

Evaluación de una tecnología para evitar el efecto de la corrosión generada por picaduras en las líneas de flujo de los campos de New Granada Energy Corporation

Kevin Arnold Sánchez Fernández

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Producción de Hidrocarburos

Director

Ing. John Jaime Mariscal Uribe

Posgrado en Gerencia de Proyectos.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2024

### **Dedicatoria**

Este trabajo se lo dedico a Dios primeramente por todas sus bendiciones, a mis padres Helmer Sánchez Sepúlveda y Nancy Fernández Castañeda quienes son mi mayor ejemplo y motivación para salir adelante, a mi hermano David Sánchez por su amor incondicional, a mi compañera de vida Andrea Urbano Bastilla por todo su apoyo, amor y sacrificio, a todos ustedes por bendecirme siempre los amo.

### **Agradecimientos**

A la universidad Industrial de Santander por abrirnos las puertas para seguir avanzando en nuestra carrera de la vida, a cada uno de los docentes que aportaron lo mejor de sus carreras de investigación para proyectar profesionales en la industria. A la empresa New Granada Energy Corporation por la información suministrada y permitir desarrollar con éxito este proyecto.

Al Ingeniero John Jaime Mariscal Urbina por su dedicación a lo largo del proyecto. Al Ingeniero Steven Muñoz Caballero por su confianza y su gran aporte en la industria. Al Ingeniero Oscar Rodríguez por su tiempo y colaboración.

Al Ingeniero Edinson Tobias Sierra Pulido por su perseverancia, aporte y acompañamiento durante el proceso de formación.

**Tabla de contenido**

Introducción .....	11
1. Objetivos .....	13
1.1 Objetivo General .....	13
1.2 Objetivos Específicos .....	13
2. Marco Teórico .....	14
2.1 La corrosión en el mundo de la industria.....	14
2.2 Tipos de Corrosión .....	16
2.2.1 Corrosión uniforme.....	16
2.2.2 Corrosión localizada.....	16
2.2.3 Corrosión galvánica .....	16
2.2.4 Corrosión por velocidad de flujo.....	17
2.2.5 Corrosión microbiológica.....	17
2.2.6 Corrosión ocasionada por el ambiente.....	17
2.2.7 Dióxido de carbono <b>CO<sub>2</sub></b> .....	17
2.2.8 Corrosión por <b>H<sub>2</sub>S</b> .....	19
2.2.9 Corrosión en líneas de flujo presentadas por dióxido de carbono ( <b>CO<sub>2</sub></b> ). ....	20
2.3 Impactos de la corrosión en líneas de flujo .....	21
2.4 Análisis de eventos presentados en líneas de flujo de los campos de NGEC .....	22

2.5 Sistema de recolección del campo Dorotea .....	22
2.6 Corrosión en las líneas de flujo del campo Dorotea de New Granada Energy Corporation. ....	25
2.6.1 Diferidas campo Dorotea .....	27
2.7 Costos operativos de facilidad y montajes en NGEC .....	29
2.8 Caracterización de fugas por picaduras .....	33
2.9 Análisis tecnología PEAD.....	37
2.9.1 Mecánica de fractura.....	37
2.9.2 Tubería en polietileno PEAD .....	38
3. Evaluación de costos en líneas a intervenir.....	40
4. Conclusiones.....	45
5. Recomendaciones .....	46
Referencias Bibliográficas.....	47

**Lista de tablas**

Tabla 1 Ubicación campos Dorotea.....	22
Tabla 2 Líneas de flujo campo Dorotea.....	23
Tabla 3 Eventos presentados en campo Dorotea .....	25
Tabla 4 Eventos presentados en campo Leona .....	25
Tabla 5 Eventos presentados en campo Cabiona.....	26
Tabla 6 Eventos causales de diferidas de producción.....	26
Tabla 7 Diferida de producción por picaduras en NGEC (BOPD).....	26
Tabla 8 Diferidas por pozo productor del campo Dorotea .....	28
Tabla 9 Eventos presentados en pozos de producción.....	28
Tabla 10 Número de fallas en líneas de flujo .....	29
Tabla 11 Costos operativos de facilidad & montajes en campo Dorotea .....	29
Tabla 12 Costos operativos de facilidad & montajes en campo Gabiona.....	30
Tabla 13 Costos operativos de facilidad & montajes en campo Leona .....	31
Tabla 14 Costos de facilidad & montajes en los campos de NGEC.....	31
Tabla 15 Costos generados por picaduras en cuatro años NGEC.....	32
Tabla 16 Líneas de flujo a intervenir con PEAD.....	40
Tabla 17 Costo para recubrimiento de tubería con PEAD.....	41
Tabla 18 Costos de tubería en acero .....	42
Tabla 19 Materiales en acero al carbón .....	43
Tabla 20 Análisis de costos totales .....	44
Tabla 21 Ventajas y desventajas .....	44

**Lista de figuras**

Figura 1 Corrosión .....	15
Figura 2 Lineas de flujo .....	23
Figura 3 Sistemas de recolección campo Dorotea .....	24
Figura 4 Cruce esteros Los Patos.....	33
Figura 5 Línea general 6” .....	34
Figura 6 Línea general 6” .....	35
Figura 7 Tramo afectado por picaduras LG2 6” .....	35
Figura 8 Fuga por picaduras a las 6:00 en punto .....	35
Figura 9 Afectación a cuerpo de agua de por hidrocarburo.....	36
Figura 10 Sistema PEAD en tubería .....	39
Figura 11 Tubería en polietileno .....	39

## Glosario

**Corrosión:** pérdida de material en el acero por factores físicos químicos.

**Líneas de flujo:** tubería encargada de trasportar fluidos de hidrocarburos.

**PE-100:** polietileno de alta densidad con una resistencia nominal a la presión del agua de hasta 10 bares.

**PE-80:** polietileno de alta densidad con una resistencia nominal a la presión del agua de 8 bares.

**PEAD:** polietileno de alta densidad.

**Picaduras:** pequeños agujeros rectangulares en las tuberías.

**PIP:** es la presión de entrada a la bomba, medida importante para diseñar y operar un sistema de levantamiento.

**Polietileno de alta densidad:** materia prima utilizada en la fabricación de las tuberías, se produce a partir de la polimerización del etileno.

**Termofusión:** técnica que consiste en una soldadura simple y rápida con la cual se hace la unión de tubos de polietileno, también conocidos como PPR, y sus correspondientes accesorios.

