002 y 11 intervenciones en el año 2006. Este problema no se mitigó para Diciembre de 2007 (Cuando fue recopilada la información en la empresa), lo que generó un aumento gradual en el número de intervenciones en los pozos del campo y consecuentemente un aumento en los costos por intervenciones.

La información obtenida de la historia de pozos del campo, se encontraron los siguientes pozos con problemas de corrosión en el año 2006: **GUA-035, GUA-041 iny, GUA-046, GUA-071, GUA-073, GUA-082, GUA-096, GUA-102**. En el año 2007 se encontraron 12 pozos con problemas de

corrosión, **GUA-005, GUA-019, GUA-039, GUA-067, GUA-069, GUA-073, GUA-082, GUA-089, GUA-93, GUA-101, GUA-102, GUA-105, GUA-112 y GUA-133**; observando que los pozos **GUA-082, GUA-073 y GUA-102** ya habían presentado evidencias de corrosión en el año anterior.

Los pozos **GUA-069, GUA-102, GUA-082 y GUA-073**; manifiestan un nivel de intervenciones por corrosión crítica, 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. Teniendo en cuenta que los pozos en el campo se encuentran distribuidos por islas, las intervenciones por corrosión más frecuentes se presentan en la figura 3-2.

Figura 3-2: Intervenciones por corrosión en islas del campo.



Fuente: Producción de los Autores.

Los problemas por corrosión más críticos están en las islas 17 y 10 debido a que tienen un porcentaje de 35% y 29% de las intervenciones totales respectivamente. Las islas 08 y 12 representan un 12% y 6% de las

intervenciones totales respectivamente. En las islas 09, 14 y 15 las intervenciones de cada isla corresponden a un 6%, con pozos que presentan corrosión eventual.

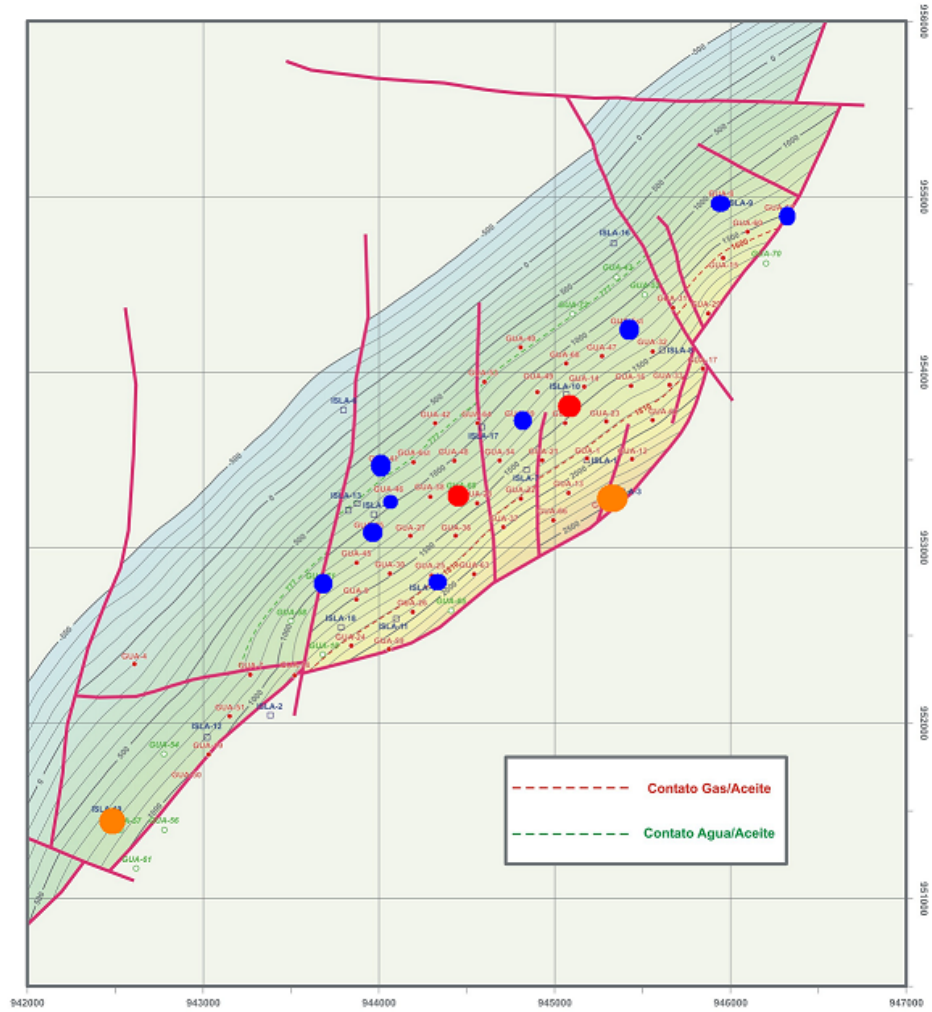
El porcentaje registrado en las islas 10 y 17, da un indicio del nivel de corrosión crítico que se presenta en estas islas. Estos porcentajes resultan del número de intervenciones registrados en los pozos GUA-082, GUA-101 y GUA-102 para la isla 10, así como GUA-069 y GUA-073 en la isla 17.

En la isla 8 se presenta un caso inusual, debido a que el pozo GUA-005 tiene una sola intervención por corrosión en el año 2007, por lo cual se clasifican como pozos con nivel de corrosión eventual, sin embargo el pozo GUA-133 perforado y completado en agosto de 2007 registra la primera intervención por corrosión en diciembre de 2007. Esto quiere decir que la isla debe ser estudiada más a fondo.

3.2 MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE CORROSIÓN EN ISLAS

La distribución de la corrosión en el campo, analizada a partir del mapa estructural a nivel del tope de las areniscas inferiores. La figura 3-3, muestra que la corrosión se focaliza entre el contacto agua aceite y el contacto aceite gas, indicando que factores como el corte de agua en los pozos, gases en solución, y otras características fisicoquímicas y de PVT del crudo puedan influenciar la corrosión.

Figura 3-3: Distribución de la corrosión en mapa estructural



Fuente: Petrobras Colombia Limited

3.3 ESTUDIO DE LA HISTORIA DE INTERVENCIONES POR CORROSIÓN EN LOS POZOS

Tabla 3-1: Historia de Intervenciones a pozo por corrosión año 2006.

POZO	ACTIVIDAD	DÍAS DE INTERVENCIÓN	FECHA
GUA-035	Partida S.R. empalma rotor @ 1' pin sup. I13 partida.	1.5	Dic./06
GUA-041iny	El 30 de Julio de convirtió a inyector y completándolo con la sarta de inyección se encontró que la antigua sarta tenía 31 varillas chatarra, que por su avanzado desgaste no eran aptas para reutilización.	1	Ago./06
GUA-046	Este tubing presento desgaste por rozamiento y eventual corrosión, con colapso del revestidor.	58	May, Jun, Jul/06
GUA-071	Se sacó la sarta de varillas encontrándose 24 varillas en muy mal estado por corrosión.	3.7	Ago./06
GUA-073	WO rotura tubería, I17	2.1	Ene/06
	Se sacó bomba PCP y encontró tubos 93 y 94 rotos @ 2948' y con corrosión severa localizada. Se bajó bomba PCP nueva. Se encontró rotura de 21 varillas por corrosión.	1.8	Sep/06
GUA-082	Se sacó sarta de bomba ESP. Se encontró Scale de siderita, en la pared externa en últimos 8 tubos y en el BHA de la bomba.	2.5	Dic/06
GUA-096	Se encontró la última varilla partida por el pin, cuellos 93-98 con corrosión severa.	7.0	Abr/06
	Se encontró presencia de corrosión y un orificio en el cuello de producción #100.	3.3	Dic/06
GUA-102	Fuera de servicio por cambio a varilla continua. Se encontraron 26 varillas finales con presencia de scale – corrosión.	2	Jul/06
	Rotura de rotor de bomba PCP @1' del extremo superior. (Presencia de Corrosión).	2.8	Dic/06

Fuente: Historia de Pozos Campo Guando Petrobras Colombia Limited.

En el año 2006 se reportan varias intervenciones por corrosión, esto significa que no se trató el problema adecuadamente para estos pozos.

Tabla 3-2: Historia de Intervenciones a pozo por corrosión año 2007.

POZO	ACTIVIDAD	DÍAS DE INTERVENCIÓN	FECHA
GUA-005	Saco sarta de varillas del pozo por rotura de la varilla No. 31 a 10 ft del pin inferior. Presenta corrosión, reemplazo 27 varillas.	0.5	Mar/07
GUA-019	Rotura de varilla No. 43. Varilla 9, 16, 30, 33 y 34 por corrosión severa.	1.4	Sep/07
GUA-039	Rotura de varilla continua a 563 ft de profundidad, presencia de corrosión.	1	Jun/07
GUA-067	Se saco la sarta de varilla continua mas rotor, evidenciando presencia de corrosión en la sarta	0.6	Ene/07
GUA-069	Saco sarta de varilla continua encontrando el pin end inferior del cuello de ganso roto por corrosión	0.3	Feb/07
	Saco sarta de pozo por rotura de la varilla continua a 1161 ft con presencia de corrosión.	0.7	Mar/07
	Saco sarta de pozo por rotura de la varilla continua a 1207 ft con presencia de corrosión.	0.8	Mar/07
	Saco sarta de pozo por rotura de la varilla continua a 1185 ft con presencia de corrosión. Se reemplazaron 300 ft de varilla continua.	1	Mar/07
	Rotura de sheare coupling por corrosión	2.2	Jun/07
GUA-073	Hay presencia de corrosión a 3197 ft	4	Ago/07
GUA-082	Saco sarta de varilla continua rota a 2244 ft por corrosión.	1	Feb/07
	Saco barra lisa, pony rod y 1867 ft varilla continua, rotura a 1964 ft por corrosión.	1.8	Abr/07
	Saco sarta de varilla continua por rotura a 2150 ft, con presencia de corrosión.	11	May-Jun/07
GUA-089	Retiro sarta de varillas con presencia de corrosión	20	May-Jun/07
GUA-93	Partió Pin end. Presencia de corrosión	0.8	Feb/07
GUA-101	Tubo 93 con fuerte pitting en 3 partes.	3	Jul/07
GUA-102	Cambio 102 varillas finales por corrosión y scale	7.8	Ene/07
GUA-105	Se saco sarta de varilla continua por corrosión. Reemplazo Shear Coupling por uno nuevo.	1	Jul/07
GUA-112	Saco sarta de varilla continua por rotura a 2505 ft con presencia de corrosión	0.6	Jun/07
GUA-133	Desgaste externo en cuello y cuerpo e varillas, presencia de corrosión.	4	Dic/07

Fuente: Historia de Pozos Campo Guando Petrobras Colombia Limited.

3.4 POZOS CON NIVEL DE CORROSIÓN CRÍTICA

Los pozos GUA-069 y GUA-073 de la isla 17, GUA-102 y GUA-082 de la isla 10 se seleccionaron como pozos críticos, ya que presentan mayor número de intervenciones, y que al analizar registros visuales se detectan problemas de corrosión crítica por el estado avanzado de corrosión de los materiales utilizados en el pozo.

3.5 POZOS CON NIVEL DE CORROSIÓN EVENTUAL

Los pozos GUA-071 de la isla 18, GUA-093 de la isla 9, GUA-101 y GUA-112 de la isla 10 se seleccionaron como pozos con nivel de corrosión eventual, debido a que el número de intervenciones por corrosión no es tan elevado como el número de intervenciones para los pozos críticos.

4. CARACTERIZACIÓN DE LA CORROSIÓN “DOWN-HOLE” EN POZOS DEL CAMPO GUANDO

4.1 ANÁLISIS DE CORROSIÓN EN INTERVENCIONES A POZOS DEL CAMPO

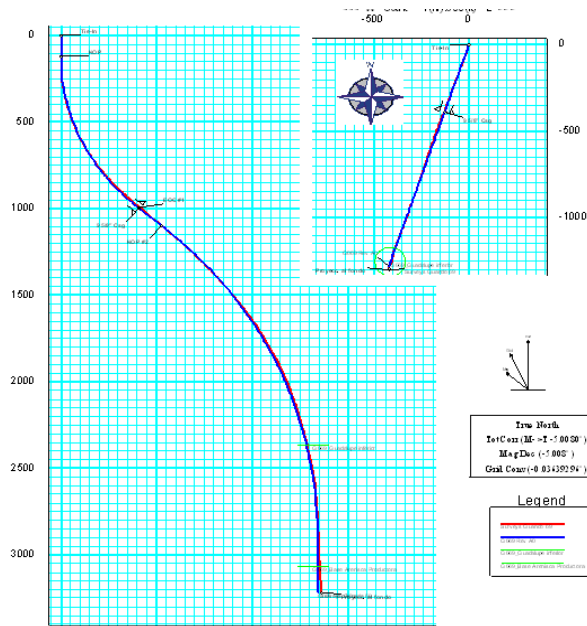
En el análisis de corrosión en los pozos del campo, se analizan los pozos seleccionados como pozos con nivel de corrosión crítica y eventual; estudiando su geometría, historia de intervenciones por corrosión y finalmente estudios metalúrgicos y registros visuales.

4.1.1. Pozos con Nivel de Corrosión Crítica.

- **Pozo GUA-069.** El pozo fue perforado en el bloque Boquerón desde la localización denominada isla 17. Inició perforación desde 20 de enero de 2004 hasta una profundidad de 3220 ft TVD, el ángulo fue levantando desde 1,73° a 163 ft de profundidad hasta un máximo de 47,39° a 1058 ft de profundidad, figura 4-1. La etapa de perforación terminó el 30 de enero de 2004.

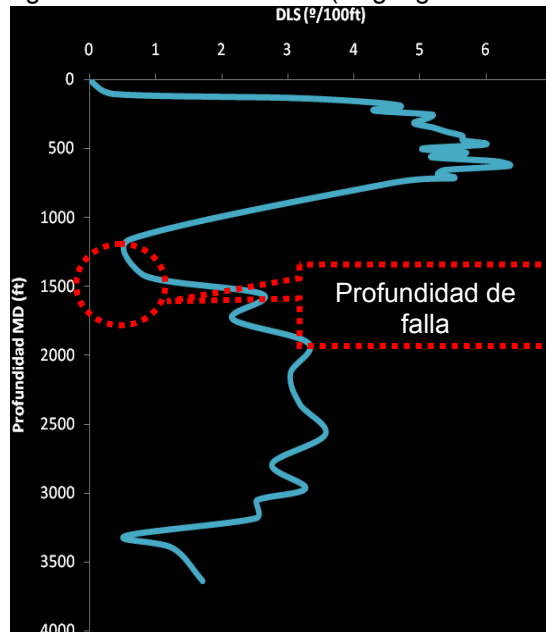
a) Geometría del pozo:

Figura 4-1: Geometría Pozo GUA-69



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-2: Grafica de DLS (Dog leg Severities)



Fuente: Producción de los autores⁴.

⁴ Información suministrada por PETROBRAS Colombia Limited

Este pozo tiene grandes desventajas a nivel operacional, debido a la heterogeneidad de la geometría de este. Esto da un indicio acerca del origen de los problemas por corrosión, debido a la fricción generada entre la tubería y las varillas del sistema de levantamiento artificial por la alta desviación del hueco, común en los pozos del campo.

b) Historia de intervenciones por corrosión en el pozo GUA-069

Las intervenciones obtenidas a partir de la historia del pozo evidencian fallas (Tabla 4-1) en el intervalo de 1161 ft a 1207 ft de profundidad Figura 4-2. Sin embargo los DLS en este intervalo de profundidad no son tan marcados como para ocasionar problemas críticos de corrosión por fricción. Por esta razón es necesario estudiar la evidencia física tomada del pozo en las intervenciones y de esta forma, determinar el tipo de corrosión que afecta al pozo.

Tabla 4-1: Historia de intervenciones pozo GUA-069, año 2007

FECHA	PIEZA	AVANCE	PROFUN (FT)	DOGLEG (°/100FT)	RUN LIFE BOMBA PCP
Feb-22	Cuello Ganso	Rotura Pin Inf			245 días
Mar 3-5	Corod	Rotura varilla	1207'	0.94°-1.16°	
Mar 21-22	Corod	Rotura varilla	1161'	0.60°	
Mar 25-26	Corod	Rotura varilla	1185'	0.60°-0.94	
Jun 1-3	Shear Coupling	Rotura de SH C	3259'		

Fuente: Producción de los autores⁵.

⁵ Información suministrada por PETROBRAS Colombia Limited.

c) Inspección visual de muestras pozo GUA-069

En la primera intervención en este pozo, se observó que el problema fue ocasionado por la rotura del pin end de la varilla continua. Este en superficie muestra corrosión.