**WHP:** presión que se registra en cabeza de pozo, importante para conocer el comportamiento del pozo en superficie.

## Resumen

**Título:** Evaluación de una tecnología para evitar el efecto de la corrosión generada por picaduras en las líneas de flujo de los campos de New Granada Energy Corporation

**Autor:** Kevin Arnold Sánchez Fernández

**Palabras clave:** Picaduras, línea de flujo, producción.

**Descripción:** La empresa New Granada Energy Corporation operadora del sector hidrocarburos, ha venido atravesando un aspecto crítico y duplicando su esfuerzo para controlar la corrosión en los campos de producción, especialmente en las líneas de flujo donde se evidencian diferentes procesos de corrosión, como son las picaduras, estos eventos intermitentes representan sanciones a largo plazo y pérdidas económicas para la compañía. Para cuantificar el impacto causado por la corrosión se realizará una documentación de los eventos presentados por picaduras durante los últimos cuatro años, se realizará una búsqueda en las bases de datos de producción e integridad con el fin de identificar las pérdidas por diferidas de producción e intervenciones por facilidades & montajes, en los eventos presentados en las líneas de flujo desde el año 2020 al año 2023. Una vez se conozcan los datos de diferidas y pérdidas económicas se procederá a evaluar otra alternativa para proteger las líneas de flujo de la corrosión, donde se propondrá evaluar la relación costo beneficio describiendo ventajas y desventajas de una tecnología de protección con polietileno de alta densidad comparándolo con el sistema actual de protección que tiene el campo.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos Director: John Jaime Mariscal Uribe. Esp. en Gerencia de Proyectos.

### Abstract

**Title:** Evaluation of a technology to avoid the effect of corrosion generated by pitting in the flow lines of the New Granada Energy Corporation fields

**Author:** Kevin Arnold Sánchez Fernández

**Keywords:** Pitting, Flow line, production.

**Description:** The company New Granada Energy Corporation, operator of the hydrocarbon sector, has been going through a critical aspect and doubling its efforts to control corrosion in the production fields, especially in the flow lines where different corrosion processes are evident, such as bites, these intermittent events represent long-term penalties and economic losses for the company. To quantify the impact caused by corrosion, a documentation will be made of the events presented by pitting during the last four years, a search will be carried out in the production and integrity databases in order to identify losses due to deferred production and interventions. by facilities & assemblies, in the events presented in the flow lines from the year 2020 to the year 2023. Once the deferred data and economic losses are known, another alternative will be evaluated to protect the flow lines from corrosion, where It will be proposed to evaluate the cost-benefit relationship, describing advantages and disadvantages of a protection technology with high-density polyethylene, comparing it with the current protection system that the field has.

---

\*Degree work

\*\*Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Specialization in Hydrocarbon Production Director: John Jaime Mariscal Uribe. Specialist in Project Management.

## Introducción

Actualmente las líneas de flujo de los campos de New Granada Energy Corporation sucursal Colombia están diseñadas con acero al carbono, ya que es uno de los materiales más resistentes y utilizados en la industria de los hidrocarburos para transportar los fluidos de los pozos desde las diferentes locaciones aledañas hasta las facilidades principales para realizar su respectiva separación y ventas de hidrocarburos.

En los campos de New Granada Energy como son Leona, Dorotea, Garzas y Cabiona han venido enfrentando una problemática que a nivel industrial se tiene que combatir, este gigante conocido como corrosión ocasiona pérdidas de integridad en las tuberías y como consecuencia rupturas en las líneas de flujo generalmente por picaduras, lo que conlleva grandes pérdidas y altos costos operativos para la empresa, exponiéndose también a sanciones por impactos ambientales. Dentro de estos procesos de corrosión se puede relacionar, Corrosión uniforme, corrosión por altas velocidades, régimen de flujo turbulento, corrosión localizada, corrosión galvánica, Biológica y por reacciones expuestas al ambiente.

Debido a esta problemática y las pérdidas económicas que se han venido evidenciando a lo largo de los últimos cuatro años en la compañía, se ha tomado la iniciativa de evaluar nuevas tecnologías para proteger las líneas de flujo y optimizar costos de producción.

Debido a la presencia de agentes de corrosión química y mecánica en los fluidos de producción se han presentado múltiples eventos de pérdida de integridad de la tubería “Pitting o Picaduras” en líneas generales de flujo desde las diferentes locaciones hasta la facilidad principal donde se separan los fluidos, generando para la compañía impactos ambientales, diferidas de

producción, incrementos de costos operativos, disminución de la disponibilidad del personal de Facilidades & Montajes e inconvenientes con la comunidad de los predios aledaños a la operación.

Por ende, la preocupación del aumento de los eventos presentados por picaduras “Pitting” en las líneas generales y el incremento en los costos operacionales. Por consiguiente, la necesidad de evaluar una nueva tecnología para soportar el desplazamiento de fluidos evitando procesos de corrosión, diferidas de producción e impactos ambientales. Con estos resultados se determinará la relación costo beneficio al solucionar esta problemática beneficiando a la empresa New Granada Energy Corporation aprovechando los recursos operativos.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Evaluar una tecnología para proteger de los procesos de corrosión, las líneas de flujo de los campos de new Granada Energy Corporation.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Documentar los eventos de Pitting presentados en las líneas de flujo de los campos de NGEC.

Determinar los procesos de corrosión presentes en las líneas de flujo de los Campos de New Granada Energy Corporation

Realizar el análisis técnico y económico de la tecnología PEAD para proteger las líneas de flujo en los campos de NGEC.

## 2. Marco Teórico

### 2.1 La corrosión en el mundo de la industria

La corrosión ha sido uno de los principales problemas en el mundo de la industria, ha llegado a derribar puentes, romper grandes estructuras y destruir grandes plataformas, provocando la ruptura de líneas de conducción generando grandes catástrofes. Este fenómeno en tiempos no controlados y a exposición en diferentes ambientes hace que dichos factores de corrosión puedan deteriorar cualquier material llegando a generar pérdidas económicas.

De acuerdo con la Administración Federal de autopistas de EUA, en el año 2015 el costo directo anual aproximado de la corrosión para los Estados Unidos se estimó en USD 500 000 millones, lo que representa alrededor del 3,1% del producto bruto interno de ese país<sup>1</sup>.

A lo largo de la historia de la industria de los hidrocarburos, la corrosión se ha convertido en un tema de alto interés para la investigación de los diferentes procesos y variables que la generan, con el fin de poder determinar la mejor forma de control y manejo. En este proceso se han generado grandes inversiones en costos operativos con el objetivo de minimizar los impactos económicos y ambientales que puede llegar a generar.

La lucha contra la corrosión requiere que se comprendan los elementos principales que causan y contribuyen a este fenómeno. Existen varias clases de corrosión; para la industria del

---

<sup>1</sup> KOCH GH, Brongers MPH, Thompson NG, Virmani YP y Payer JH: "Corrosion Costs and Preventive Strategies in the United States," Washington, DC: Administración Federal de Autopistas del Departamento de Transporte de EUA, Publicación FHWA-RD-01-156, marzo de 2002.

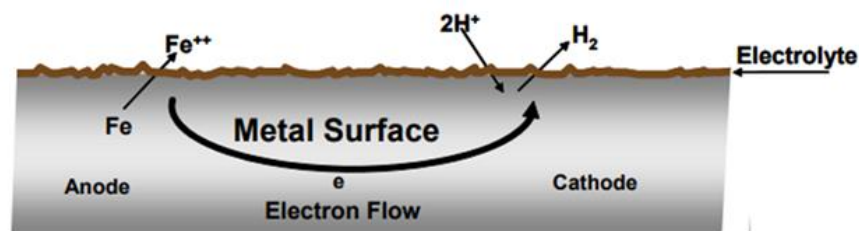
petróleo y el gas, los tipos más comunes son la exposición al dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>, corrosión dulce], al ácido sulfhídrico [H<sub>2</sub>S, corrosión ácida] y al oxígeno[O<sub>2</sub>], y la corrosión causada por los microorganismos, aludida como corrosión influenciada microbiológicamente o corrosión microbiológica.<sup>2</sup>

Para que ocurra la corrosión metálica, deben estar presentes las cuatro condiciones siguientes:

1. Un ánodo (ej. disolvente del acero)
2. Un cátodo (reactivo requerido)
3. Una conexión eléctrica metálica entre el ánodo y el cátodo (ej. la pared del tubo)
4. Electrolito (ej., agua).

### Figura 1

#### Corrosión



Tomado de *Nace Internacional 2003*.

La razón primaria por la que ocurre la corrosión se basa en la termodinámica. La termodinámica es la ciencia del flujo de energía. En muchos casos, este flujo de energía se presenta en la forma de calor. En el caso de las reacciones de corrosión, la cantidad de calor generada es demasiado baja para medirla. En cambio, el flujo de energía en las reacciones de corrosión se

---

<sup>2</sup> POPOOLA LT, Grema AS, Latinwo GK, Gutti B y Balogun AS: "Corrosion Problems During Oil and Gas Production and Its Mitigation," *International Journal of Industrial Chemistry* 4, no. 1 (2013)

presenta en la forma de energía eléctrica que resulta del flujo de electrones. Es este flujo de energía el que determina la dirección de las reacciones químicas y de la corrosión. Para que estas reacciones ocurran espontáneamente, la energía final debe ser más baja que la energía inicial.<sup>3</sup>

## **2.2 Tipos de Corrosión**

Existen seis tipos de corrosión que han venido afectando las diferentes industrias a lo largo del tiempo, así mismo catalogados como material de estudio interinstitucional en busca de mejoras para mitigar sus impactos, cada uno afecta directa o indirectamente la economía de una industria, tales; como:

### **2.2.1 Corrosión uniforme**

Este tipo de corrosión se evidencia en superficies de forma generalizada distribuida uniformemente sobre el material, puede estar asociado con factores ambientales o mecánicos, régimen de flujo, temperatura, y presión.

### **2.2.2 Corrosión localizada**

La corrosión localizada se evidencia en un área muy pequeña formando fisuras o cavidades en el material. También llamada picaduras y se pueden observar en las tuberías como pequeños agujeros rectangulares.

### **2.2.3 Corrosión galvánica**

Este tipo de corrosión existe cuando se conecta dos materiales diferentes eléctricamente actuando uno como ánodo y el otro como cátodo, es decir cuando hacemos una conexión con materiales como hierro y aluminio, también la podemos evidenciar en dos materiales iguales, pero con distintas edades cuando se realizan reparaciones y se sustituye una pieza de un material

---

<sup>3</sup> NACE INTERNATIONAL. Manual del curso sobre corrosión interna en tuberías, 2003. P. 1:2-1:3.

conectándose a una más antigua, esta pieza puede tener una carga mayor pudiendo desarrollar películas de corrosión más catódicas.

#### ***2.2.4 Corrosión por velocidad de flujo***

La corrosión por velocidad de flujo se puede identificar en la superficie del material con una morfología de cavidades lisas dejando un sin número de líneas generalmente en dirección al fluido, esto ocasionado por las partículas de diferentes tamaños impulsadas por la velocidad del flujo, generando coaliciones sobre el material acelerando el desgaste de este y pérdida de integridad.

#### ***2.2.5 Corrosión microbológica***

Este tipo de corrosión es inducida por microorganismos en contacto con los materiales, generalmente por bacterias, pero pueden incluir hongos, algas y protozoarios en ciertos ambientes. Debido a las actividades metabólicas de estos microorganismos en la interface del metal puede llegar a cambiar sus características físicas y químicas, estas reacciones son ocasionadas por bacterias productoras de ácido, bacterias reductoras de sulfato en la mayoría de los casos, provocando así corrosión en diferentes metales.

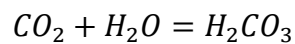
#### ***2.2.6 Corrosión ocasionada por el ambiente***

Es la fractura inducida a un metal que admite grandes deformaciones mecánicas sin llegar a romperse, es causada por factores ambientales uno de los principales problemas es generada por el hidrógeno residual absorbido durante la fabricación del acero. Esto ocasiona que el material se termine rompiendo fácilmente.

#### ***2.2.7 Dióxido de carbono $CO_2$***

El dióxido de carbono ( $CO_2$ ) es un gas inodoro e incoloro presente a niveles variables en casi todo gas natural. Cuando el  $CO_2$  se encuentra a una presión parcial suficiente en presencia de

agua (dependiendo de la química del agua), la corrosión interna ocurrirá en las tuberías y componentes de acero al carbón. La corrosión por  $CO_2$  también se conoce como corrosión “dulce” debido a la ausencia del efecto del gas ácido (sulfuro de hidrógeno [ $H_2S$ ]) en la corrosión para un sistema particular. Se ha encontrado que cuando hay agua suave, como cuando se forma durante la condensación del gas, el  $CO_2$  se vuelve muy corrosivo, formando ácido carbónico ( $H_2CO_3$ ) como se muestra en la ecuación siguiente.



Cuando se forma el ácido carbónico, el PH del agua en el sistema disminuye (se crean condiciones ácidas y aumenta la concentración de  $H^+$ ) y se incrementa la tasa de corrosión. Si hay agua dura, el  $CO_2$  pueden formar carbonatos ( $CO_3^{2-}$ ) y/o bicarbonatos ( $HCO_3^-$ ) que forman una incrustación protectora en la forma de sales como el calcio o el carbonato de magnesio y el bicarbonato de calcio. Los bicarbonatos también actúan como agente buffer, consumiendo ácidos ( $H^+$ ) y no permitiéndoles disminuir el PH y volverse corrosivos. Sin embargo, el efecto buffer se contrarresta ligeramente por el efecto del bicarbonato como reactivo catódico.

La presencia de cantidades residuales de ácidos orgánicos de bajo peso molecular (fórmico, acético o ácidos propiónicos) en presencia de  $CO_2$  pueden ocasionar corrosión incrementada debido a su acidez (ácidos orgánicos) y a la formación de productos solubles de la corrosión (ej., acetato férrico).

Algunos de los factores que determinan la solubilidad del  $CO_2$  son la presión, la temperatura y la composición del agua. En sistemas de agua suave, la proporción de corrosión por  $CO_2$  se incrementa cuando la presión parcial del  $CO_2$  aumenta. La presión parcial del  $CO_2$  (o  $H_2S$

o cualquier otro componente de gas) se determina, analizando el contenido de una muestra de gas y haciendo el cálculo como se muestra más adelante. Una vez que se mide el % de mol del gas de  $CO_2$  gas, en relación a la muestra completa del gas, ese mol se multiplica por la presión total para calcular la presión parcial del  $CO_2$ .