Figura 4-3: Cuello de ganso saliendo de bodega.



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-4: Muestra rotura Pin end



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

Figura 4-5: Rotura por fatiga asistida por corrosión.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

El Pin end de la COROD presenta mecanismo de falla por tensión y fatiga, por la reducción del diámetro en la zona transversal en el punto de fractura. Figura 4-5.

El examen visual de la superficie de la fractura revela una pequeña grieta semielíptica por fatiga de esfuerzo. La falla por tensión es secundaria y resulta en el aspecto inusitado de la superficie de fractura con la parte pequeña de fatiga.

La fractura del Pin end es una falla por fatiga torsional de la bomba de cavidades progresivas (PCP). Las marcas de trinquete encontradas en la parte grande de fatiga, circundan completamente la superficie de la fractura en que se muestra la parte de desgarradura pequeña por tensión un poco fuera del centro medio. Se evidencian productos de corrosión en la superficie de la fractura, lo que podría haber iniciado la ruta de fractura del pin end. Figura 4-5.

Físicamente la corrosión también está presente en la varilla continua del sistema de levantamiento artificial, lo que explica el reemplazo y chatarrización de 300 ft de varilla continua, extraída de este pozo del intervalo de 1035 ft a 1335 ft de profundidad (Figura 4-6). Adicionalmente, este problema se presenta en el mismo intervalo de 1161 ft a 1207 ft de profundidad (Figura 4-2) analizado anteriormente.

Figura4-6: Corrosión en varilla continua (Corod)



Fuente: Petrobras Colombia Limited

La tubería de este pozo muestra problemas de corrosión en su registro histórico, pues en el año 2004 se realizaron pruebas de Tuboscope por la firma Brandt de Colombia, donde se concluyó que la totalidad de las juntas inspeccionadas (101 juntas) debieron retirarse de operación. 17 juntas chatarras presentaron hilos mellados y espacio de reparación corto para realizar una conexión, 84 juntas presentaron corrosión severa interna en toda su longitud, con espesores de pared por debajo del 70% del nominal.

Aunque fue implementado un tratamiento de inhibición química por bacheo en el pozo, este problema sigue presentándose actualmente según las últimas muestras tomadas (Fig 4-7 a 4-9). Lo anterior indica que el tratamiento químico no ha sido eficiente en reducir las intervenciones a este pozo, y si se ha incrementando los costos operacionales.

Figura 4-7: Muestra de tubería GUA-069



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-8: Muestra de corrosión en pin.



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-9: Muestra de Corrosión severa en pin



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Debido a la discontinuidad del flujo que se puede presentar en las uniones Box-pin de la tubería de producción la corrosión por erosión pudo ocurrir por líquidos o gases en movimiento con o sin partículas abrasivas. Figura 4-8.

El CO₂ genera una escama de carbonato de hierro como subproducto de su corrosión. Esta escama reviste las varillas de bombeo y retarda la tasa de penetración de la corrosión que tiende a disminuir la velocidad de corrosión. Sin embargo, este depósito fue agrietado continuamente por un movimiento de flexión o eliminado por abrasión directamente relacionado con la velocidad del flujo en este tramo de tubería. La corrosión local agresiva continuó en la zona con la escama eliminada y dio lugar a una picadura profunda de corrosión. Figura 4-9.

Entre otras muestras analizadas se detectaron fallas de operación en el shear coupling de la sarta de varillas y en el rotor de la bomba PCP (Progressive Cavity Pump) Fig 4-10 a 4-14.

Figura 4-10: Muestra Shear Coupling GUA-69



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Figura 4-11: Area del Clutch de shear coupling con corrosión



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Figura 4-12: Cuerpo del pin de shear coupling



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Figura 4-13: Cabezal de Rotor Bomba PCP GUA-069



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Se identificó a partir de las muestras una forma de corrosión por picado en las mandíbulas, clutch y cuerpo del rotor; así como daños por desgaste o fricción con la tubería. Se tomaron medidas a la muestra de shear coupling obteniendo un diámetro mínimo externo del box de 1.983 in (50.4 mm) y un grosor de mandíbula de 1.493 in (37.9 mm). Comparando con las medidas estándares de fabricación que tiene esta pieza de diámetro externo del box de 2.040 in (51.8 mm) y grosor de mandíbula de 1.439 in (36.6 mm) se puede aseverar que se redujo el diámetro externo en 2.8% del valor nominal. Esto indica que la corrosión ha venido desgastando las paredes de la pieza hasta su falla.

Figura 4-14: Muestra de rotor con evidencia de corrosión.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Estas muestras se enviaron a análisis de laboratorio a Weatherford Corod Products & Services Canada por medio de la empresa Petrobras Colombia Limited (ANEXO C); con el fin de determinar la razón de la falla de estas piezas. Estas pruebas llevaron a concluir que la falla del sheare coupling y rotor de la bomba; ocurrió por fatiga debido a esfuerzos de flexión y tensión, asistida por los daños generados por corrosión.

Las pruebas no destructivas arrojaron los siguientes resultados:

Tabla 4-2: Resultados pruebas No destructivas.

TESTING	RESULTS
Sulphides (S_2^-)	Negative
Carbonates (CO_3^{2-})	Positive
Chlorides (Cl^-)	Negative
Residual Inhibitor	Negative

Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Basado en los resultados de la prueba, el shear coupling y rotor se fracturaron debido a fatiga. Estos no presentaban defecto de fábrica, según los registros de pruebas de esfuerzos mecánicos realizadas por la empresa proveedora, como requisito para plan de control de calidad al lote de manufactura, con fecha de septiembre de 2006.

La evidencia de fractura y daño a las mandíbulas del shear coupling y el cuerpo del rotor, indican esfuerzos de tensión y flexión; lo cual dio como resultado la fractura de estos. La prueba de iones reveló la presencia de CO₂ en las áreas de la mandíbula, clutch y cuerpo del rotor.

Los esfuerzos de flexión y tensión asistidos por el daño generado por la corrosión, dio como resultado rotura por fatiga en las mandíbulas y cuerpo del rotor. Una vez la fractura comenzó los continuos esfuerzos mecánicos localizaron un alto estrés en la región donde la concentración geométrica de los esfuerzos es máxima.

d) Análisis Metalúrgico:

- **Inspección visual previa:** La varilla presenta zonas de ataque por corrosión en la mayor parte de la superficie, así como una zona de desgaste por rozamiento en la parte de la barra denominada inferior. En la figura 4-15 y 4-16 muestran las secciones de la barra.

En la figura 4-15 se presentan marcas por rozamiento, mientras que en la figura 4-16 se evidencia corrosión.

Figura 4-15: Muestra 1 de varilla de acero al carbono, GUA-069



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-16: Muestra 2 de varilla de acero al carbono, GUA-069



Fuente: Petrobras Colombia Limited

En las figuras 4-17 y 4-18, no presenta a simple vista ninguna evidencia externa que pueda relacionarse con la causa de la falla.

Figura 4-17: Pin End , GUA-069



Fuente: Petrobras Colombia Limited

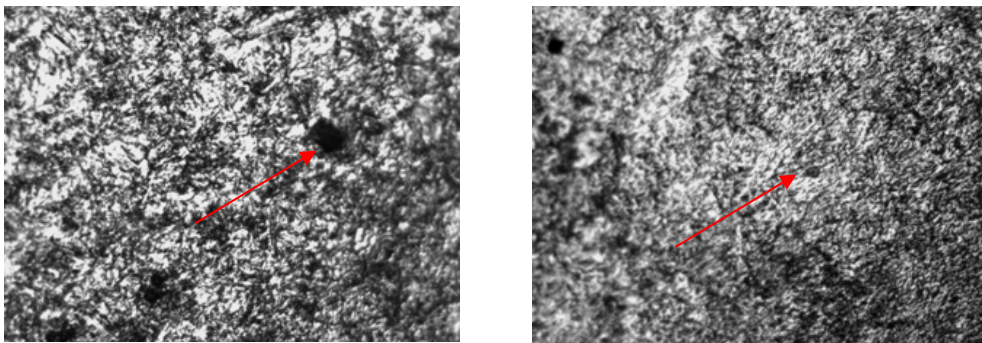
Figura 4-18: Pin End , GUA-069



Fuente: Petrobras Colombia Limited

- **Análisis metalográfico:** Un análisis microscópico metalográfico de algunas zonas seleccionadas de la barra, permite evidenciar una estructura bainítica, debido a la disolución de la ferrita causada por los elementos aleantes como el Cromo, Níquel, Vanadio. Además se presentan inclusiones de tipo no metálico como se observa en figura 4-19, una microfotografía del material original.

Figura 4-19: Microestructura. (Bainita) 500X

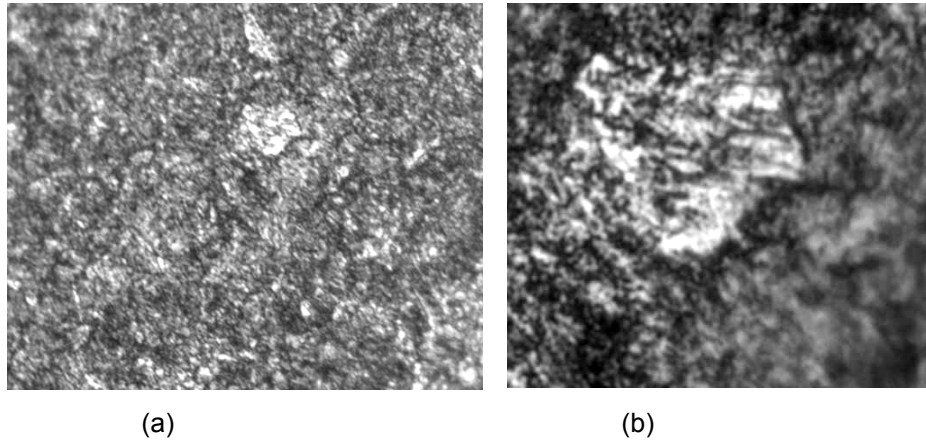


Fuente: Petrobras Colombia Limited

En la zona seleccionada del pin end (Figura 4-17 y 4-18), se evidencia la estructura típica de un acero al carbono de baja aleación AISI/SAE 1020,

se observa la presencia de las fases ferrítica y perlítica, tal y como se evidencia en la figura 4-20.

Figura 4-20: Microestructura del pin end. Fases presentes ferrita y perlita. (a) 200X, (b) 1000X.



Fuente: Petrobras Colombia Limited

- Análisis de composición química:** Para verificar e identificar el tipo de acero, se realizó un análisis químico de la varilla (figura 4-15 y 4-16), por espectroscopia de emisión de chispa. En la tabla 4-3 se presenta la composición elemental encontrada en la varilla (promedio elemental).

Tabla 4-3: Reporte de composición química para el material de la varilla(promedio elemental).

C	Mn	P	S	Si	Cr	Ni	Mo	Cu	Sn	Al
.2078	.4915	.0159	.0071	.2253	1.9003	.0232	.159	.2354	.0035	.0194

Nb	V	W	Ti	As	Co	Pb	Ca	Base
.0014	.0076	.0052	.0110	.00163	.00442	-.0011	.00028	96.681

Fuente: Petrobras Colombia Limited

Según esta composición el material se clasifica como acero de designación especial de fabricante (AISI/SAE) 4120M. El contenido de cromo, le produce al material un incremento considerable en la resistencia mecánica así como a la dureza, debido a que este elemento es agregado para ofrecer protección contra la corrosión. El Niobio presente confiere a la microestructura un afinamiento de grano.

En el análisis químico del pin end, la composición del material, clasifica el acero del pin end, como acero (AISI/SAE) tipo 1020. Tabla 4-4

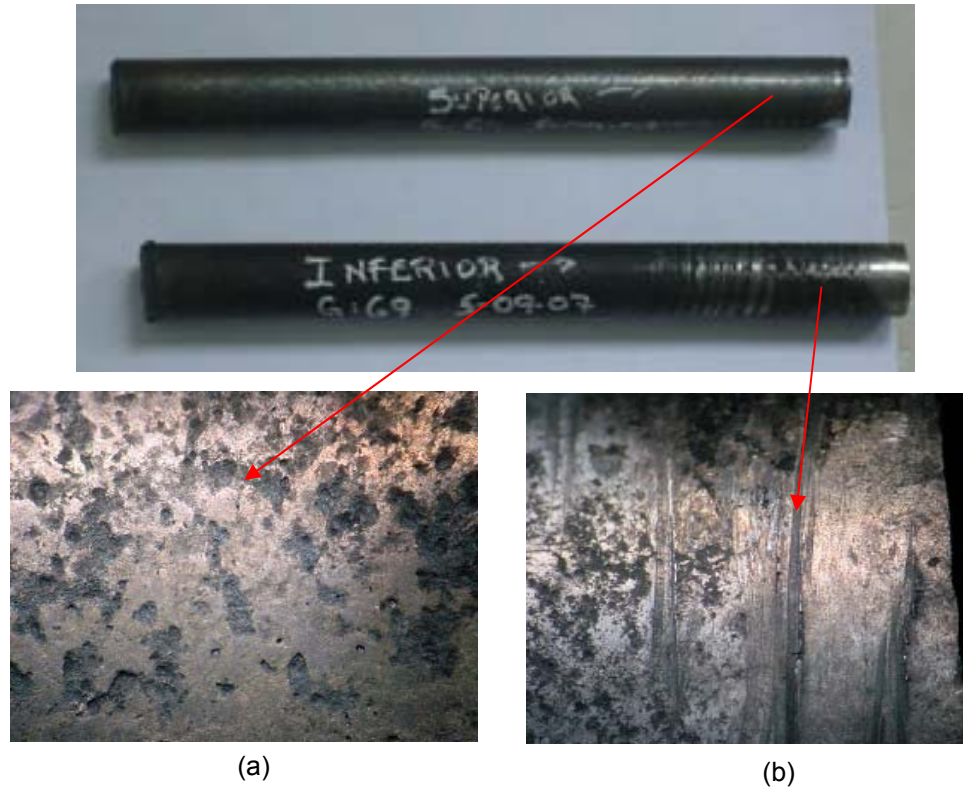
Tabla 4-4. Reporte de composición química para el material del pin end (promedio elemental).

C	Mn	P	S	Si	Cr	Ni	Mo	Cu	Sn	Al
.0199	.5059	.0112	.0043	.2236	1.88	.0139	.162	.241	.002	.016

Fuente: Petrobras Colombia Limited

- **Determinación del tipo de falla:** En la figura 4-21, se puede observar la superficie de la barra que evidencia formación de picaduras óptimas en la incubación de microgrietas que producen la falla del material. Además de marcas por rozamiento. En la figura 4-22 se puede apreciar la superficie de fractura, correspondiente a la fractura de tipo frágil. En la zona 1 se evidencia el inicio de la falla a gran velocidad con una rugosidad media, y su posterior propagación, mostrando una zona de menor rugosidad llegando a la zona 2 donde la fractura es de tipo frágil debido a la incapacidad del material de soportar el esfuerzo.

Figura 4-21: (a) Picaduras adyacentes a la zona de fractura, (b) Aspecto de formación de entallas por rozamiento.

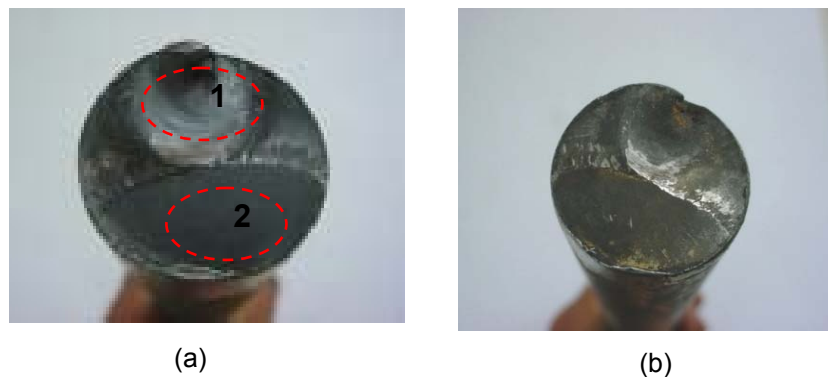


(a)

(b)

Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-22: Morfología de la zona de fractura. (a) Sección superior, (b) sección inferior.



(a)

(b)

Fuente: Petrobras Colombia Limited

- **Ensayo de tracción:** Se realizó un ensayo de esfuerzo mecánico con el fin de determinar las propiedades mecánicas del material. Para el ensayo de tracción se maquinó la probeta según especificaciones de norma ASTM 370 E-8 (Figura 4-23). Los resultados obtenidos muestran una resistencia a la tracción de 49,5 KN. Lo cual confirma que este material posee una alta resistencia a la tracción debido al contenido de cromo que aumenta tanto su resistencia mecánica como su dureza.