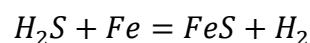
Presión parcial > [% mol x presión total] /100

Dónde: presión total (psia) = [presión (psig) + presión atmosférica (14.7 psi)]<sup>4</sup>

### **2.2.8 Corrosión por $H_2S$**

El sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) es un gas incoloro y venenoso que tiene un olor característico a huevo podrido en concentraciones bajas. El  $H_2S$  es soluble en agua, donde se comporta como un ácido débil y normalmente causa picaduras del acero al carbón. La corrosión por ataque de  $H_2S$  ataque a menudo se llama corrosión “ácida”.

Por lo general, cuando hay  $H_2S$  en un pozo o tubería de gas natural y se disuelve en salmuera, no hay nada de oxígeno u otro agente oxidante con él. También puede producirse a partir del metabolismo de las bacterias reductoras del sulfato. En estas condiciones, el  $H_2S$  disuelto atacará el hierro y las aleaciones no resistentes al ácido. La reacción general de corrosión del  $H_2S$  con el hierro es la siguiente:



---

<sup>4</sup> NACE INTERNATIONAL. Manual del curso sobre corrosión interna en tuberías, 2003. P. 1:17-1:18.

El sulfuro férrico ( $FeS$ ) producido por esta reacción generalmente se adhiere a las superficies del acero como polvo o incrustación negra. Esta incrustación tiende a causar la aceleración local de la corrosión porque el  $FeS$  es catódico para el acero y puede producir picaduras profundas en donde hay roturas en la capa continua de incrustación. Los sólidos de  $FeS$ , cuando no se humectan con hidrocarburos o agua, pueden ser pirofóricos (combustión espontánea) cuando se exponen al aire porque el  $FeS$  se oxida a óxido de hierro.

Aunque rara vez se encuentran en las tuberías de transmisión de gas, otros problemas que pueden ser presentarse por la corrosión por  $H_2S$  son: ampollas de hidrógeno (formación de gas de hidrógeno en huecos en el acero que se acumula y provoca ampollas) y el agrietamiento por esfuerzo de sulfuro (fallas quebradizas espontaneas que ocurren en los aceros y otras aleaciones de alta dureza cuando se exponen a  $H_2S$  húmedo y otros ambientes sulfúricos.<sup>5</sup>

### ***2.2.9 Corrosión en líneas de flujo presentadas por dióxido de carbono ( $CO_2$ ).***

Diferentes estudios en Colombia demuestran que uno de los problemas que ocasionan grandes pérdidas económicas en los campos de producción de crudo están siendo ocasionadas por agente corrosivo denominado  $CO_2$ , estos problemas se presentan en las líneas de flujo desde cabeza de pozo hasta la batería de facilidad, dicho problema ha llevado a investigar diferentes estrategias operativas, y a evaluar diferentes técnicas para proteger las líneas de flujo, una de las más utilizadas, es el tratamiento químico que consiste en aplicar inhibidores de corrosión e incrustación, para mitigar procesos de corrosión como picaduras que ocasionan contingencias ambientales, llegando a generar sanciones con las entidades gubernamentales de control.

---

<sup>5</sup> *Ibíd.*, p 1:18.

La evaluación de los parámetros fisicoquímicos y microbiológicos realizados tanto en campo como en laboratorio, suministran información valiosa que permiten estimar el grado de corrosividad del fluido transportado o almacenado, y la identificación de los posibles mecanismos de daño desde el punto de vista corrosivo de acuerdo con criterios recomendados en los estándares.

La determinación de la corrosividad por los fluidos tiene como directriz el estándar **NACE MR 0176-2012** en la cual se presenta una clasificación de corrosividad de fluidos a partir de tres parámetros fisicoquímicos críticos que son: el corte de agua (BS&W), el  $CO_2$  disuelto y el  $H_2S$  disuelto, esta norma es la base para la determinación de la criticidad de las aguas asociadas a pozos de producción de hidrocarburos.<sup>6</sup>

### **2.3 Impactos de la corrosión en líneas de flujo**

New Granada Energy Corporation Sucursal Colombia es una empresa fundada en 2007 que opera en la industria del gas y petróleo a través de inversiones en diferentes sectores de Colombia. Opera cuatro campos petroleros: Dorotea, Leona, Cabiona & Garzas Doradas, distribuidos a lo largo de la cuenca de los llanos orientales. La línea de negocios de la compañía incluye la realización de servicios geofísicos, geológicos y otros servicios de exploración y producción de petróleo y gas.

---

<sup>6</sup> VARGAS GUTIÉRREZ, Eder. Efecto de la corrosión por  $CO_2$  en tuberías de transporte de crudo de un campo petrolero colombiano. 2020.

**Tabla 1***Ubicación campos NGEC*

<b>Campo</b>	<b>Departamento</b>	<b>Cabecera municipal</b>	<b>Distancia (km)</b>
Dorotea	Casanare	Paz de Ariporo	124.6
Leona	Casanare	Paz de Ariporo	105.4
Cabiona	Meta	Puerto Gaitán	126.5
Garzas Doradas	Vichada	Puerto Gaitán	162.1

Fuente: Autor

#### **2.4 Análisis de eventos presentados en líneas de flujo de los campos de NGEC**

Con base en los registros de la compañía se seleccionó el campo Dorotea ya que es el campo más grande de la empresa con una producción aproximada de 1200 BOPD, 45000 BWPD y 200 KSCFD. Se llevó a cabo una revisión del histórico en los tres campos de cada evento presentado en las líneas de flujo en los últimos cuatro años, esto con el fin de realizar el levantamiento de los eventos presentados por picaduras en las líneas de flujo, así mismo cuantificar las diferidas de producción y realizar un análisis detallado de las pérdidas económicas en los campos productores, esto con el fin de evaluar costo beneficio al implementar una nueva tecnología como alternativa operativa para proteger las líneas de flujo de la corrosión y prevenir un impacto ambiental.

#### **2.5 Sistema de recolección del campo Dorotea**

El sistema de recolección del campo esta direccionado desde las locaciones C7, C5, D1, N1, C3, C1, y B4 desde las cuales se mueven los fluidos a la estación principal B2 donde ingresan

al colector principal y seguidamente ingresa al separador donde se distribuyen los fluidos por la facilidad para su respectivo tratamiento y venta.

**Tabla 2**

*Líneas de flujo campo Dorotea*

Identificación	Diámetro	Origen	Destino	Longitud (m)
Línea general 1 tramo 1	6"	C7	C3	2484.394
Línea general 1 tramo 2	10"	C3	B2	5017.911
Línea de prueba	6"	C7	C5	1436.074
Línea de prueba	6"	C5	B2	6700
2 líneas tendidas	5 1/2"	C5	C3	2400
Línea general 3	6"	C3	B2	5232.761
Línea general 2	6"	C3	B2	5233.164

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

Estas líneas son en acero al carbono, SCH 40, como se observa en la imagen algunos tramos están en marcos H y otros están enterrados, específicamente donde son los cruces de bovinos.