En la figura 4-24 se observa la morfología de la fractura dúctil tipo roseta de la probeta, típica del ensayo para materiales con elementos aleantes.

Figura 4-23: Probeta de tracción



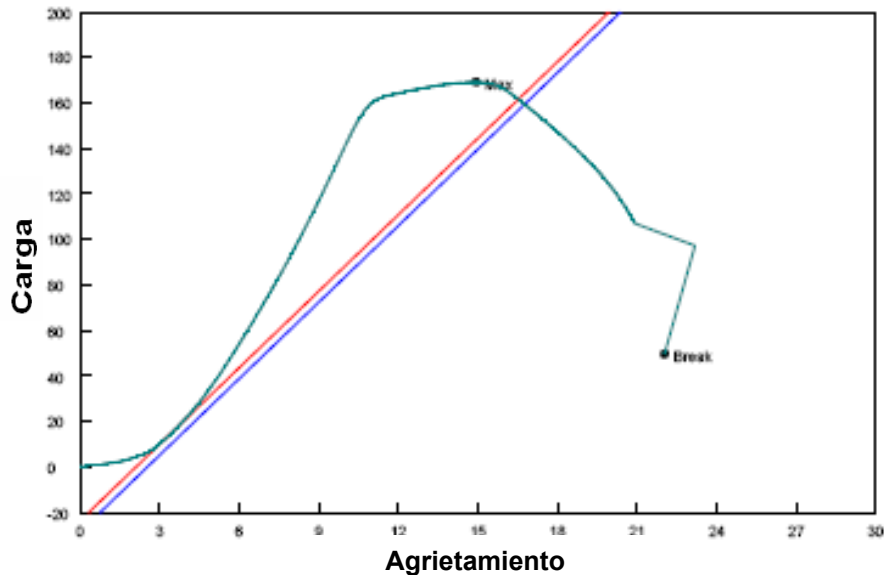
Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-24. Superficie de fractura tipo dúctil. "roseta"



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-25: Reporte ensayo de tracción.



Fuente: Petrobras Colombia Limited

El análisis de la fractura de la barra deduce que ésta falló debido al efecto combinado de picaduras por corrosión que son óptimas en la incubación de microgrietas que funcionan como concentradores de esfuerzos y sobrecarga en torsión a la que es sometida la barra. El estado metalúrgico de la barra, la presencia de concentradores de esfuerzos y una condición de operación de exigencia mecánica determinaron la falla violenta de la barra. Figura 4-25.

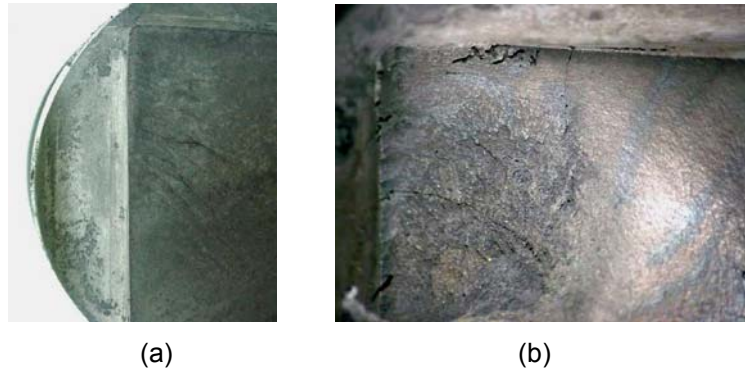
El tipo de falla que presenta el material del pin end (es de tipo frágil, la apariencia de la falla se presenta en las figuras 4-26 y 4-27.

Figura 4-26: (a) Morfología de la superficie de fractura. Zona de inicio de la falla **I** y zona de rotura final **T**.



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-27: (a) Ampliación de la zona de inicio de la falla, (b) Ampliación de la zona de rotura final



Fuente: Petrobras Colombia Limited

En las figuras 4-26 y 4-27, se observa claramente los dos tipos de superficie de fractura. En este caso la zona de fractura dúctil ocupa aproximadamente el 80 % de la superficie, donde el proceso de desgarre

del material ocurrió de manera lenta, y el 20 % restante corresponde a una zona de desgarre repentino, característico de la fractura frágil asociada principalmente a la incapacidad mecánica de la sección restante de material se soportar los esfuerzos mecánicos a los que está sometido.

Figura 4-28: (a) Presencia de picaduras y microgrietas en la zona de la falla. (vista superior), (b) Vista lateral de la zona de propagación de la falla.



(a) (b)
Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-29: (a) Desgaste en la zona de inicio de la falla. (b) Microfisuras y picaduras en la zona de rotura final.



(a) (b)
Fuente: Petrobras Colombia Limited

En figura 4-28 se puede observar la presencia de picaduras y microfisuras, mecanismo por el cual fallo la pieza. En la figura 4-29 (a), se evidencia;

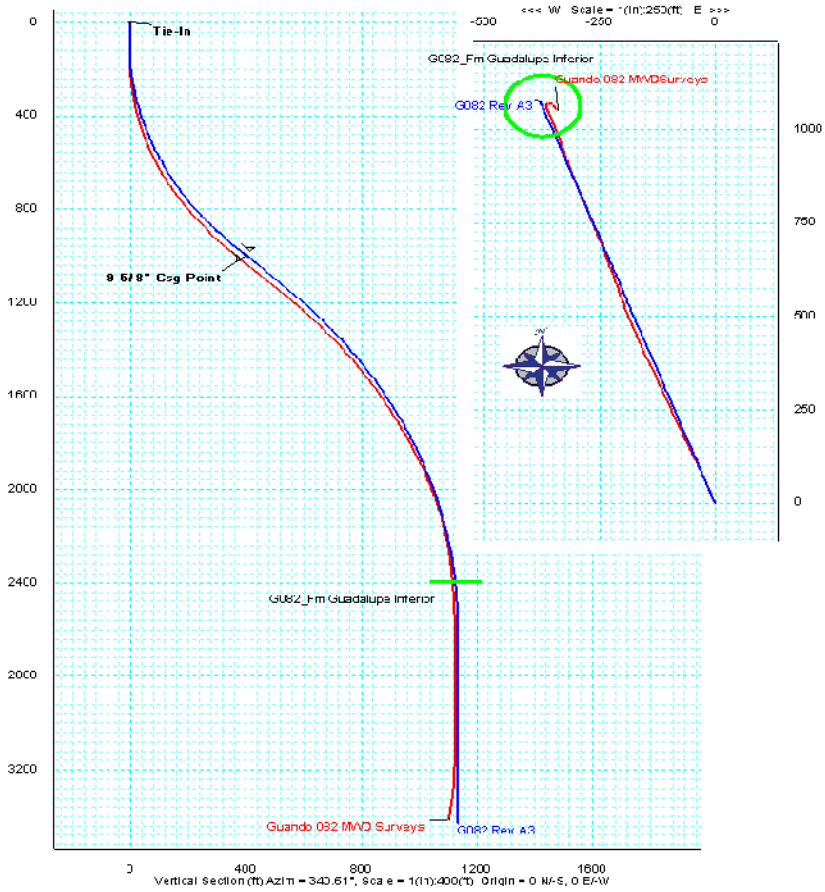
que en la zona de inicio de la falla hay un avanzado proceso de desgaste por corrosión. La figura 4-30 (a), corresponde a la zona de rotura final en la cual también, se puede observar picaduras y la propagación de microgrietas hacia el interior del material.

En conclusión, se observa pérdida de material debido a un proceso de corrosión, con presencia de microgrietas pero sin presencia de desgaste mecánico en la periferia de la pieza. En las microgrietas se incuban procesos de corrosión que llevan a fenómenos de propagación de la grieta al interior del material.

- **Pozo GUA-082.** El pozo fue perforado en el Bloque Boquerón desde la localización denominada Isla-10, inicio perforación el 9 de mayo de 2004. La profundidad total fue de 3746 ft MD (3412 ft TVD), el ángulo fue levantado desde 2.11° a 187 ft de profundidad, hasta un máximo de 45.96° a 1342 ft de profundidad. En los intervalos abiertos la desviación es menor de 5°.

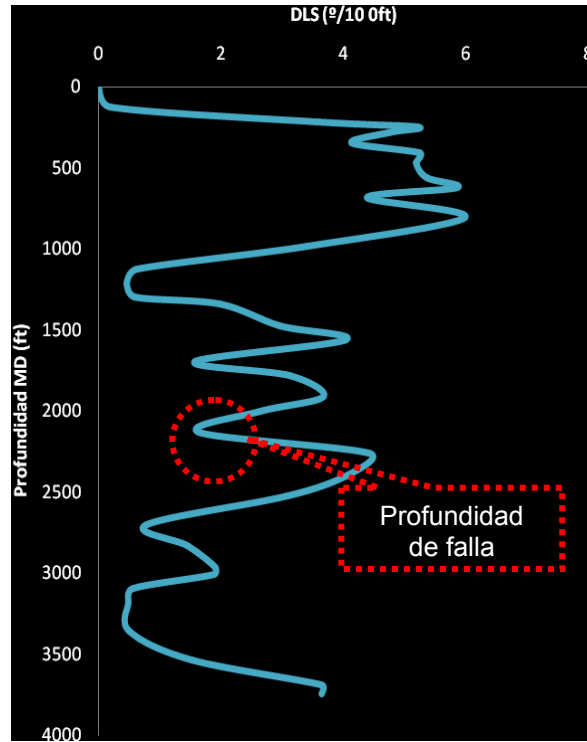
a) Geometría del pozo

Figura 4-30: Geometría de pozo GUA-082



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-31: Grafica de DLS (Dog leg Severities)



Fuente: Producción de los Autores⁶

b) Historia de intervenciones por corrosión en el pozo GUA-082:

Tabla 4-4: Historia de intervenciones pozo GUA-082, año 2007

FECHA	PIEZA	AVANCE	PROFUN. (ft)	DOGLEG °/100 ft	R.L BOMBA
feb-07	Corod	Corod partida	2244'	3.39°-4.42°	38 dias
Abr 21-23	corod	rotura corod	1964'	3.61°-2.50°	
May 30-Jun 9	corod	Rotura varilla continua	2150'	1.64°-2.63°	

Fuente: Producción de los Autores⁷

⁶ Ibid., p.1

⁷ Ibid., p.2

Este pozo muestra una desventaja operacional por la alta heterogeneidad en la geometría. Las profundidades de rotura coinciden con un cambio de dirección de 1,64°/100 ft a 4,42°/100 ft, esto indicaría que la corrosión puede estar directamente influenciada por rozamiento de las varillas con la tubería.

c) Inspección visual de muestras pozo GUA-082

Figura 4-32: Presencia de corrosión en cable plano de ESP.

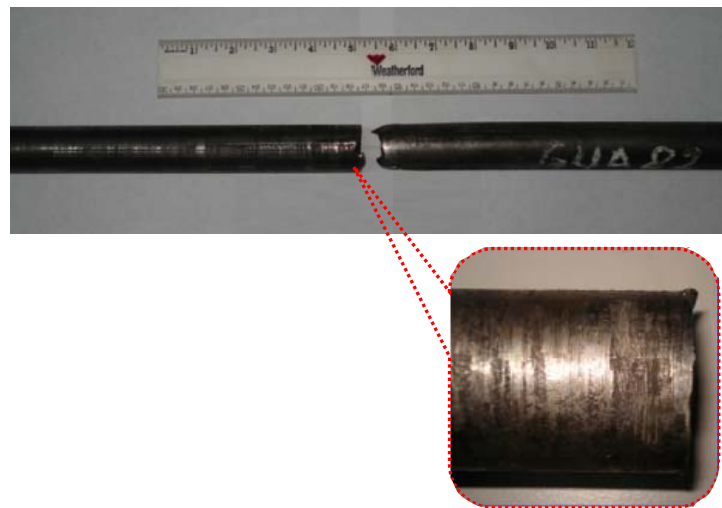


Fuente: Petrobras Colombia Limited

En el cambio de sistema de levantamiento artificial a este pozo se encontró presencia de corrosión en el equipo de bombeo electrosumergible (Cable plano ESP), que se retiró del pozo.

El ataque corrosivo ocurre en forma general sobre el cable plano de la bomba electro sumergible, es decir presenta corrosión de tipo general. Se encuentra en forma más o menos uniforme sin ningún área de ataque por corrosión localizada. La corrosión procede en forma uniforme alrededor de toda la superficie, notándose la depositación de productos de la corrosión como el carbonato de hierro, común en la corrosión por CO₂. Figura 4-33.

Figura 4-33: Presencia de Corrosión en la Corod vista ampliada.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Figura 4-34: Presencia de Corrosión en Corod vista frontal.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Los resultados de pruebas metalúrgicas realizadas a las muestra de varilla continua del pozo llevaron a concluir que la falla de la Corod o varilla continua; se debió a fatiga por esfuerzos de flexión y tensión, asistida por los daños causados por corrosión.

La falla por tensión se caracteriza por la reducción del diámetro de la zona transversal en el punto de fractura. Figura 4-34. Esta falla típica por tensión tiene mitades de fractura cónica, Figura 4-35. El cuerpo de la varilla es principalmente responsable de esta falla. El examen visual de la superficie de la fractura revela una pequeña grieta semielíptica por fatiga de esfuerzo. Esta varilla de bombeo tiene grietas preexistentes de fatiga tipo esfuerzo transversal, debido a esfuerzos en servicio. La falla por tensión es secundaria y resulta en el aspecto inusitado de la superficie de fractura con la parte pequeña de fatiga generada por la corrosión por CO₂.

Por diseño, las condiciones de elasticidad de la sarta de varilla están muy por debajo de los límites de la carga y torque operativos.

d) Análisis Metalúrgico

- **Inspección previa** : Los segmentos de varilla del pozo GUA 82 (figuras 4-35 a 4-37), presentan desgaste por rozamiento alrededor su eje y una zona de deformación en uno de los segmento de varilla causada al extraer la pieza después de la falla.

Figura 4-35: Aspecto de segmento de varilla del pozo GUA-082



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-36: Zona de desgaste por rozamiento.



Fuente: Petrobras Colombia Limited

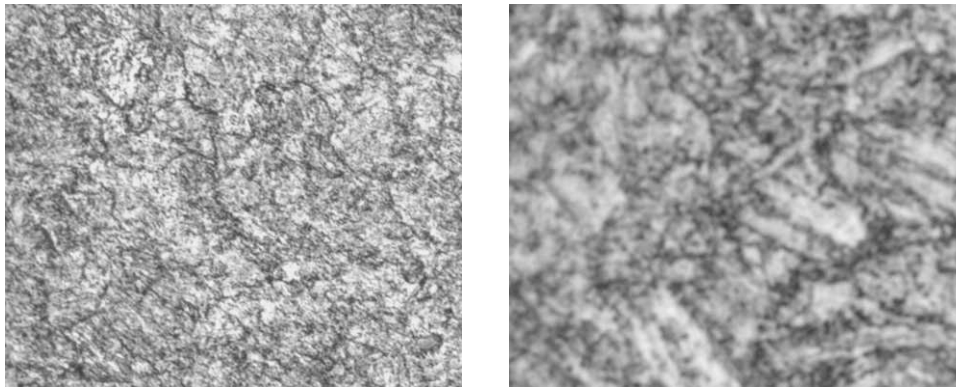
Figura 4-37: Superficies de fractura.



Fuente: Petrobras Colombia Limited

- Análisis metalográfico:** El análisis microscópico metalográfico de la zona seleccionada de la varilla, permite evidenciar la estructura típica de un acero al carbono de baja aleación AISI/SAE 1020, en los montajes realizados se observa la presencia de las fases ferrítica y perlítica, tal y como se evidencia en la microfotografía del material original, figura 4-38.

Figura 4-38: Microestructura de una muestra de la varilla (a). Fases presentes ferrita y perlita. 500X, (b) Fases presentes ferrita y perlita. 1000X



Fuente: Petrobras Colombia Limited

- Análisis de composición química:** Con el fin de identificar el tipo de acero, se realiza un análisis químico de la varilla, la tabla 4-5 presenta la composición elemental encontrada. El análisis se llevó a cabo con un espectrómetro de chispa.

Tabla 4-5: Composición química para el material del tubo (promedio elemental).

C	Mn	P	S	Si	Cr	Ni	Mo	Cu	Sn
.1814	.4958	.0115	.0058	.218	1.86	.016	.016	.230	.002

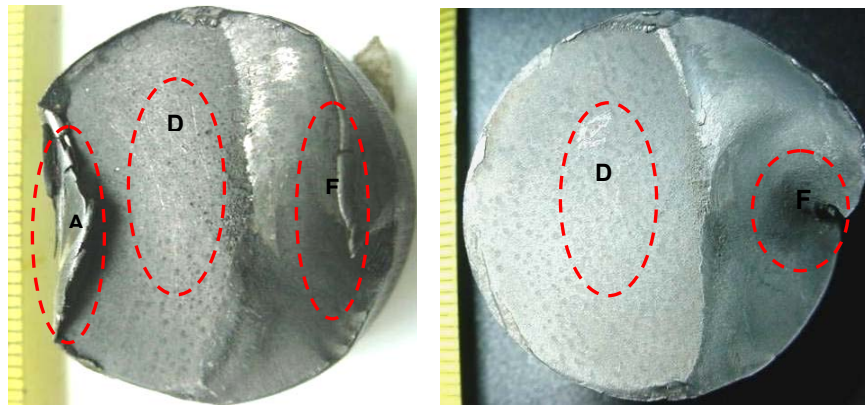
Al	Nb	V	W	Ti	As	Co	Pb	Ca	Bas
.032	.001	.0071	.0059	.012	.0021	.0042	0	0	96.74

Fuente: Petrobras Colombia Limited

Esta composición de material, clasifica el acero de la varilla, como acero (AISI/SAE) tipo 1020.

- **Determinación del tipo de falla:** El tipo de falla que presenta el material es de tipo frágil, la apariencia de la falla se presenta en las figura 4-40.

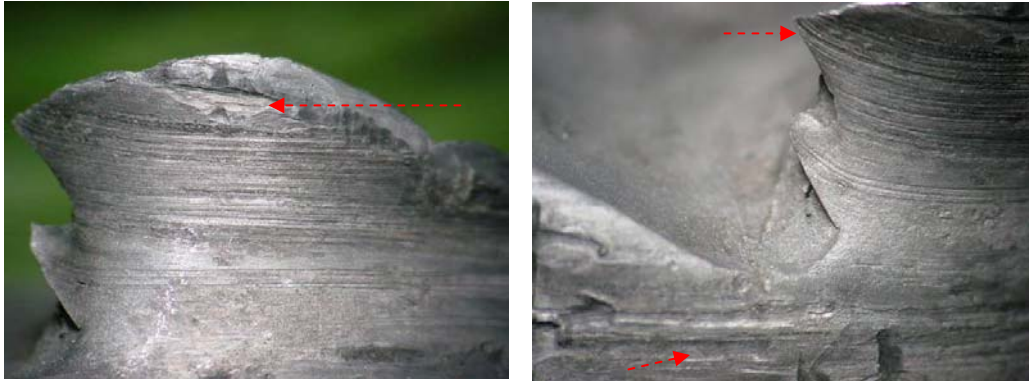
Figura 4-39: Morfología de la superficie de fractura



Fuente: Petrobras Colombia Limited

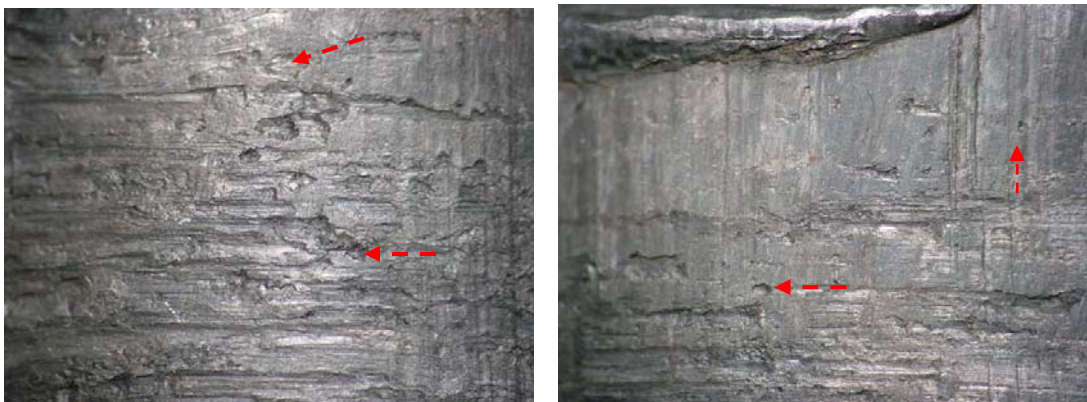
En la Figura 4-39, se pueden observa nuevamente los dos tipos de superficie de fractura. Aproximadamente el 60 % de la superficie corresponde a una fractura dúctil **D**, se presenta un desgarre repentino **F** (fractura frágil) asociada principalmente a la incapacidad mecánica de la sección restante de material se soportar los esfuerzos mecánicos a los que está sometido. Además se observa una zona de deformación **A**, ocasionada después de la falla.

Figura 4-40: (a) Aspecto del desgaste por rozamiento mecánico en la zona de la rotura, (b) Líneas de desgaste en la periferia de la varilla.



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Figura 4-41: (a) Incubación de picaduras a lo largo de las líneas de desgaste, (b) Picaduras presentes en la zona de la falla.



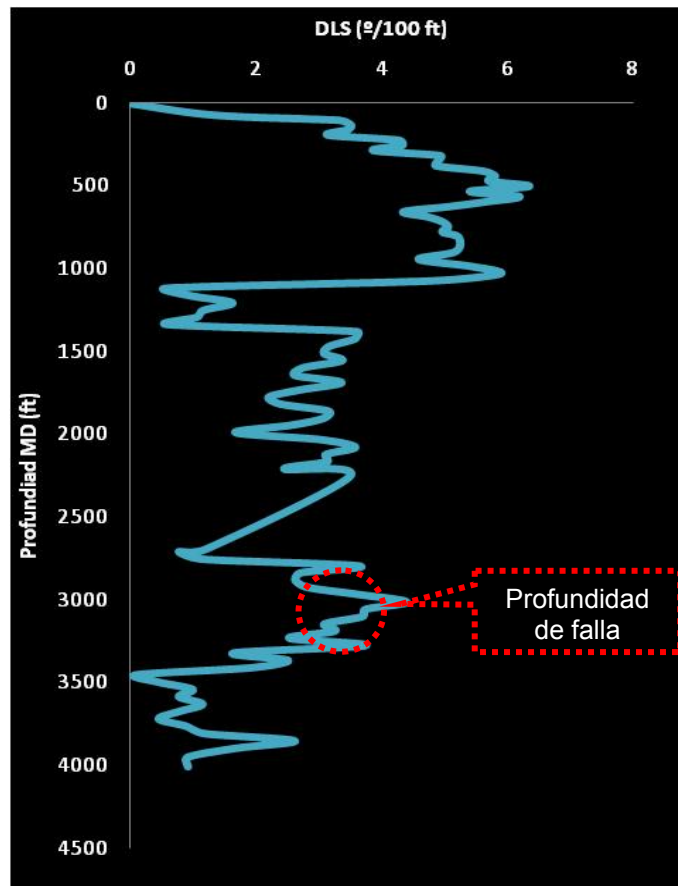
Fuente: Petrobras Colombia Limited

El mecanismo de falla del material se muestra en las figuras 4-40 y 4-41. Además se observan marcas de desgaste por rozamiento mecánico. En la figura 4-41, se observa la generación de algunas picaduras sobre las líneas de desgaste.

- **Pozo GUA-073.** Este pozo se perforó en el bloque Boquerón en la isla 17. La perforación de este, se llevo a cavo en el año 2004 hasta una profundidad 4006 ft (MD). Completado con el sistema de levantamiento artificial bomba PCP y varilla continúa.

a) Geometría del Pozo:

Figura 4-42: Grafica de DLS (Dog leg Severities)



Fuente: Producción de los autores⁸

⁸ Información suministrada por PETROBRAS Colombia Limited.

b) Historia de intervenciones por corrosión en el pozo GUA-073:

Tabla 4-6: Historia de intervenciones pozo GUA-073, año 2007

FECHA	PIEZA	AVANCE	PROFUN. (ft)	DOGLEG °/100 ft
Ago/07	tubing	Falla corrosión	3197'	

Fuente: Producción de los Autores⁹

c) Inspección visual de muestras pozo GUA-073.

Las muestras de este pozo, indican zonas de desgaste generalizado, donde se observa la nucleación de las zonas localizadas en la base de la zona de corrosión, además una morfología no suavizada que descarta un mecanismo de corrosión erosión y evidencia fenómenos de corrosión ácida localizada. Figura 4-43.

Figura 4-43: Corte transversal tubería GUA-073



Fuente: Petrobras Colombia Limited

⁹ Ibid., p.2

La muestra de tubería evidencia picaduras de corrosión por CO_2 , de forma redonda, profundas con paredes empinadas y bordes afilados. La picadura se interconecta en líneas largas pero también se encuentran individuales y aisladas. Las bases de la picadura están llenas de escamas de carbonato de hierro. Figura 4-44.

Figura 4-44: Muestra de varilla Down-Hole



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

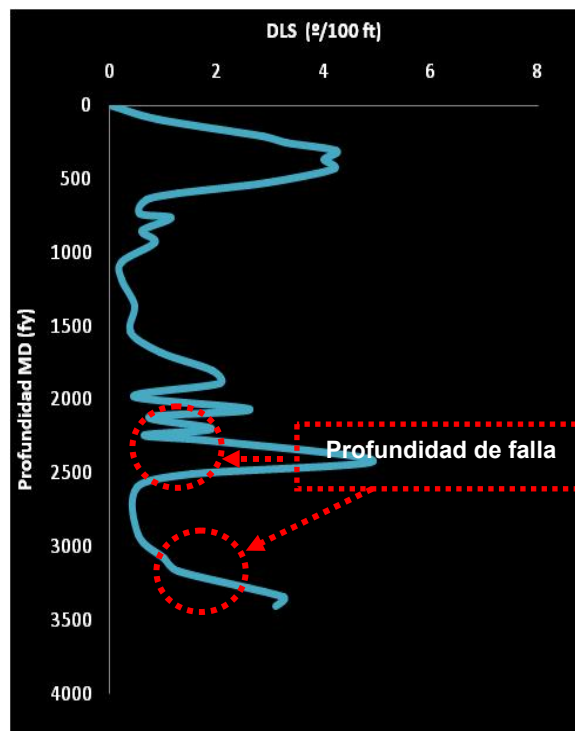
La corrosión acelerada por oxígeno es la más prevalente en acoples, con pocos casos que ocurren en resaltos de varillas. Sin embargo la corrosión acelerada por oxígeno se ve claramente en el cuerpo de la varilla. Figura 4-44. La tasa de corrosión acelerada por oxígeno es directamente proporcional a la concentración de oxígeno disuelto, el contenido de cloruros del agua producida y/o la presencia de otros gases ácidos como el CO_2 en este caso. El oxígeno disuelto causó corrosión severa a concentraciones extremadamente bajas y evaporó grandes cantidades de metal. La picadura es somera, con fondo plano y esparcido en su base con la tendencia de una picadura para combinarse con otra.

La Figura 4-44 muestra los efectos de corrosión por CO₂ acelerada por oxígeno en el cuerpo de la varilla.

- Pozo GUA-102:** Este pozo fue perforó en el bloque Boquerón en la isla 10 del 7 al 17 de enero de 2006, hasta una profundidad 3400 ft (MD), el ángulo fue levantando desde 1.81° a 188 ft hasta un máximo de 14.43° a 734 ft. El pozo se completo con el sistema de levantamiento artificial bomba PCP y varilla continua.

a) Geometría del pozo:

Figura 4-45: Grafica de DLS (Dog leg Severities)



Fuente: Producción de los autores¹⁰

¹⁰ Información suministrada por PETROBRAS Colombia Limited.

b) Historia de intervenciones por corrosión en el pozo GUA-102:

Tabla 4-7: Historia de intervenciones pozo GUA-102, año 2007

FECHA	PIEZA	AVANCE	PROFUN. (ft)	DOGLEG °/100 ft
Ene/07	Corod	Corod partida	3200'-2350	

Fuente: Producción de los Autores¹¹

c) Inspección visual de muestras pozo GUA-102

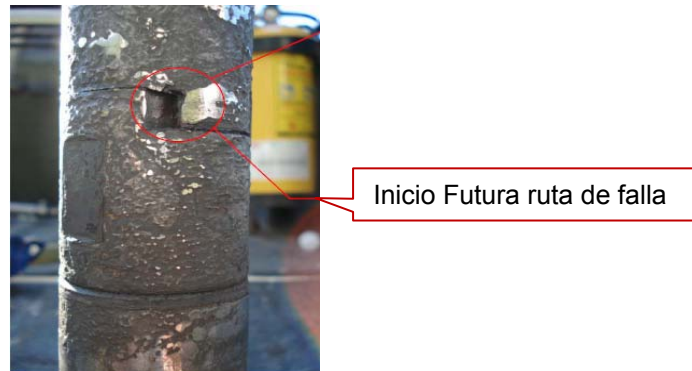
Figura 4-46: Presencia de corrosión en Shear Coupling.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

¹¹ Ibid 9.

Figura 4-47: Mandíbula del Shear Coupling

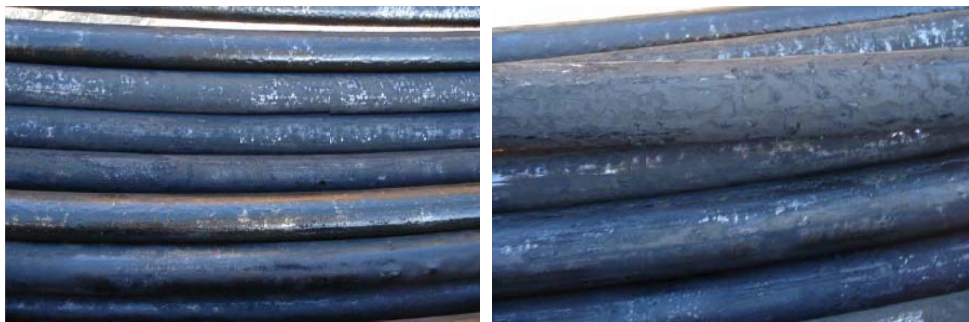


Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

A través de la evidencia física tomada a este pozo en una de las tantas intervenciones, el shear coupling presenta desgaste de la pieza producido por el ataque corrosivo.

La ruta de falla es progresiva y empieza como una grieta pequeña por esfuerzo y ayudadas por la corrosión, que crecen bajo la acción de esfuerzos cíclicos y puede llevar a la rotura completa de esta pieza. Figura 4-47.

Figura 4-48: Presencia de corrosión en la varilla continua.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

La varilla continua (Figura 4-48) presenta mayor ataque por corrosión en presencia de CO₂.

Figura 4-49: Cabera de Rotor con presencia de corrosión.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Las tasas de corrosión aumentan a la vez que aumentan las concentraciones del oxígeno disuelto. La corrosión es acelerada por oxígeno. La muestra de la cabeza del rotor exhibe los efectos de la corrosión por CO₂ ampliada por oxígeno. Figura 4-49.

4.1.2. Pozos con nivel de corrosión eventual. Los pozos GUA-071 de la isla 18, GUA-093 de la isla 9, GUA-101 de la isla 10 y GUA-112 de la isla 10 se seleccionaron como pozos con nivel de corrosión eventual, debido a que el número de intervenciones por corrosión no es tan elevado como el número de intervenciones para los pozos críticos. Además se tiene en cuenta que estos pozos han sido estudiados por medio de registros visuales y algunas pruebas metalúrgicas.

- **Pozo GUA-71.** Este pozo se perforó en el bloque Boquerón en la isla 18. La perforación se llevo a cabo en septiembre de 2004 hasta una

profundidad 4225 ft (MD). Completado con el sistema de levantamiento artificial bomba PCP y varilla convencional.

Tabla 4-8: Historia de intervenciones pozo GUA-071, año 2006

FECHA	PIEZA	AVANCE
Ago-06	S.R.	24 S.R. mal estado

Fuente: Producción de los Autores¹²

a) Inspección visual de muestras pozo GUA-071.

Este pozo ha presentado problemas por corrosión en el año 2006, aunque en el año 2007 no presenta ningún tipo de intervención por este problema, se hace necesario analizar las muestras de tubería con corrosión. Ya que es uno de los últimos pozos en el campo que aún queda completado con varilla convencional y no con varilla continua como los pozos con corrosión crítica, este es el punto partida para determinar la posible solución al problema de corrosión en el campo Guando.

Figura 4-50: Corrosión general en la varilla convencional.



Fuente: PETROBRAS Colombia Limited.