**Figura 2**

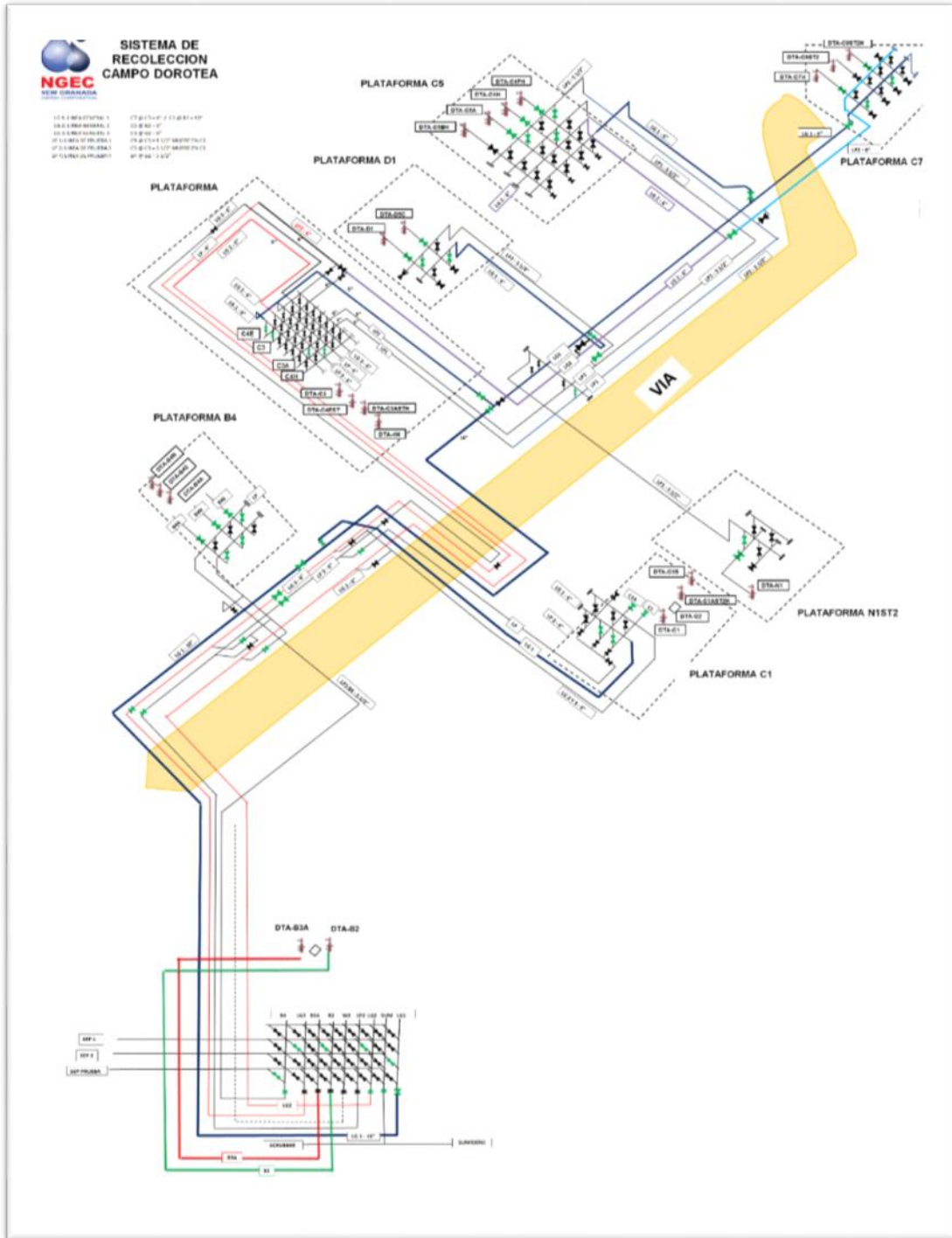
*Líneas de flujo*



Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Figura 3**

*Sistema de recolección campo Dorotea*



Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

## 2.6 Corrosión en las líneas de flujo del campo Dorotea de New Granada Energy

### Corporation.

A continuación, se presentan los eventos y costos asociados a las fugas presentadas por picaduras en las diferentes líneas de flujo durante la operación en los tres campos operativos de la compañía; Leona, Dorotea y Cabiona.

**Tabla 3**

*Eventos presentados en campo Dorotea*

<b>Dorotea</b>	<b>Año</b>				<b>Total</b>
	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	
Equipos					
<b>Facilidades Agua</b>	11	8	7	2	28
<b>Facilidades Crudo</b>	3	1	3		7
<b>Línea Agua</b>	13	27	19	9	68
<b>Línea General 10"</b>	5	9	7	1	22
<b>Línea General 6"</b>		6	17	1	24
<b>Línea Producción</b>	25	42	31	25	123
<b>Total</b>	<b>57</b>	<b>93</b>	<b>84</b>	<b>38</b>	<b>272</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Tabla 4**

*Eventos presentados en campo Leona*

<b>Leona</b>	<b>Año</b>				<b>Total</b>
	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	
Equipos					
<b>Facilidades Agua</b>	5	3		4	12
<b>Facilidades Crudo</b>	9	7	11	3	30
<b>Línea Agua</b>	3	7	7	9	26
<b>Línea General 6"</b>	1				1
<b>Línea Producción</b>	13	10	5	5	33
<b>Total</b>	<b>31</b>	<b>27</b>	<b>23</b>	<b>21</b>	<b>102</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Tabla 5***Eventos presentados en campo Cabiona*

<b>Cabiona</b>	<b>Año</b>			
	<b>2020</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Total</b>
Equipos				
<b>Facilidades Agua</b>	2	2		4
<b>Facilidades Crudo</b>		1		1
<b>Línea Agua</b>	1	3	2	6
<b>Línea Producción</b>	1	4		5
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>10</b>	<b>2</b>	<b>16</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

A continuación, se relacionan los eventos presentados por picaduras en los tres campos durante los últimos cuatro años, donde fue necesario apagar los equipos para intervenir las líneas de flujo y controlar las fugas en su momento, como se puede observar dichos eventos generan pérdidas económicas para la compañía.