¹² Información suministrada por PETROBRAS Colombia Limited.

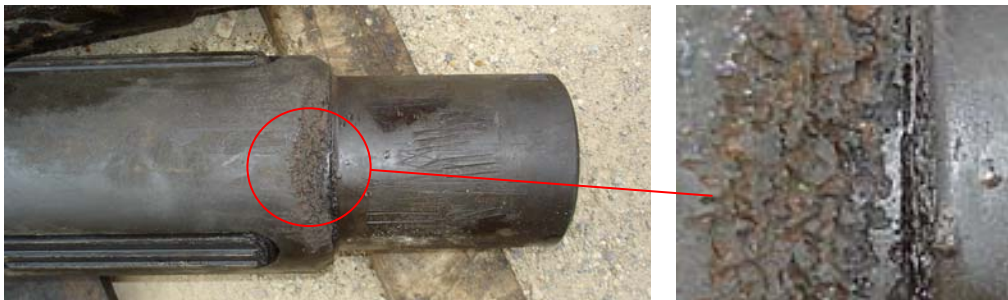
Figura 4-51: Corrosión en varilla. Ampliada.



Fuente: PETROBRAS Colombia Limited.

En la figura 4-51, el tipo de corrosión que se presenta localizada, debido a que están presentes zonas de corrosión localizada en las varillas. Por esta razón la corrosión que se observa no es uniforme y su velocidad de penetración varía en el cuerpo de la varilla.

Figura 4-52. Corrosión localizada en box de sucker rod.



Fuente: PETROBRAS Colombia Limited.

En la figura 4-53 se observa pérdida de material, debido a la corrosión provocada por CO₂.

- **Pozo GUA-93.** Este pozo esta perforado en el bloque Boquerón en la isla 09. La perforación se llevo a cavo en diciembre de 2004 hasta una profundidad 4038 ft (MD). Completado con el sistema de levantamiento artificial bomba PCP y varilla continua.

Tabla 4-9: Historia de intervenciones pozo GUA-093, año 2007

FECHA	PIEZA	AVANCE
Feb/07	Corod	Pin end roto

Fuente: Producción de los Autores¹³

a) Inspección visual de muestras pozo GUA-093.

Basado en los resultados de la inspección visual el shear coupling se fracturó debido a la fatiga la evidencia de daño mecánico y la fractura en la mandíbula del shear coupling indica esfuerzos de flexión y torsión. Figura 4-54.

¹³ Información suministrada por PETROBRAS Colombia Limited.

Figura 4-53. Sección de shear coupling con fractura.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

La prueba no destructiva (Tabla 4-10) de identificación de iones reveló que el factor corrosivo que contribuye al mayor daño por corrosión es el CO_2 .
Figura 4-53. ANEXO D.

Figura 4-54. Área de mandíbulas que muestran deformación mecánica y fractura.



Fuente: PETROBRAS Colombia Limited.

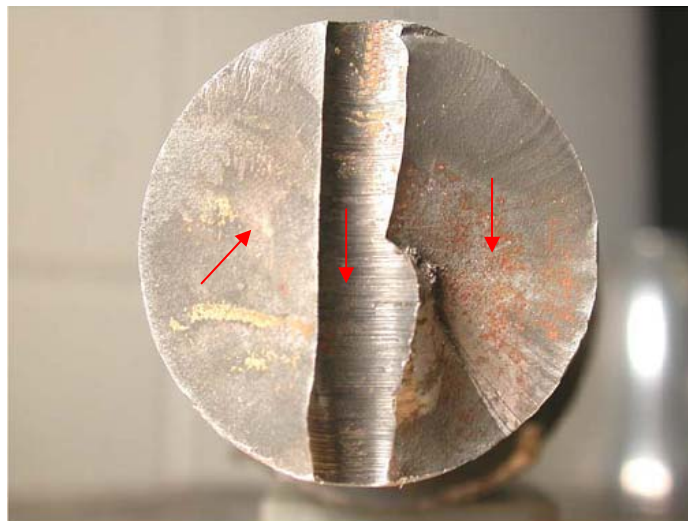
Los esfuerzos de flexión y torsión asistidos por el daño por corrosión es la causa más probable para la falla por fatiga en las mandíbulas del shear coupling (Figura 4-54). Una vez ocurrió la fractura en las mandíbulas, se localizó un alto estrés en la región por la continua flexión y torsión

Figura 4-55. Área externa del shear coupling con corrosión pitting.



Fuente: PETROBRAS Colombia Limited.

Figura 4-56. Superficie de fractura del shear coupling.



Fuente: PETROBRAS Colombia Limited

Tabla 4-7. Pruebas no destructivas Pozo GUA-093

PRUEBA	RESULTADOS
Sulphides (S ²⁻)	Negative
Carbonates (CO ₃ ²⁻)	Positive
Chlorides (Cl ⁻)	Negative
Residual Inhibitor	Negative

Fuente: Producción de los autores.¹⁴

- **Pozo GUA-101.** Este pozo fue perforado en el Bloque Boquerón desde Isla-10, entre el 11 y el 23 de diciembre de 2005. La profundidad total fue 3633 ft MD, el ángulo fue levantado desde 127 ft a 1.62°, hasta un máximo de 30.02° a 1194 ft. En los intervalos que serán abiertos la desviación se disminuye de 20 a 3°.

a) Historia de fallas por corrosión en el pozo GUA-101

Tabla 4-10: Historia de intervenciones pozo GUA-101, año 2007

FECHA	PIEZA	AVANCE	PROFUN. (ft)
feb-07	tubing	Falla por corrosión	3069'

Fuente: Producción de los Autores.¹⁵

b) Inspección visual de muestras pozo GUA-093.

En la inspección visual de las muestras se pudo observar ataque corrosivo profundo y angosto causando una rápida penetración en el grosor del

¹⁴ Información suministrada por Weatherford Corod Products & Services Canada.

¹⁵ Información Suministrada por PETROBRAS Colombia limited.

material. Este ataque corrosivo, generalmente atribuido al tipo de corrosión por Crevice.

Figura 4-57. Corrosión por CO₂ en box.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Este ataque localizado se caracteriza porque en las bases de la picadura están llenas de escamas de carbonato de hierro, un depósito que se adhiere de manera suelta, generado del CO₂. Figura 4-57 y 4-58.

Figura 4-58. Corrosión por CO₂ en tubería de producción.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

- Pozo GUA-112.** Este fue perforado en el Bloque Boquerón desde Isla-14, del 10 al 23 de Mayo de 2006. La profundidad total fue **3925'** MD. El ángulo fue levantado desde 188' a 1.46°, hasta un máximo de 44° a 1518'. En los intervalos abiertos en las Arenisca Inferiores, la desviación está entre 14.5° y 15.5°.

a) Historia de intervenciones por corrosión en el pozo GUA-112

Tabla 4-9: Historia de intervenciones pozo GUA-112, año 2007

FECHA	PIEZA	AVANCE	PROFUN. (ft)
Jun/07	Corod	Corod partida	2505'

Fuente: Producción de los Autores¹⁶

¹⁶ Información Suministrada por PETROBRAS Colombia limited.

b) Inspección visual de muestras pozo GUA-102.

Figura 4-59. Superficie de fractura.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Figura 4-60. Desgaste por abrasión en varilla.



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

Figura 4-61. Muestra de varilla tomada de GUA-112



Fuente: Weatherford Corod Products & Services Canada

4.2 ANÁLISIS DE PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

Para hacer un análisis de la influencia que puedan tener los fluidos de producción, se analizan estos fluidos para cada una de las islas, dependiendo de los pozos que se han seleccionado para el estudio.

4.2.1 Isla 10. En esta isla se seleccionaron los pozos GUA-102 y GUA-082 como pozos críticos; adicionalmente GUA-101 y GUA-112 como pozos con corrosión eventual. Las propiedades fisicoquímicas típicas para esta isla se presentan en la tabla de acuerdo a cada pozo seleccionado de esta isla:

Tabla 4-10: Propiedades fisicoquímicas del agua de producción en los pozos productores Isla 10.

Fecha	Pozo	BS&W	Fe	CO ₂	H ₂ S	Ox Dis.	Cl ⁻	PH
Enero /05	GUA-082	35,4	75	350	0	0	2040	7,29
Mayo/05	GUA-082	35	13	75	0	0	1460	7,63
Marzo/06	GUA-082	-	2,9	-	0	0	799,7	

Sep/06	GUA-082	-	0,2	22	0	0	870	7,47
Marzo/06	GUA-102	-	22	-	0	0	19512	-
	GUA-101	No se encuentran pruebas registradas						
	GUA-112	No se encuentran pruebas registradas						

Fuente: Producción de los autores.¹⁷

4.2.2 Isla 17. En esta isla se seleccionaron los pozos GUA-069 y GUA-073 como pozos críticos; adicionalmente GUA-071 como pozo con corrosión eventual. Las propiedades fisicoquímicas típicas para esta isla se presentan en la tabla de acuerdo a cada pozo seleccionado de esta isla:

Tabla 4-11: Propiedades fisicoquímicas del agua de producción en los pozos productores Isla 17.

Fecha	Pozo	BS&W	Fe	CO2	H2S	Ox Dis.	Cl ⁻	PH
Enero /05	GUA-069	66	14	140	0	0	900	7,35
Agosto/05	GUA-069	-	18	125	0	0	800	7,42
Enero/06	GUA-069	13,5	-	130	0	0	320	7,08
Enero/05	GUA-073	73	5	70	0	0	800	7,77
Sep/06	GUA-073	-	5,7	35	0	0	690	7,41

Fuente: Producción de los autores.¹⁸

4.2.3 Isla 18. En esta isla se seleccionó únicamente GUA-071 como pozo con corrosión eventual. Las propiedades fisicoquímicas típicas para esta isla se presentan en la tabla de acuerdo al pozo seleccionado de esta isla:

¹⁷ Datos suministrados por Petrobras Colombia Limited.

¹⁸ Idid.

Tabla 4-12: Propiedades fisicoquímicas de agua de producción en pozo GUA-071 Isla 18.

Fecha	Pozo	BS&W	Fe	CO2	H2S	Ox Dis.	Cl ⁻	PH
Enero /05	GUA-071	29	13	110	0	0	-	7,33
Mayo/05	GUA-071	31,6	22	150	0	0	700	7,25
Agosto/05	GUA-071	-	28	170	0	0	-	7,36
Sep/06	GUA-071	-	7,1	30	0	0	174	7,03

Fuente: Producción de los Autores.¹⁹

4.2.4 Isla 9. En esta isla se seleccionó únicamente GUA-093 como pozo con corrosión eventual. Las propiedades fisicoquímicas típicas para esta isla se presentan en la tabla de acuerdo al pozo seleccionado de esta isla:

Tabla 4-13: Propiedades fisicoquímicas de agua de producción en pozo GUA-093 Isla 9.

Fecha	Pozo	BS&W	Fe	CO2	H2S	Ox Dis.	Cl ⁻	PH
	GUA-093	No se encuentra reporte de prueba						

Fuente: Producción de los autores.²⁰

Las propiedades fisicoquímicas en general, están favoreciendo las reacciones de oxidorreducción que producen la corrosión, debido a que altos contenidos de los elementos como el Cloro (Cl) y el Dióxido de Carbono (CO₂) favorecen el proceso de la corrosión. En este caso, se observa que las cantidades de Cl en ppm para el pozo GUA-102 son elevadas en comparación con el resto de los pozos, sin embargo las cantidades de hierro encontradas en esta gua de producción no son elevadas. La cantidad de agua presente en el crudo influye en el proceso, debido a que el agua puede contener muchos mas compuestos como el

¹⁹ Datos Suministrados por Petrobras Colombia Limited.

²⁰ Ibid.

CO₂ que favorecería en este caso la corrosión como en el caso del pozo GUA-073

4.3 ANÁLISIS DE PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE GAS PRODUCIDO POR ISLAS

En esta isla se analizan los pozos GUA- y GUA- debido a que son los únicos pozos seleccionados de esta isla que producen gas. En cuanto a las propiedades fisicoquímicas del gas se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4-13: Propiedades fisicoquímicas de agua de producción en pozo GUA-093 Isla 9.

Isla	Fecha	Pozo	CO ₂	H ₂ S
17	Agosto 20 2005	GUA - 69	3,9	0
10	13-abr-05	GUA-082	5,2	0
	20-ago-05		5,8	0
18	13-abr-05	GUA-071	5,9	0
	20-ago-05		6,3	0

Fuente: Producción de los autores.²¹

En la tabla 4-13, los contenidos de CO₂ en el gas de producción son altos; lo que quiere decir que este estaría favoreciendo la corrosión, ya que en el análisis metalúrgico de las piezas extraídas de los pozos que presentan corrosión presentan fallas por corrosión debido a contenidos de CO₂.

²¹ Datos Suministrados por Petrobras Colombia Limited.

5. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA CORROSIÓN DOWN HOLE EN EL CAMPO GUANDO.

Los costos operacionales en campos petroleros son elevados comparados con las demás industrias, sin embargo los costos de operación aumentan aún más por problemas relacionados con la producción individual de cada pozo, entre éstos la corrosión. El manejo de la corrosión no solo implica pérdidas de producción del pozo, sino que involucra gastos adicionales por el servicio de las compañías especializadas, reemplazo y reparación de equipos y herramientas. Además el costo no puede ser eliminado completamente, incluso si la técnica del control pudiese eliminar totalmente la corrosión.

El costo de las medidas para el control de la corrosión, también deben ser considerados para una reducción del costo operacional. Ya que usualmente es más económico simplificar el control de la corrosión hasta un límite razonable que eliminar la corrosión por completo.

5.1 COSTOS RELACIONADOS CON LA CORROSION²².

5.1.1 Pérdidas de Producción. La situación internacional de la industria del petróleo en los últimos años, ha venido sufriendo cambios en cuanto a los niveles del precio del crudo, en el año 2007 este alcanzó los \$98

²² NACE International Basic Corrosion Course. 1996, pag 1:5-1:10

dólares y en el año 2008, \$120 dólares; esto preocupa tanto a los países consumidores del petróleo como los productores y más aún cuando se tienen altas pérdidas de producción del crudo.

Cuando el daño por corrosión ocurre y es necesario un mantenimiento y reparación en el pozo, se suele interrumpir la producción, estas interrupciones pueden resultar en una alta reducción de captación de crudo en la planta, teniendo un alto impacto económico. Sumando a esto, los costos esenciales que se producen en el cierre y arranque del sistema; se requiere un tiempo de estabilización para que el pozo recupere su potencial. En el campo Guando las pérdidas por producción en el año 2007 se presentan en la tabla 5-1. El costo en pérdidas de producción en el campo guando es elevado, si se tiene en cuenta que estos valores no incluyen los gastos originados por operaciones de workover, movilización de equipos, ni cambio o reparación de piezas.

Tabla 5-1: Pérdidas económicas en producción por corrosión.

Pozo	Días	Fecha	Precio del Barril WTI	Producción en BOPD	Perdidas de producción en \$US
GUA-005	0,5	mar-07	60,43	186	5619,99
GUA-019	1,4	sep-07	79,23	198	21962,556
GUA-039	1	jun-07	67,23	942	63330,66
GUA-067	0,6	ene-07	54,43	360	11756,88
GUA-069	0,3	feb-07	59,2	212	3765,12
	0,7	mar-07	60,43	183	7741,083
	0,8	mar-07	60,43	181	8750,264
	1	mar-07	60,43	181	10937,83
	2,2	jun-07	67,23	230	34018,38
GUA-073	4	ago-07	72,56	13	3773,12
GUA-082	1	feb-07	59,2	436	25811,2
	1,8	abr-07	63,93	431	49596,894
	11	May-Jun/07	65,355	427	306972,435

GUA-089	20	May-Jun/07	65,355	124	162080,4
GUA-93	0,8	feb-07	59,2	655	31020,8
GUA-101	3	jul-07	73,82	707	156572,22
GUA-102	7,8	ene-07	54,43	162	68777,748
GUA-105	1	jul-07	73,82	474	34990,68
GUA-112	0,6	jun-07	67,23	435	17547,03
GUA-133	4	dic-07	91,32	204	74517,12
TOTAL					1.099.542,41

Fuente: Producción de los autores.²³

En el año 2007, Petrobras dejó de recibir \$1.099.542,41US por perdidas debido a la corrosión, lo cual es un problema significativo si se tiene en cuenta la tendencia en los precios del crudo para el año 2008.

5.1.2 Gastos relacionados con el tratamiento de inhibición. Durante el proceso de mitigación del problema ocasionado por la corrosión, se realizaron inyección de inhibidor en algunos pozos como 073, 069 y 082 con el fin de disminuir las velocidades de corrosión con estos inhibidores. En la siguiente tabla se relacionan los gastos correspondientes a la inhibición para los meses de Enero a mayo de 2007.

Tabla 5-2: Gastos ocasionados por inhibición química.

FECHA	POZO	DESCRIPCION	CANT.	VR UNIT.	TOTAL \$
Enero	GUA-069	Inhibición de corrosión	60	26.954	1.617.240
	GUA-073	Inhibición de corrosión	36	26.954	970.344
Febrero	GUA-69	Inhibición de corrosión	60	26.954	1.617.240
	GUA-073	Inhibición de corrosión	36	26.954	970.344
Marzo	GUA-069	Inhibición de corrosión	20	26.954	539.080
	GUA 073	Inhibición de corrosión	12	26.954	323.448

²³ Información Suministrada por PETROBRAS Colombia limited.

	GUA 082	Inhibición de corrosión	20	26.954	539.080
Abril	GUA 069	Inhibición de corrosión	60	26.954	1.617.240
	GUA 073	Inhibición de corrosión	36	26.954	970.344
	GUA 082	Inhibición de corrosión	60	26.954	1.617.240
Mayo	GUA-069	Inhibición de corrosión	40	26.954	1.078.160
	GUA-073	Inhibición de corrosión	24	26.954	646.896
	GUA-082	Inhibición de corrosión	40	26.954	1.078.160
				TOTAL	13.584.816

Fuente: Producción de los autores.²⁴

5.1.3 Gastos Ocasionados por Trabajos de Workover, Inspecciones de Tubería y Ruptura de Varillas. Estos gastos son ocasionados por la falla o ruptura de un materia o pieza por causa de la corrosión, además la inspección que se debe realizar a la tubería se relaciona con la corrosión y el cambio de las varillas que se rompen por causa de la corrosión.

Tabla 5-2: Gastos adicionales por trabajos de workovers, inspecciones de tubería y ruptura de varilla por corrosión.

MES	ACTIVIDAD	CASH CALL		TRM	US\$ EQUIV,	TOTAL
		US\$	COP\$			
Feb	Ruptura de Varillas	9.807,43	14.645.767,20	2.240,00	6.538,29	16.346,00
	Inspección Tubing	703,01	1.049.833,60	2.240,00	468,68	1.172,00
	WO GUA-082	384,43	574.088,40	2.240,00	256,29	641,00
	WO GUA-073	46,97	70.144,00	2.240,00	31,31	78,00
	WO GUA-035	2.720,85	4.063.141,20	2.240,00	1.813,90	4.535,00
	WO GUA-093	448,71	670.069,60	2.240,00	299,14	748,00
Mar	Ruptura de Varillas	24.000,00	35.760.000,00	2.235,00	16.000,00	40.000,00
	WO GUA-093	36.000,00	53.640.000,00	2.235,00	24.000,00	60.000,00
May	Inspección Tubería	6.000,00	8.968.000,00	2.242,00	4.000,00	10.000,00

²⁴ Información Suministrada por PETROBRAS Colombia limited.

	Ruptura de Varillas	72.000,00	107.616.000,00	2.242,00	48.000,00	120.000,00
	WO GUA-093	30.000,00	44.840.000,00	2.242,00	20.000,00	50.000,00
	WO GUA-082	13.800,00	20.626.400,00	2.242,00	9.200,00	23.000,00
Jun	Ruptura de Varillas	3.000,00	4.146.000,00	2.073,00	2.000,00	5.000,00
Jul	Inspección Tubería	12.000,00	15.792.000,00	1.974,00	8.000,00	20.000,00
	Ruptura de Varillas	30.000,00	39.480.000,00	1.974,00	20.000,00	50.000,00
	WO GUA-093	36.000,00	47.376.000,00	1.974,00	24.000,00	60.000,00
	WO GUA-089	36.000,00	47.376.000,00	1.974,00	24.000,00	60.000,00
	WO GUA-082	36.000,00	47.376.000,00	1.974,00	24.000,00	60.000,00
Ago	Ruptura de Varillas	22.379,88	29.377.322,48	1.969,00	14.919,92	37.299,80
	Inspección Tubería	8.286,58	10.877.512,10	1.969,00	5.524,38	13.810,96
	WO GUA-093	20.240,38	26.568.866,90	1.969,00	13.493,58	33.733,96
	WO GUA-082	13.734,17	18.028.384,53	1.969,00	9.156,11	22.890,28
	WO GUA-093	20.991,36	27.554.658,56	1.969,00	13.994,24	34.985,60
	WO GUA-089	40.045,06	52.565.810,18	1.969,00	26.696,70	66.741,76
	WO GUA-082	5.080,80	6.669.396,80	1.969,00	3.387,20	8.468,00
	Total					799.450,36

Fuente: Producción de los autores.²⁵

Estos gastos ocasionados por las intervenciones necesarias para reparar el pozo y ponerlo en marcha nuevamente, implican un alto costo para la compañía, ya que generalmente estos costos no son incluidos en los presupuestos o exceden los costos establecidos por esta causa.

²⁵ Información Suministrada por PETROBRAS Colombia limited.

6. ESTANDARIZACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE MONITOREO DE CORROSIÓN UTILIZADOS ACTUALMENTE

Actualmente en el campo Guando se realizan procedimientos de monitoreo de la corrosión ampliamente aceptados en la industria. Estos procedimientos de monitoreo de corrosión utilizan cupones de corrosión en superficie y estudios fisicoquímicos de productos de corrosión en los fluidos producidos en superficie.

En la industria petrolera el monitoreo de corrosión es una práctica importante, sobre todo para reducir costos por fallas en los pozos y para disminuir pérdidas de producción. Los procedimientos que se usan en monitoreo requieren de una estandarización de acuerdo a las normas de calidad, con el fin de controlar y fiscalizar el tratamiento químico del control de la corrosión.

6.1 PRUEBAS DE CORROSIÓN APLICADAS EN CAMPO²⁶

Según la norma ASTM G 4- 01, las pruebas realizadas en el campo deben seguir un procedimiento estándar para evitar agentes contaminantes que modifiquen la muestra a ser analizada.

²⁶ ASTM. Standard Guide for Conducting Corrosion Test in Field Applications. West Conshohocken (United States). Copyright © ASTM International, 2001, p.1

6.1.1 Importancia. La información y observaciones derivadas de las pruebas de corrosión usadas para determinar las tasas de corrosión promedio y/o otros tipos de ataque (ASTM G15) que ocurren durante el intervalo de exposición; pueden ser utilizadas como parte de la evaluación de un material candidato para reconstrucción o uso en un servicio similar, o para material de remplazo en las facilidades existentes.

Esta información obtenida de las pruebas, también puede ser utilizada como guía para un comportamiento de ciertos materiales para planear con antelación su mantenimiento y reparaciones.

Además, la información obtenida sobre la tasa de corrosión; derivada de una sola exposición generalmente no provee información suficiente acerca del comportamiento de esta tasa versus el tiempo. Las tasas de corrosión pueden incrementarse, decrecer o mantenerse constantes, dependiendo de la naturaleza de los productos de corrosión y los efectos del tiempo de incubación requeridos por corrosión pitting o crevice.²⁷

6.1.2 Aspectos que Pueden Influir los Resultados de las Pruebas de Corrosión. Las muestras metálicas inmersas en un líquido, pueden producir que no se corroa a la misma tasa o en la misma manera como en el equipo donde está el metal de la misma clase, debido a que actúa como medio de intercambio de calor en el calentamiento o enfriamiento del líquido. En ciertos servicios, la corrosión de tubería de intercambiadores de calor puede ser bastante diferente a la de un cascaron o cabezal. Este fenómeno también ocurre en muestras expuestas a flujos de gas donde se condensa agua u otro agente corrosivo en las superficies frías. Estos

²⁷ Ibid., p.1

factores deben ser considerados en el diseño y la interpretación de pruebas.

Los efectos causados por velocidades altas, ingredientes abrasivos, etc. (que pueden estar presentes en mayor proporción en codos, bombas, etc.), pueden no ser reproducidos con facilidad en pruebas simples de corrosión.

Otro aspecto importante es el comportamiento de ciertos metales y aleaciones que pueden ser influenciados profundamente por la presencia de oxígeno disuelto. En este caso es indispensable tener en cuenta que las muestras de prueba, sean instaladas en áreas donde el nivel de aireación sea similar al encontrado normalmente en el proceso.

Los productos de corrosión de las estructuras, pueden influenciar la corrosión de uno o más metales de prueba. Por ejemplo, cuando son utilizadas muestras de aluminio en sistemas que contengan cobre. La corrosión de cobre tendrá un efecto adverso en la corrosión del aluminio. Por el contrario, las muestras de acero inoxidable pueden mejorar su resistencia a la corrosión por la presencia de iones de cobre oxidándose.

La acumulación de productos de corrosión pueden algunas veces tener efectos dañinos. Por ejemplo, el cobre corroyéndose en ambientes donde hay presencia de ácido sulfúrico va a incrementar su tasa de corrosión ya que el ion de cobre se incrementara su concentración en el acido.

Las pruebas cubiertos por esta guía son diseñadas predominantemente para investigar la corrosión en general; sin embargo, otras formas de corrosión pueden ser evaluadas.

La corrosión galvánica puede ser investigada por mecanismos especiales que acoplan un espécimen a otro con contactos eléctricos. Con esto debe ser observada, sin embargo, la corrosión galvánica puede ser afectada fuertemente por el rango de áreas de los respectivos metales.

La corrosión crevice o corrosión de concentración de celda puede ocurrir cuando la superficie del metal es bloqueada parcialmente del líquido, como debajo de un espaciador. Una acumulación de productos de la corrosión entre muestras puede promover la corrosión localizada de algunas aleaciones o afectar las tasas de corrosión general de otros. Esta acumulación debe ser reportada.

La corrosión selectiva en los límites de granos (por ejemplo, corrosión intergranular de acero inoxidable austenitizado). No puede ser realmente observada con medidas de pérdidas de peso y usualmente requiere un examen microscópico de la muestra después de expuesta.

La corrosión por pitting no puede ser evaluada por pérdida de masa. Es posible pasar por alto el fenómeno cuando se utilizan muestra es pequeños, ya que la corrosión pitting es un fenómeno estadístico y su incidencia puede estar directamente relacionada a el área de exposición del metal.

La falla por fatiga asociada con corrosión (SCC) puede ocurrir bajo condiciones de estrés bajo tensión y puede o no ser visible bajo una inspección casual. Una evaluación metalografica (Practica E3) puede confirmar este mecanismo de ataque. La SCC usualmente ocurre sin

tener una pérdida de masa significativa del espécimen de prueba, a excepción de algún metal refractario.

Algunos de los metales mas nobles, como el titanio y el zirconio, desarrollan una capa de productos de corrosión fuertemente adherida cuando son expuestos a ambientes corrosivos. En muchos casos, no hay un método adaptable para remover esta capa sin remover metal no corroído. En estos casos, la tasa de corrosión puede ser medida por una ganancia de masa, más que por una pérdida de esta.

Algunos materiales pueden sufrir corrosión acelerada en zonas líquidas de transición atmosférica. El uso de muestras pequeñas de prueba puede no cubrir adecuadamente esta región.

6.1.3 Preparación de las Muestras de Prueba.²⁸ Existe una gran controversia sobre si los ángulos y bordes de los muestras de prueba deben o no ser biselados. Las áreas de poco trabajo, como estos bordes, pueden proporcionar información valiosa de la susceptibilidad de las aleaciones a las fallas por fatiga asociadas con la corrosión. También, la habilidad de comparar información entre muestras de diferentes materiales puede ser afectada por el trabajo crudo en el material. Por esta razón, la decisión de trabajar los bordes debe ser evaluada dependiendo de cada caso.

La profundidad del trabajo en frío asociado con moldeado y operaciones de corte típicamente se extiende desde el borde de corte hasta una distancia igual a el grosor del espécimen. Remover estas áreas de trabajo

²⁸ Ibid., p.2

en frío pueden realizarse por medio de rimado o biselado cuidadoso de los muestras. Idealmente, el acabado de la superficie del material debe ser idéntico al del material en el cual va a ser utilizado el espécimen. Esto es usualmente difícil ya que esta igualdad no puede ser del todo exacta, a que el acabado de los materiales puede variar de uno a otro, entre una lámina metálica y otra de las mismas características e incluso entre tratamientos térmicos utilizados. Ya que uno de los primeros requerimientos es usualmente determinar la resistencia a la corrosión como tal, es por esto que el material debe estar extremadamente limpio de productos de corrosión. El propósito de la prueba, es un dictamen del terminado requerido por el espécimen. Por ejemplo, para aplicaciones de tratamiento de agua; cambios relativos en pesos de muestras son usualmente comparados para optimizar la adición de inhibidores. Algunos de los acabados son:

- Acabados rimados
- Pulida electrolítica (note que la pulida electrolítica puede enriquecer la superficie con aleaciones importantes mientras que puede debilitar la concentración de otras en la misma. Por ejemplo, el Cromo es enriquecido en superficies de acero inoxidable mientras que los sulfuros son disminuídos.)
- Disparada con arena o partículas de hierro, (note que el impacto de varios metales con arena puede causar incrustación de estas partículas en el metal mientras que impactan con partículas de acero puede causar contaminación con hierro o óxido de hierro. Las mejores son las partículas de cristal para estos acabados, pero no son preferidas si piezas rotas son usadas durante la azotada.)

- Lijadas con tela abrasiva o papel como SiC.
- Terminados con máquinas.
- Pasivación del acero inoxidable con ácido nítrico para remover contaminaciones de hierro u otra clase de método de limpieza química usado como el de después de soldar.

La superficie acabada más usada es la producida por lijado con una tela abrasiva o papel. El lijado remueve el scale y los óxidos así como otros defectos en el material como rayones, cavidades, etc., que pudieran producir resultados erróneos cuando la información sea analizada.

Un acabado de las celdas de 120 es generalmente aceptable y es producida sin la necesidad de equipo especializado. Otras formas de acabado pueden ser obtenidos mediante el uso adecuado del papel abrasivo. Con el fin de evitar cambios metalúrgicos que pudieran afectar la resistencia a la corrosión, las muestras de pruebas deben ser enfriadas en su fabricación. Lijado húmedo es uno de los muchos métodos que previene el calentamiento. En muchos casos, es necesario comenzar el lijado con materiales gruesos e ir avanzando hasta llegar a los más pequeños.

Las correas limpias de pulir deben ser utilizadas para evitar la contaminación del metal en su superficie, particularmente cuando están siendo acabados metales ampliamente diferentes. Por ejemplo, la correa utilizada para pulir aluminio, no debe ser utilizada para pulir ningún otro metal. Las partículas de un metal podrían dañar el otro resultando en información errónea suministrada por este espécimen.

Las muestras de prueba deben estar limpias y la masa inicial debe ser determinada.

Una inspección antes de la exposición debe ser realizada para observar e identificar posibles picaduras, ralladuras metálicas en la superficie y residuos de cualquier artefacto utilizado previamente para el tratamiento de la superficie que pudiese influenciar el comportamiento de la corrosión en la muestra.

6.1.4 Cantidad de Muestras a Utilizar. En general, por lo menos debe probarse las muestras duplicadas. Si es posible, en casos en los cuales son necesarios los límites de confianza para la medición de las tasas de corrosión son necesarios correr entre 5 y 10 replicas, dependiendo del objetivo del programa. Las muestras duplicadas deben estar separadas lo suficiente en la estructura de prueba más que adyacentes unas a otras. Los resultados de las muestras también deben ser reportadas por separado.

6.1.5 Medidas Iniciales de la Muestra. Después que el espécimen ha sido cortado a la medida y la superficie final ha sido aplicada (si hay otra a parte del acabado final), debe ser limpiado en un solvente orgánico y se debe determinar su masa con una precisión de 0.1 mg en una balanza analítica. El área total de su superficie también es determinada con una precisión de $\pm 1\%$. Estas medidas son muy necesarias para los cálculos próximos de tasa de corrosión.

Durante la fabricación, cada espécimen debe ser estampado con un número código para su identificación. La información necesaria para la

prueba de exposición (dimensiones, peso, localización, método de instalación, etc.) deben ser llevadas en bitácora de pruebas. La responsabilidad de tener al día esta bitácora debe ser asignada a una persona especialmente.

Para muestras fabricados con materiales que no se pueden estampar (por ejemplo, materiales muy duros), Se puede formar sistemáticamente un sistema de marcas para identificar muestras.