**Tabla 6***Eventos causales de diferidas de producción*

<b>Líneas de flujo</b>	<b>Año</b>				<b>Total</b>
	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	
<b>Línea general 10"</b>	24	169			193
<b>Leo_B5</b>		2		43	45
<b>Línea de Producción</b>	16	17	8	23	64
<b>Línea de agua</b>			2		2
<b>Total</b>	<b>40</b>	<b>188</b>	<b>10</b>	<b>66</b>	<b>304</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation***Tabla 7***Diferida de producción por picaduras en NGEC (BOPD)*

<b>Diferida de producción_(BOPD)</b>	<b>Año</b>				<b>Total</b>
	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	
<b>Línea general 10"</b>	259.71	401.06			660.77
<b>Leo_B5</b>		1.81		485.40	487.21
<b>Línea de Producción</b>	39.19	46.20	19.98	74.73	180.10
<b>Línea de agua</b>			10.83		10.83
<b>Total</b>	<b>298.90</b>	<b>449.07</b>	<b>30.81</b>	<b>560.13</b>	<b>1338.91</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

Para determinar los procesos de corrosión presentes en las líneas de flujo se revisaron los reportes mensuales de la compañía, donde se evidenció el registro diario de las intervenciones realizadas por el departamento de facilidades & montajes, la base de datos de diferidas de producción, los archivos digitales y reportes de análisis fisicoquímicos de los fluidos. Esto con el fin de determinar los procesos de corrosión presentados en las líneas de flujo del campo Dorotea y analizar el uso de una nueva tecnología para prevenir los impactos generados por picaduras en la compañía.

### ***2.6.1 Diferidas campo Dorotea***

El departamento de producción es el encargado del seguimiento diario de la producción y venta, donde se realizó una exhaustiva búsqueda en las bases de datos, logrando identificar eventos por picaduras en las líneas de flujo del campo Dorotea durante los últimos cuatro años, verificando así por pozo productivo del campo el cual reflejo pérdidas de producción de crudo debido a las fallas. También por otra parte ocasionaron cambios en condiciones operativas tal como alineaciones, datos de PIP y WHP aumentaron en algunos casos lo que corresponde a una restricción dada por estos parámetros en superficie. También otras fallas comunes fueron apagadas de pozo para intervenirlas y corregir la fuga por picadura. Por otra parte, también se realizan apagadas programadas para intervenir las líneas de flujo y cierres temporales de algunos pozos por capacidad cuando se presentan picaduras en las líneas de transporte de agua hacía inyección.

**Tabla 8***Diferidas por pozo productor del campo Dorotea*

<b>Diferida Producción (BOPD)</b>	<b>Año</b>				
	<b>Pozos</b>	2020	2021	2022	2023
<b>DOROTEA_B4A</b>		120,69			42,26
<b>DOROTEA_B4S</b>		2,29			0,89
<b>DOROTEA_C1</b>			85,28		0,28
<b>DOROTEA_C1AST2H</b>		81,57			
<b>DOROTEA_C3</b>			10,82	0,75	1,82
<b>DOROTEA_C3ASTH</b>		56,18	63,29	6,80	1,25
<b>DOROTEA_C3S</b>			8,42		
<b>DOROTEA_C4FH</b>		2,38	9,58		8,36
<b>DOROTEA_C4H</b>			97,49		
<b>DOROTEA_C5A</b>			20,90		4,21
<b>DOROTEA_C5C</b>			22,16	1,04	
<b>DOROTEA_C5H</b>		9,33	28,00		6,59
<b>DOROTEA_C7H</b>					6,94
<b>DOROTEA_C9ST2H</b>		3,06	10,57		
<b>DOROTEA_D1</b>			25,01		
<b>DOROTEA_N1ST2</b>			63,44		
<b>Total</b>		275,50	444,96	8,59	72,60

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation***Tabla 9***Eventos presentados en pozos de producción*

<b>Equipo</b>	<b>Numero de fallas</b>
DOROTEA_B4A	14
DOROTEA_B4S	3
DOROTEA_C1	29
DOROTEA_C1AST2H	7
DOROTEA_C3	17
DOROTEA_C3ASTH	21
DOROTEA_C3S	11
DOROTEA_C4FH	19
DOROTEA_C4H	28
DOROTEA_C5A	13
DOROTEA_C5C	12

DOROTEA_C5H	13
DOROTEA_C7H	1
DOROTEA_C9ST2H	13
DOROTEA_D1	10
DOROTEA_N1ST2	28
<b>Total</b>	<b>239</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

Por otra parte, se logró identificar el número de fallas específicas en las líneas generales de 10" y 6", esto con el fin de identificar los puntos críticos que han presentado fugas reiteradas.

### Tabla 10

*Numero de fallas en líneas de flujo*

Equipo	Numero de fallas
<b>General Line 10"</b>	193
<b>Production Line</b>	46
<b>Total</b>	<b>239</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

## 2.7 Costos operativos de facilidad y montajes en NGEC

En las siguientes tablas se puede observar los costos asociados de los eventos intervenidos por picaduras durante la operación del 2020 al 2023, especificando costo de material y costo de cuadrilla por campo.

Para el campo Dorotea se presentan los costos del año 2020, 2021, 2022 y 2023

### Tabla 11

*Costos operativos de facilidad & montajes en campo Dorotea*

<b>Campo Dorotea</b>			
Equipo	Hora hombre	Costo material	Costo cuadrilla
2020	839.7	\$ 32,243,000	\$ 61,977,857.14
Facilidades agua	92.7	\$ 100,000	\$ 6,842,142.86
Facilidades crudo	22.5	\$ 0	\$ 1,660,714.29
Línea agua	238.5	\$ 13,530,000	\$ 17,603,571.43

Línea general 10"	126	\$ 10,600,000	\$ 9,300,000.00
Línea producción	360	\$ 8,013,000	\$ 26,571,428.57
2021	1464.3	\$ 55,521,900	\$ 108,079,285.71
Facilidades agua	94.5	\$ 751,000	\$ 6,975,000.00
Facilidades crudo	9	\$ 0	\$ 664,285.71
Línea agua	352.8	\$ 10,043,900	\$ 26,040,000.00
Línea general 10"	211.5	\$ 12,981,000	\$ 15,610,714.29
Línea general 6"	108	\$ 3,540,000	\$ 7,971,428.57
Línea producción	688.5	\$ 28,206,000	\$ 50,817,857.14
2022	1807.2	\$ 47,567,000	\$ 133,388,571.43
Facilidades agua	76.5	\$ 3,150,000	\$ 5,646,428.57
Facilidades crudo	22.5	\$ 2,274,000	\$ 1,660,714.29
Línea agua	297	\$ 5,624,000	\$ 21,921,428.57
Línea general 10"	180	\$ 250,000	\$ 13,285,714.29
Línea general 6"	567	\$ 832,000	\$ 41,850,000.00
Línea producción	664.2	\$ 35,437,000	\$ 49,024,285.71
2023	1017	\$ 40,549,400	\$ 75,064,285.71
Facilidades agua	36	\$ 156,800	\$ 2,657,142.86
Línea agua	157.5	\$ 11,549,600	\$ 11,625,000.00
Línea general 10"	135	\$ 0	\$ 9,964,285.71
Línea general 6"	189	\$ 0	\$ 13,950,000.00
Línea producción	499.5	\$ 28,843,000	\$ 36,867,857.14
<b>Total</b>	<b>5128.2</b>	<b>\$ 175,881,300</b>	<b>\$ 378,510,000.00</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Tabla 12**