6.1.6 Instalación del Porta Muestras. La ubicación del espécimen de prueba en un equipo operativo va a estar gobernado por la información que se desee. Esto puede requerir pruebas en mas de una ubicación en la misma pieza de equipo, por ejemplo, por debajo del nivel de líquido, en el nivel del líquido, y en la fase vapor.

Es deseado por tener el sujetador de muestras fijo y ubicado en forma segura en el lugar deseado. La posición preferida del sujetador es con el eje mayor horizontal para prevenir el goteo de productos de corrosión entre muestras. Preferiblemente, el espécimen debe estar ubicado de tal manera que cualquier flujo de líquido humedezca los ángulos de este. Esta condición de agitación de los muestras por el líquido debe estar dentro de los parámetros de diseño de éste.

1.6.9 Tiempo de exposición. El tiempo de exposición debe estar basado en tasas de deterioración conocidas del material a ser probado. Es muy frecuente que esté gobernado por el tiempo de paro que la planta de producción dispone para que estas muestras puedan ser instaladas y removidas. En muchas pruebas, algunos materiales pueden mostrar un

ataque nulo o muy pequeño mientras que otros pueden mostrar una destrucción total. En general, el tiempo de duración de la prueba debe ser lo más prolongada posible, teniendo en cuenta la resistencia del material bajo prueba. En casos especiales, la duración puede ser establecida teniendo en cuenta una fase de la operación específica, por ejemplo, el estudio de la corrosión en un paso del proceso de bacheo. Algunos posibles cambios en la tasa de corrosión pueden ser estudiados ya sea por exposiciones de muestras consecutivas o por medio de la instalación de un equipo más grande de varias muestras al mismo tiempo, los cuales pueden ser removidos uno a la vez a un intervalo de tiempo diferente. La duración mínima de la prueba en horas es de aproximadamente 50, dividido en la tasa esperada de corrosión expresada en milímetros por año (o 2000 dividido en la tasa de corrosión en miles por año). Es deseable correr la prueba con varios intervalos de tiempo para que los cambios en la tasa de corrosión en función del tiempo de exposición puedan ser evaluados.

1.6.10 Remoción de las Muestras de Prueba. La condición y apariencia del sujetador y espécimen después de ser removidos del equipo deben ser anotadas y registradas de inmediato. Cuando se vayan a retirar estas muestras del sujetador se debe tener extremo cuidado para obtener un resultado veraz y puedan ser identificados de acuerdo a la ubicación. Esta última es muy importante si la corrosión ha sido tan severa que la identificación por medio de marcas de las muestras es imposible.

Se debe registrar el estado del espécimen retirado así mismo como la aparición de cualquier cobertura o película cobertora en la superficie del mismo antes de ser lavado. Es recomendable un registro fotográfico del

espécimen. Las muestras tomadas de estas coberturas resultantes por la corrosión deben ser preservadas para estudios futuros.

1.6.11 Limpieza y Pesaje de las Muestras de Prueba. Las muestras deben ser limpiadas tan pronto como sea posible después de ser removidos de la zona de exposición.

1.6.12 Inspección de la Superficie de la Muestra. La muestra debe ser examinada minuciosamente usando una lente de aumento de bajo poder necesaria para tipificar el ataque a la superficie como rayado, pitting, desgaste, fatiga, incrustación, etc. Si se observa corrosión por pitting se debe registrar la cantidad, tamaño y distribución. También la forma general y uniformidad de los picados. Con un microscopio calibrado se puede medir el máximo y el mínimo de la profundidad de la picadura. Las fotografías de esta superficie sirven como registro para su análisis.

La detección de ciertos efectos, como la corrosión por estrés, de aleación o ataque intergranular, requerirá de una inspección minuciosa con microscopios de bajo poder. Sin embargo, en algunos casos, una más alta resolución y magnificación en la inspección puede ser necesaria. Esto puede incluir, pero no está limitado, a escanear con microscopia de electrones o microscopia óptica de alto poder. La pérdida de masa es utilizada para evaluar la corrosión intergranular.

En el caso de presentarse picadura en el espécimen, la pérdida de peso, es un valor muy poco importante para el estudio. La forma, número y distribución de las picaduras son de mayor importancia en el análisis de estas muestras. Algunas veces la picadura comienza y se auto recupera

formando una película sobre si misma de productos de corrosión, parando a su vez la picadura.

Si una aleación es conocida por ser especialmente susceptible a la corrosión localizada en micro incrustación, como el fenómeno de la corrosión intergranular del acero inoxidable, el espécimen debe ser doblado para notar cualquier tipo de grietas generadas por esta corrosión en la superficie. Sea precavido cuando va a doblar materiales susceptibles a picadura agravada por hidrógeno. Los resultados deben ser comparados con los obtenidos en pruebas de doblaje similares en muestras expuestas en un mismo lote.

6.1.12 Corrosión Localizada. Los distintos metales pueden reaccionar diferente en ambientes aireados. La presencia de otros oxidantes, como los iones férricos o cúpricos, también puede tener su efecto. Otros factores que pueden afectar el comportamiento de la corrosión crevice incluyen, por ejemplo, material formado en la corrosión crevice y cavernas resultantes por la constricción de tubería

7. RECOMENDACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN EN UN POZO PILOTO

En el campo Guando es necesaria la implementación de nuevas metodologías y herramientas que permitan mejorar la eficiencia de producción, debido a que las pérdidas ocasionadas por la corrosión afectan la comercialidad del campo y la viabilidad económica como proyecto para la compañía. Estas deberían ser implementadas en un pozo piloto, para definir estrategias a futuro que permitan mejorar el rendimiento del campo.

7.1 DEFINICIÓN DE POZO PILOTO

Para la implementación y evaluación de las siguientes recomendaciones, es necesario definir un pozo en el cual puedan ser desarrolladas y evaluadas las nuevas tecnologías recomendadas en este trabajo. Este pozo debe tener altos índices y velocidades de corrosión y un alto potencial de producción que no halla podido desarrollar debido a las fallas causadas por la corrosión.

El pozo GUA-69, se podría proyectar como un pozo piloto, debido a que por los constantes problemas ocasionados por corrosión, su producción ha venido en descenso en el año 2007, además muestra un potencial de producción que podría ser mejorado con la aplicación de las nuevas tecnologías como el POLY-LINED TUBING.

7.2 POLY-LINED TUBING²⁹

Es un proceso que consiste en recubrir internamente la tubería con polyethyleno. Este proceso fue realizado en el campo Mc elroy.

Este campo utiliza dos tipos de varillas para las aplicaciones de bombeo. Estas varillas de alto volumen, alto corte de agua, presentan fallas por desgaste y corrosión que son substancialmente difíciles de prevenir en forma similar a los pozos del campo Guando. Los sistemas de levantamiento artificial están operando mas allá de sus parámetros de diseño, bombeando a los strokes por minuto y con cargas sustanciales.

El tiempo muerto debido a las fallas que se han presentado son costosas debido a la producción perdida y los costos de trabajos a los pozos. La otra categoría en la que se dividen los pozos son los productores de la franja marginal. Estos pozos están sujetos a apagones en las bombas debido a compresiones y desgaste en sus varillas y en el tubing en la zona más baja de estas. Estos pozos son usualmente están en el límite de utilidad y no pueden soportar el costo de un servicio a pozo o una sarta nueva. En todos estos casos, una falla debido a la corrosión o desgaste tiene un impacto económico sustancial en los costos de operación.

En un esfuerzo para reducir el costo operativo y la tasa de falla de los pozos, se instaló poly-lined tubing en varios pozos candidatos en el campo.

²⁹ SIRGO, Eric C. Polyethylene Lined Tubing in Rod Pumped wells, En: Society Petroleum Engineering (SPE). Texas. Paper No. 39815. (March 1996); p. 535-549

7.2.1 Proceso de recubrir la tubería internamente con polyethyleno.

Los lineds que se probaron en las sartas de tubería de producción para pozos bombeados por medio de varillas, son de un polietileno de alta densidad como se define por la especificación PE 3408 del instituto de tubería de plástico (Plastic Pipe Institute) y es idéntico al material comúnmente usado en las líneas de agua y gas recubiertas con este polietileno.

El recubrimiento interno es fabricado de un diámetro externo mayor al diámetro interno de la tubería que se va a utilizar para comenzar con este proceso de recubrirlo. Es introducido a través de una máquina de reducción que mecánicamente reduce el polietileno a un diámetro externo menor gracias a una serie de rodillos y a su vez va introduciendo este dentro de la tubería a ser recubierta. Este recubrimiento se extenderá aproximadamente 8” una vez se aloje en la tubería. La tubería recubierta es almacenada por un mínimo de 24 horas para permitir que el recubrimiento se expanda contra la pared interna de esta tubería. El material de exceso que se encuentra en los pins de la tubería son tratados por medio de hornos infrarrojos y moldes hidráulicos para que queden con medidas estándares.

En las pruebas iniciales en el campo se utilizó una manga de inserto de polietileno para proteger la zona “J” de los pins para mitigar la corrosión.

Para proteger las sartas de varilla desnuda, se continuó inyectando inhibidor de corrosión y también ayudó a proteger la sección “J” de la tubería. Al eliminar este procedimiento del inserto se facilitó el bajado de la

sarta de tubería, eliminando la necesidad de un técnico en el campo y mejorando los tiempos de servicio en los pozos.

Una vez recubierta la tubería, el diámetro interno de la tubería es la siguiente:

Tabla 7-1: Diámetro de Tubería recubierta.

OD tubing	ID
2 3/8”	1.71”
2 7/8”	2.16”
3 1/2”	2.67”

Fuente: Producción de los Autores.

El peso de la tubería se incremento así:

Tabla 7-2: Incremento de Diámetro en la Tubería.

OD tubing	peso (Lb/Ft)
2 3/8”	0,4
2 7/8”	0,47
3 1/2”	0,64

Fuente: Producción de los Autores.

7.2.2 Consideraciones para el diseño y la instalación en levantamiento artificial. Con la reducción en el diámetro interno debido al recubrimiento, hay algunas consideraciones en el diseño y la instalación Down hole de los sistemas de levantamiento artificial. En la mayoría de las aplicaciones de los pozos en estudio, se habían instalado grandes bombas en la cara del pozo en tubería desnuda de 2 7/8” para manejar grandes producciones de fluido. En algunos casos, donde el mismo tamaño de

tubing fue empleado, el recorrido del stroke o la cantidad de esos por minuto se cambio para mantener la producción debido a la reducción del ID por el recubrimiento. En otros casos las bombas de inserto fueron cambiadas por bombas de tubería. En otros casos se cambio el diámetro del tubing de 2 7/8” a uno de 3 1/2” gracias a la disponibilidad. En general el diámetro de las bombas se limitó como se muestra a continuación.

Tabla 7-3: Diámetro en la Tubería.

Tamaño Tubing	Bomba Inserta Max.	Bomba de tubería Max.
2 7/8”	1.5”	1.75”
3 1/2”	2.0”	2.25”

Fuente: Producción de los autores.

También hay unas consideraciones sobre el diseño de la tubería que se necesitan tener en cuenta. Una varilla de 1” API no debe ser usada en tubería recubierta de 2 7/8” ya que estos tienen pins de 7/8” de diámetro y requieren couplings muy grandes. Las varillas de 1 1/2” API de diámetro sin embargo, tienen un pin de 3/4” que puede adaptarse a un coupling de slim hole. En otras aplicaciones, con varillas de diámetros menores a 1”, los couplings slim hole deberían ser utilizados.

7.2.3 Procedimientos de instalación y manejo en campo. El poly-lined tubing es corrido de la misma manera que el tubing regular. El mínimo torque API debe ser empleado. Además deben ser utilizadas protectores para las roscas, con el fin de proteger los bordes finales del polietileno.

Los siguientes son problemas actuales encontrados y remediados cuando se quiso correr el poly-lined tubing.

Tubería de pared delgada: En 2 ocasiones los pozos con tubería recubierta tuvieron que ser retiradas debido a agrietamiento por la excesiva pérdida de la pared del tubing. En uno de los casos esta grieta fue encontrada cuando se estaba probando hidrostáticamente el pozo y la otra fue encontrada unos días después que el pozo se había empezado a producir. En los dos ejemplos, se determinó que las fallas resultaron por un pobre control de calidad de la tubería que se estaba utilizando. En todas las aplicaciones donde se empleó tubing con al menos un 50% de su grosor de pared original fue exitoso. En estas fallas, el tubing tenía una pared de más o menos 20% del grosor original corroborado por el proceso de aseguramiento de la calidad. En cualquier evento, el tubing hubiera fallado con o sin el recubrimiento interno.

Incremento en la presión del sistema: En uno de los pozos, una bomba de 2 3/8" se instaló en la cara del pozo junto con una tubería poly-lined de 2 7/8" para reducir el desempeño general de los SPM y estabilizar la producción de fluido. Una vez empezó, el pozo falló debido a que el tapón de drenaje estalló. Esto se presentó por una excesiva presión de descarga de la bomba. Después de varios esfuerzos para reducir la presión, la bomba se cambió por una bomba de tubería de 1 3/4" y se aumentaron los SPM.

Herramientas de servicio a pozo: En más de una ocasión, hubo dificultades para extraer las bombas, y otros materiales Down hole debido a la cantidad de DLS y doblamientos que en la geometría del pozo reflejaba. Con persistencia y una mejor planificación estos problemas deben ser superados.

7.2.4 Información y Resultados de la Prueba Piloto. Se le instaló el poly-lined tubing a 17 pozos en todo el campo. Uno de los pozos piloto fue cerrado debido a que ya no cumplía la expectativa económica en producción. Para cuando se cerró, el pozo había alcanzado un tiempo de corrida sin fallas 5 veces mayor al anterior a la instalación. A grandes rasgos, los 17 pozos representaban algunos “problemas” más grandes y exhibían las peores tasas de ruptura de varilla y fallas de pozo en la historia del campo.

La producción de estos pozos variaba entre 40 y 500 BFPD. La longitud típica de la sarta de tubería fue entre más o menos 2800 y 3000'. En todos los casos, se usó tubing poly-lined de 2 7/8" y 3 1/2" EUE.

Es una comparación del tiempo de corrida del sistema de levantamiento artificial antes y después de la instalación del poly-lined tubing. La gráfica contabiliza las fallas por desgaste interno/corrosión en el tubing o desgaste externo de las varillas solamente. No se ha presentado ninguna falla de los pozos piloto en estas categorías. Sin embargo, ha habido varias fallas por bombas, tres fallas por corrosión interna en la varilla y una por corrosión externa de un tubing collar desde la instalación del piloto en febrero de 1996.

Hubo una falla por desgaste interno del tubing anchor (TAC), sin embargo el tubing anchor representa la única porción de la sarta del tubing que no fue recubierta en este sistema en particular. Consecuencia de esto, ahora se instalan TAC recubierto en los nuevos proyectos.

En las instalaciones iniciales, ya se tiene un runlife del proyecto de casi 2 años indicando una mejora substancial de su típico tiempo de falla de tan solo 90 días. El tiempo promedio para las fallas en estudio se ha incrementado de 93 días a 373 días y representa una mejora del 400%. El tiempo de corrida para todas las categorías de fallas se ha incrementado en un 300%.

En general ha habido una mejora de US\$.07 por barril de fluido levantado en costo de operación basado en la reducción de costos. El costo operativo del barril de aceite levantado, indica un promedio general de reducción de US\$.94/BO levantado.

Finalmente, la tasa de falla antes y después de la instalación han presentado una declinación de 4.3 a .59 para los 17 pozos. Esto indica que la mayoría de las fallas en los pozos venían de corrosión interna y desgaste de la tubería o desgaste relacionado con las varillas. (\pm 90%)

Es importante notar que en promedio, estos pozos no contaban con los diseños óptimos de sistemas de levantamiento. En muchos casos, las mejoras en las fallas de los pozos se pueden presentar por la optimización de estos sistemas de levantamiento sin la instalación del poly-lined tubing. Sin embargo, que esas tasas de falla tan mínimas, pudieran ser alcanzadas en tan poco tiempo, se debe a la instalación del recubrimiento.

7.2.5 Análisis Dinamómetro. En general se asume que el poly-lined tubing baja el coeficiente de fricción entre las varillas y el tubing en comparación a las aplicaciones de acero descubierto. Un coeficiente menor del desgaste por fricción (μ) será el resultado directo de la

rugosidad absoluta (ϵ) del material. Estas dos características se compararon para el acero y el polietileno así:

Tabla 7-4: Coeficientes de desgaste y rugosidad.

Material	μ (Ref. 1& 2)	ϵ (Ref. 3)
Acero	0,4-0,8	0,00015
Polietileno	0,16-0,23	0,000005

Fuente: Producción de los autores.

Esta tabla no representa lo que el coeficiente de fricción podría ser en un ambiente lubricado como en un pozo con bomba de varilla. Cada pozo será diferente dependiendo en la WOR y la inhibición química. Un coeficiente de fricción menor con respecto al desgaste, puede contar en una declinación de fallas relacionadas con este desgaste en los pozos. Para demostrar esta reducción, se especula que esos pozos, cuando no había cambios, o había unos mínimos en el diseño del sistema de levantamiento artificial (tamaño de bomba, longitud del stroke, SPM, Diseño de la varilla), en ambos casos, antes y después de la instalación del poly-lined tubing debería mostrar una diferencia medible en tres parámetros claves. La primera sería la reducción del rango de carga en la polished rod o la diferencia entre el pico de carga de la polished rod (PPRL) y el mínimo de carga del polished rod (MPRL). Una reducción en este rango indicarían una reducción en el arrastre del sistema debido a la disminución de la fricción. El segundo será la reducción de torque balanceado en la caja reductora. Los cálculos en el torque balanceado mostraran cualquier pérdida debido a ítems diferente a los reductores fricciónales, como peso inapropiado de la unidad de bombeo. El tercer parámetro debería ser la reducción del estrés mínimo downhole para la

sarta de varillas. Una disminución en este indicará menos fricción y arrastre en la sarta de varillas en el stroke abajo. Una reducción en el estrés mínimo de la varilla reducirá el chance de daños por desgaste de la varilla. De los 17 pozos piloto, solo 3 mantuvieron el mismo diseño de levantamiento antes y después de la instalación.

Otros parámetros: Es también importante considerar el efecto del incremento del ID de esos tres pozos en particular, lo cual contribuye a algo de la reducción en el área de superficie de contacto y fricción.

7.2.6 Observaciones.

- 1) Recubrimientos con polietileno extienden la runlife de las varillas debido a desgaste y la corrosión/desgaste interna del tubing en un 400% para los 17 pozos pilotos. Las tasas de falla de estos pozos también se redujeron dramáticamente de 4.3 a .59. esto incluye todas las fallas.
- 2) La tubería recubierta efectivamente demostró que tubería ya usada puede ser corrida en los pozos bajando el costo inicial del lined completo y nuevo.
- 3) Hay una disminución medible en el rango de carga de la polished rod, torque de balance, carga en la caja reductora y en el estrés mínimo de la varilla downhole debido al reducido coeficiente de fricción entre la sarta de varillas y la tubería en pozos con poly-lined

instalado. Esta reducción del coeficiente de fricción ayudara a disminuir la falla por desgaste en los pozos.

- 4) Hay numerosas consideraciones de diseño para tener en cuenta en los sistemas de poli-lined debido a la reducción de diámetro interno del tubing. Los más problemáticos son los relacionados con el tamaño de bomba. Varillas de 1" no deben ser utilizadas en tubing de 2 7/8" debido al OD de la box. Todos los TAC deben ser recubiertos también. Estas adiciones pueden causar un incremento en el costo inicial.
- 5) La aplicación de este procedimiento para Bombeo mecánico, es un problema, pero para PCP, aunque debe tenerse en cuenta, no es tan difícil ya que en el sistema de levantamiento artificial PCP utiliza un tubo más de la sarta de tubing y no va introducida por dentro de éste, como la de inserto de bombeo mecánico.

7.3. CARACTERIZACIÓN FÍSICO-QUÍMICA Y BACTERIOLÓGICA DE AGUAS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN

En los reportes analizados no se puede encontrar una caracterización definida, tanto de aguas de producción como de aguas de inyección. Por lo tanto se recomienda hacer nuevos análisis fisicoquímicos debido a que los encontrados son del año 2005 y 2006, los cuales ya se encuentran desactualizados por los constantes trabajos que se realizan en el pozo. Es decir, el monitoreo de la corrosión en el campo no se está llevando a cabo de la forma adecuada, pues no se están realizando seguimientos a

compuestos como el CO₂ que es el principal agente de ayuda al proceso de la corrosión en el campo.

También es necesario realizar análisis de la población bacteriana, ya que en los análisis de metalúrgica se encuentra el tipo de corrosión bacteriana, aunque en bajas proporciones, pero no se está realizando el debido proceso para prevenir y controlar este tipo de corrosión; ya que no se encuentran ningún tipo de prueba para su debido análisis.

8.4 INGENIERO CORROSIONISTA

La compañía requiere de una persona que esté capacitada para organizar y controlar los procedimientos necesarios para realizar un buen monitoreo y control de la corrosión en el campo, ya que en visitas realizadas a este se pudo detectar que ninguna persona de la compañía se encuentra a cargo de supervisar y analizar los procedimientos y pruebas realizadas por las compañías prestadoras de servicios.

Además nadie se encarga de analizar y organizar la información que se requiere para realizar el monitoreo, ya que se encuentran contradicciones en la información sobre intervenciones realizadas a los pozos por fallas en los equipos por corrosión, o no se especifica en el motivo de la intervención.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La realización de un monitoreo de la corrosión en un campo, mejora la eficiencia de producción y su rentabilidad, de lo contrario se pueden no detectar factores como presencia de bacterias; que hacen que las velocidades de corrosión y falla de materiales se aumente, dejando como consecuencia el aumento de los costos de producción.

Los materiales que se usan en un pozo para su producción, deben ser adecuados para las condiciones de operación y ambiente que se presenta en este, debido que los materiales utilizados en algunos pozos del campo Guando no son lo suficientemente resistentes para las condiciones de se corrosión severa que se presenta por esfuerzos de fricción y asistida por corrosión CO₂.

En el futuro es necesario implementar una nueva técnica de inyección de inhibidores para la corrosión en pozos completados con sistemas de levantamiento PCP, debido a que las velocidades de esta no permiten que el inhibidor actúe eficientemente cuando se inyecta por medio de la técnica conocida como Bacheo.

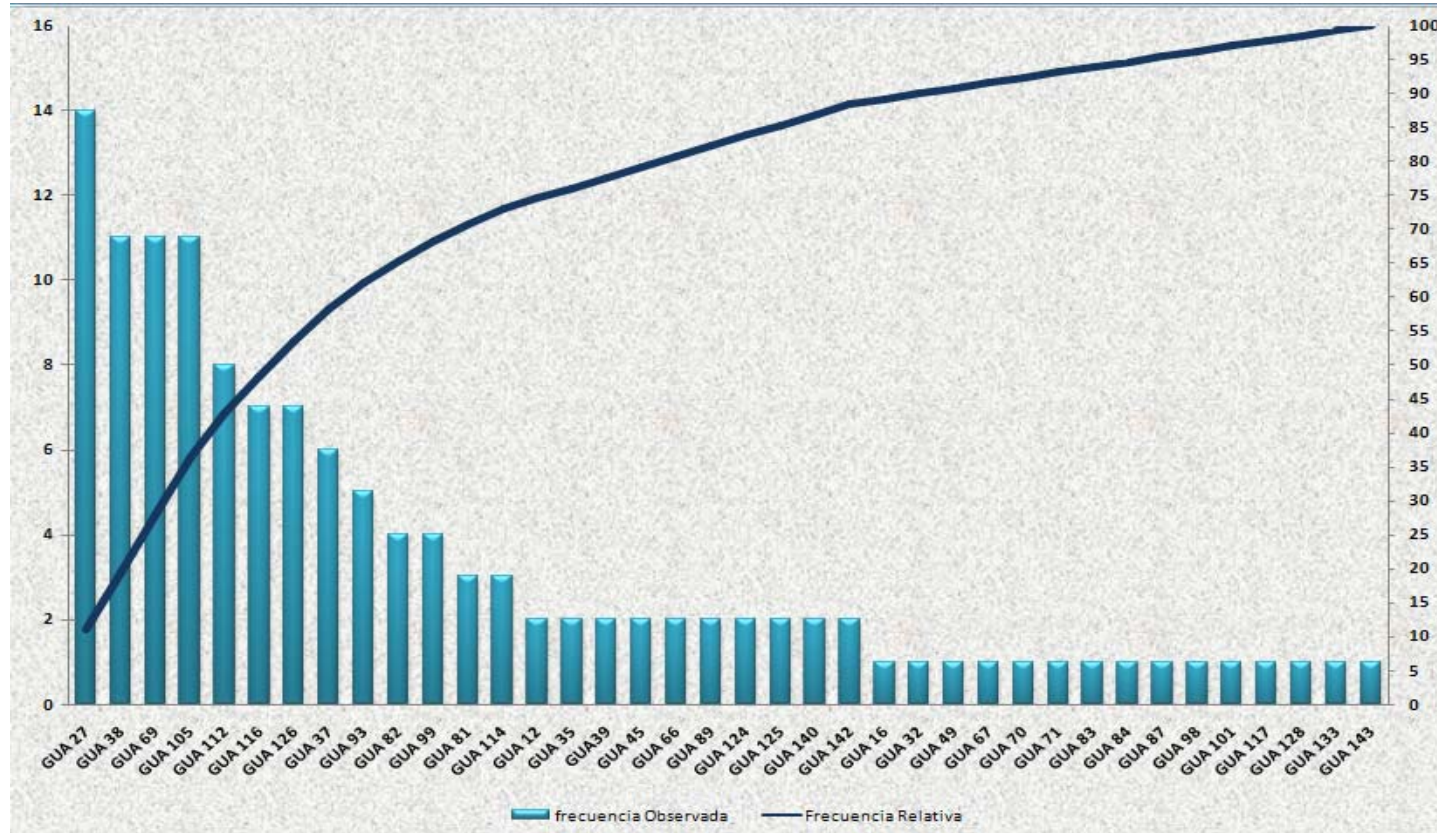
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 2) ARIZA, H. and ROJAS C. "*Decreasing well downtime in Guando oil field by using continuous sucker rod*". Bogota, Colombia SPE: 102774. 2002.
- 3) CLARO AREVALO, Taylo y SANCHEZ ROJAS, Numael. "*Estudio de la corrosión bajo esfuerzo, picado, caracterización de algunos materiales utilizados en equipo de producción de petróleo en el campo caño Limón (Arauca)*". Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis de grado, 1990.
- 4) GÓMEZ, Abdías y QUINTERO, Manuel Antonio. "*Sistema Basado en el Conocimiento de Apoyo a la Selección de Materiales para Ambientes*

- Corrosivos*". Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de sistemas. Tesis pregrado, 2002.
- 5) GÓMEZ M. Roberto y OSORIO T. Jairo. "*Control de la Corrosión de la Tubería De Producción de un Pozo del Campo la Cira*". Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis de grado, 1984.
 - 6) J.L. Crolet, ELF. "*Wich CO₂ Corrosion Hence, Which Prediction?, in Predicting CO₂ Corrosion in the oil and gas Industry*". The European Federation of Corrosion, No. 13, The Institute of Materials, 1994.
 - 7) NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE International), "*Corrosion Control In Petroleum Production*". Houston, Texas: NACE, 1979.
 - 8) NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE International), "*Basic corrosion course*". Houston, Texas: NACE, 1979.
 - 9) NATHAN, C. C. "*Corrosion inhibitors*". National association of corrosion engineers NACE. Houston, Texas. 2003.
 - 10) SALAZAR C., Mario y GÓMEZ SIERRA, Gilberto. "*Tratamiento y utilización del agua en la industria del petróleo. Corrosión y su prevención en la industria del petróleo*". Bucaramanga, Colombia: Universidad industrial de Santander, Escuela de ingeniería de Petróleos. Tesis de grado. 1971.

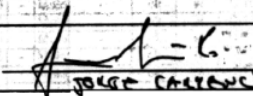
- 11)WHEELER Ralph R. *"Improving field economics through the use of modern casing-corrosion logging tools and techniques"*. Houston, Texas Halliburton Energy Services. SPE: 49297

ANEXO A. DIAGRAMA DE PARETO



Fuente: Producción de los Autores.

ANEXO B. REPORTE TUBOSCOPE BRANDT DE COLOMBIA

Tuboscope Brandt de Colombia Brandt Tuboscope		RESUMEN DE INSPECCION DE OCTG					
Procedimientos: SOP 404, 419, 422, 423, 606, 804 806, 807. SIP 001, API 5B, 5B1, 5CT, Vam, Hydril							
COMPañIA:	Petrobras Colombia Limited	WO:		O.I.T	50354		
LOCALIZACION:	Guando 69	FECHA:	13-Nov-04				
	JUNTAS, CASING	OD		# GRADO	CNN	BEV-STAND.	
101	JUNTAS, TUBING	3-1/2"	OD 9,3	# GRADO	N-80 CNN	EUE BEV-STAND.	
	JUNTAS, LINER	OD		# GRADO	CNN	BEV-STAND.	
	JUNTAS, PUP JOINTS	OD		# GRADO	CNN	BEV-STAND.	
TIPO DE TRABAJO:							
101	A. CALIBRACION INTERNA CON DRIFT		OD	42"	LONG.		
101	B. LIMPIEZA Y CHEQUEO VISUAL DE ROSCAS						
101	C. LIMPIEZA Y CHEQUEO VISUAL DEL CUERPO						
84	D. ULTRASONIDO PUNTUAL						
84	E. INSPECCION ELECTROMAGNETICA EN TODA LA LONGITUD.						
RESUMEN DE INSPECCION:							
0	OPERATIVAS			FT OK.			
	RECHAZADAS POR PIN						
	RECHAZADAS POR COUPLING						
	RECHAZADAS POR PIN Y COUPLING						
	RECHAZADAS POR DRIFT						
101	CHATARRA						
101	TOTAL JUNTAS INSPECCIONADAS						
OBSERVACIONES:							
SE EFECTUO INSPECCION ELECTROMAGNETICA CON SONOSCOPE EN SU LONGITUD TOTAL							
EL EQUIPO SE CALIBRO CON +/- 24 Voltios Y 15 Amperios, CON DEFLEXION EN ZAPATAS DE +/- 10MM.							
NOMENCLATURA PARA DEFECTOS: HF-CORRESPONDEN A ROSCAS MELLADAS Y/O DESGASTADAS							
DM-DEFECTO MECANICO DTE INT-DESGASTE INTERNO T-TORCIDO							
* 17 JUNTAS CHATARRAS PRESENTAN HILOS MELLADOS Y EL ESPACIO DE REPARACION ES CORTO PARA REALIZAR UNA CONEXIÓN							
* 84 juntas presentan corrosión severa interna en toda su longitud, con espesores de pared por debajo del 70% del nominal (0,254)							
* Se recomienda utilizar algun tipo de inhibidor de corrosión para evitar daños en la tubería							
INSPECTOR:				REVISADO POR:			

CLASIFICACIÓN	DILIGENCIADO POR	DISPONIBLE PARA	ARCHIVA / UBICACIÓN / TIEMPO
Cliente / Frente trabajo	Jefe de cuadrilla	Cliente / Gta. Operaciones / Área contable	Frente trabajo - Área contable - Back up / Frente trabajo / Copia dura 1 año y Back up según cliente

ANEXO C: REPORTE PRUEBA IONICA POZO GUA-069



Weatherford

Corod® Products & Services
 2801 – 84 Ave
 Edmonton, AB T6P 1K1
 Canada

July 11, 2007

Petrobras Colombia Ltd.
 Melgar
 LSD: Guando 069

Re: Corod Failure Analysis
 Our Filename: SER6 Petrobras Melgar Guando 69 June 1-2007

Parted Rod Report No	N/A	Application	Rotary
Rig No.	N/A	Welder No.	430
Rig Ticket No.	N/A	Welder Ticket No.	N/A
Rig Operator	N/A	Welder Operator	N/A
String I.D.	SER6	Rod Grade	4120M
Original Install Date	N/A	Failure/Surface Date	June 1, 2007
Total Rod String Length	N/A	Depth of Part	Shear coupling
Failure Summary			
Failure of the shear coupling occurred by fatigue as a result of bending and flexing, with contribution from corrosion damage.			

Weatherford Sales Contact: Jorge Coronel

Date Received at Laboratory: June 11, 2007

Location of Failure in String: 1" x 50,000 lb SH RH shear coupling, P.O. 2819311

ANEXO D: REPORTE PRUEBA IONICA POZO GUA-093



Corod® Products & Services
2801 - 84 Ave
Edmonton, AB T6P 1K1
Canada

February 8, 2007

Petrobras
Guando 93

Re: Corod Failure Analysis
Our Filename: Guando 93 Petrobras shear cplg Dec 2006

Failure Summary
Failure of the shear coupling occurred by fatigue resulting from bending and flexing.

Weatherford Sales Contact: Patricia Castillo
Date Received at Laboratory: December 21, 2006
Location of Failure in String: 1" x 30,000lb shear coupling, P.O. 1613470