*Costos operativos de facilidad & montajes en campo Cabiona*

<b>Campo Cabiona</b>			
Equipo	Hora hombre	Costo material	Costo cuadrilla
2020	54	\$ 450,000	\$ 3,985,714.29
Facilidades agua	27	\$ 300,000	\$ 1,992,857.14
Línea agua	9	\$ 0	\$ 664,285.71
Línea producción	18	\$ 150,000	\$ 1,328,571.43
2022	117	\$ 10,173,000	\$ 8,635,714.29
Facilidades agua	18	\$ 0	\$ 1,328,571.43
Facilidades crudo	9	\$ 0	\$ 664,285.71
Línea agua	45	\$ 7,073,000	\$ 3,321,428.57
Línea producción	45	\$ 3,100,000	\$ 3,321,428.57
2023	13.5	\$ 100,000	\$ 996,428.57

Línea agua	13.5	\$ 100,000	\$ 996,428.57
<b>Total</b>	<b>184.5</b>	<b>\$ 10,723,000</b>	<b>\$ 13,617,857.14</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Tabla 13**

*Costos operativos de facilidad & montajes en campo Leona*

<b>Campo Leona</b>			
Equipo	Hora hombre	Costo material	Costo cuadrilla
2020	324	\$ 7,660,000	\$ 23,914,285.71
Facilidades agua	72	\$ 3,000,000	\$ 5,314,285.71
Facilidades crudo	67.5	\$ 230,000	\$ 4,982,142.86
Línea agua	27	\$ 1,200,000	\$ 1,992,857.14
Línea general 6"	18	\$ 650,000	\$ 1,328,571.43
Línea producción	139.5	\$ 2,580,000	\$ 10,296,428.57
2021	288	\$ 7,750,000	\$ 21,257,142.86
Facilidades agua	22.5	\$ 100,000	\$ 1,660,714.29
Facilidades crudo	63	\$ 200,000	\$ 4,650,000.00
Línea agua	81	\$ 1,550,000	\$ 5,978,571.43
Línea producción	121.5	\$ 5,900,000	\$ 8,967,857.14
2022	250.2	\$ 5,678,000	\$ 18,467,142.86
Facilidades crudo	117	\$ 500,000	\$ 8,635,714.29
Línea agua	83.7	\$ 3,734,000	\$ 6,177,857.14
Línea producción	49.5	\$ 1,444,000	\$ 3,653,571.43
2023	328.5	\$ 26,815,500	\$ 24,246,428.57
Facilidades agua	54	\$ 3,980,000	\$ 3,985,714.29
Facilidades crudo	81	\$ 15,000,000	\$ 5,978,571.43
Línea agua	126	\$ 6,401,000	\$ 9,300,000.00
Línea producción	67.5	\$ 1,434,500	\$ 4,982,142.86
<b>Total</b>	<b>1190.7</b>	<b>\$ 47,903,500</b>	<b>\$ 87,885,000.00</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Tabla 14**

*Costos de facilidad & montajes en los campos de NGEC*

<b>Costos totales NGEC (Costo material + Cuadrilla)</b>				
Campo	2020	2021	2022	2023
Dorotea	\$ 94,220,857.14	\$ 163,601,185.71	\$ 180,955,571.43	\$ 115,613,685.71
Cabiona	\$ 4,435,714.29	\$ 0.00	\$ 18,808,714.29	\$ 1,096,428.57
Leona	\$ 31,574,285.71	\$ 29,007,142.86	\$ 24,145,142.86	\$ 51,061,928.57

<b>Total</b>	\$ 130,230,857.14	\$ 192,608,328.57	\$ 223,909,428.57	\$ 167,772,042.86
--------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

### Tabla 15

*Costos generados por picaduras en cuatro años NGENC*

<b>Costos por picaduras en NGENC</b>				
Ítem	2020	2021	2022	2023
Costo material + cuadrilla	\$ 130,230,857	\$ 192,608,328	\$ 223,909,428	\$ 167,772,042
Costo por diferidas	\$ 51,298,713	\$ 109,259,113	\$ 11,144,359	\$ 171,267,589
<b>Total</b>	\$ 181,529,570	\$ 301,867,441	\$ 235,053,788	\$ 339,039,632

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

New Granada Energy Corporation tiene la necesidad de buscar una alternativa que garantice la integridad de las líneas de flujo, es evidente el esfuerzo que la compañía hace para intervenir a tiempo estos eventos presentados por picaduras. Se observa que Dorotea y Leona son los campos más afectados, los registros muestran mayores intervenciones durante el año por ejemplo Dorotea siendo el campo más grande, que más fluido maneja y donde se presentaron las mayores intervenciones en los cuatro años es un referente de estudio para analizar y evaluar otras alternativas.

Por otra parte, se tiene un factor que genera preocupación en el campo Dorotea, las líneas de flujo cruzan por el estero “Los Patos” donde es difícil llegar a controlar un derrame de hidrocarburo en ese cuerpo de agua, además del riesgo que corre la compañía de posibles sanciones ambientales por el ente regulatorio.

**Figura 4**

*Cruce esteros Los Patos*



Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**2.8 Caracterización de fugas por picaduras**

Se realizó un recorrido por las locaciones identificando los eventos asociados a fugas en las líneas de flujo, donde se tomó registro fotográfico y se coordinó una reunión con el departamento de Facilidades & montajes, para aclarar el procedimiento y acciones correctivas cuando se presenta un evento por picaduras en el campo.

Se observa a continuación el registro fotográfico de algunos eventos generados por picaduras en las líneas de flujo del campo Dorotea, evidenciando así el riesgo ambiental, y el esfuerzo de capital humano de la compañía para mitigar el impacto cuando se presentan estos eventos.

**Figura 5**

*Línea General 6''*



Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

En estos casos se informa al área de operaciones y montajes, con el fin de controlar la fuga lo más rápido posible, mientras se procede con el área ambiental a mitigar y posteriormente recoger el suelo contaminado con la cuadrilla, por último, se realizó su almacenamiento en Cash Tank para su respectiva disposición final.

En la figura que se presenta a continuación se evidencia la fuga que fue controlada con grapa y recogido el material contaminado. Por último, se genera el respectivo reporte al área de integridad para evaluar la situación presentada en las líneas que transportan los fluidos a la estación principal.

**Figura 6**

*Línea general 6"*



Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Figura 7**

*Tramo afectado por picaduras LG2 6"*



Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Figura 8**

*Fuga por picaduras a las 06:00 en punto*



Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Figura 9**

*Afectación a cuerpo de agua por hidrocarburo*



Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

Debido a los diferentes eventos presentados en las líneas de flujo del campo Dorotea en los últimos cuatro años, se puede caracterizar la corrosión como un enemigo latente para las operaciones del campo, generando así impactos operativos y pérdidas económicas para la compañía.

## **2.9 Análisis tecnología PEAD**

El polietileno (PE) es un termoplástico producido a partir de Polimerización de etileno. En la década de 1990 apareció la tercera generación PE-100, mejora la resistencia hidrostática evitando desarrollo de grietas.

Se considera polietileno de alta densidad (PEAD). esta alternativa como Materia prima para sustituir el acero al carbono en la industria del petróleo y el gas debido a sus propiedades anticorrosión y coeficiente de fricción, menos que el acero, mejorando así el flujo de fluido y la resistencia evitando el envejecimiento y desgaste abrasivo de las tuberías. El polietileno es un material que no conduce la electricidad, no está sujeto a ataques electroquímicos ni a corrosión, lo que lo hace que resista líquidos fuertes que contienen dióxido de carbono, sales disueltas y pH extremadamente alto.

### ***2.9.1 Mecánica de fractura***

La mecánica de fractura de materiales metálicos ha evolucionado, y la ingeniería tradicional, que ha destacado en la fabricación de piezas de máquinas y elementos estructurales, ha producido a lo largo de su historia grietas significativamente frágiles, lo que obliga a estudiar y modelar su comportamiento ante distintos tipos de exigencias.

Aunque la mayoría de los desarrollos y aplicaciones de la mecánica de fractura se han basado en materiales metálicos, ahora se está comenzando a aplicar a materiales poliméricos cuyo

comportamiento de fractura tiene propiedades únicas que incluyen aspectos distintos de los plásticos como la viscoelasticidad que influyen en el proceso de fabricación de sistema de tuberías.

En la industria de fabricación y reciclaje, el polímero más utilizado para proporcionar diversas mejoras en flexibilidad, bajo costo y excelente resistencia a la corrosión es el polietileno de alta densidad, Este material se utiliza principalmente en la fabricación de una variedad de tuberías para su uso en diversos sistemas de distribución de fluidos, como agua y gas.

El PEAD es un termoplástico de fácil obtención y modificación que presenta muy buenas propiedades físicas, químicas, mecánicas, eléctricas, térmicas y ópticas, lo que lo convierte en uno de los plásticos más consumidos en el mundo. El polietileno de alta densidad, de todos los plásticos, es el más demandado para la producción de tuberías, debido a sus excelentes propiedades resistentes a fracturas. Para el 2007, se consumió alrededor de 31,6 millones de toneladas.

### ***2.9.2 Tubería en polietileno PEAD***

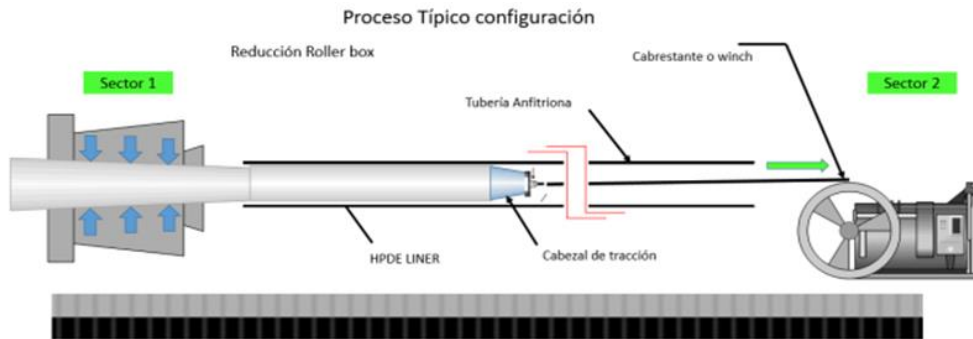
Esta técnica consiste en insertar dentro la tubería de acero (anfitriona), la tubería de polietileno, usando una serie de herramientas de termofusión donde reduce el OD para que la tubería de polietileno ingrese a través de la tubería de acero, siendo halada por un winche desde el lado opuesto hasta empalmar las dos tuberías, por último, se procede realizar el bridado con termofusión, y ajuste con pernos. evidentemente se reduce el ID de la tubería en acero, lo cual se deben realizar análisis de cargas y presiones con el fluido a trasportar.

Para el correcto funcionamiento de la tubería rehabilitada debe ser verificado por medio de prueba neumática a 120 Psi, se debe cumplir con plan de calibración de equipos usados durante todo el proceso, el personal a ejecutar la actividad debe sustentar experiencia y habilidad en las tareas a realizar.

Para el diseño de la tubería se tendrán en cuenta los siguientes parámetros: características del fluido; Temperatura y presión de operación; longitud, diámetro y espesor del tubo de acero; condiciones y limpieza interior del ducto en caso de ser rehabilitado, trazo, condiciones de acceso, tipo de terreno y áreas y/o espacios para el desarrollo de los trabajos. El tubo de revestimiento de PEAD se fabrica con material de grado PE 100 y las tolerancias dimensionales para el espesor y diámetro de la pared serán según la especificación.

### Figura 10

#### *Sistema PEAD en tubería*



Tomado de *Franklin (2020)*.

Esta tubería en polietileno de alta densidad es resistente a la corrosión y abrasión de los fluidos garantizando la vida útil de las líneas de flujo.

### Figura 11

#### *Tubería en polietileno*



Tomado de *Franklin (2020)*.

**Tabla 16***Líneas de flujo a intervenir con PEAD.*

<b>Campo</b>	<b>Nombre</b>	<b>Sección</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Cruces de vía</b>
<b>Campo Dorotea</b>	Línea General 1	Tramo 1 de 6"	2484.394	3
		ramal D1 de 6"	257.784	0
		Ramal N1	628.343	1
		Tramo 2 de 10"	5017.911	7
	Línea de Prueba 1	Tramo 1 de 6"	1436.074	1
		Tramo 2 de 5,5"	1141.815	1
		Ramal D1- 4"	258.723	0
		Tramo 3 de 6"	5231.398	8
	Línea auxiliar 5,5"	---	1140.968	1
	Línea general 2	Tramo 1 de 6"	1139.794	1
		Tramo 2 de 6"	5233.164	6
	Línea general 3	De 6"	5232.761	6
	Línea de prueba B-4	De 5,5"	1896.151	3
		Total	31.099,28	35

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

### 3. Evaluación de costos en líneas a intervenir

Se realizó evaluación de costos para realizar recubrimiento con polietileno de alta densidad a toda la tubería del campo Dorotea versus lo que requiere realizar el cambio en tubería de acero al carbón. Se requiere cambiar 5.018 metros de tubería de 10" y 26.081 metros de tubería de 6". Para el caso de tubería en acero la compañía (NGEC) suministra los materiales y la empresa contratista la mano de obra, las cotizaciones incluyen contrato a todo costo, sujeto a negociaciones, y cambios en los precios de materiales según el mercado.

**Tabla 17***Costo para recubrimiento de tubería con PEAD*

<b>Descripción</b>	<b>Cantidad (mt)</b>	<b>Vr unitario</b>	<b>Vr total</b>
Movilización	1	\$29.748.000	\$29.748.000
Limpieza interna tubería 10"	5.018	\$41.972	\$210.611.760
Limpieza interna tubería 6"	26.081	\$39.843	\$1.039.159.985
Prueba neumática a 120 psi (10") en longitud rehabilitada	5.018	\$34.936	\$175.305.739
Prueba neumática a 120 psi (6") en longitud rehabilitada	26.081	\$29.936	\$780.771.862
<b>Subtotales generalidades</b>			<b>\$2.235.597.346</b>
<b>Servicio de termofusión</b>	<b>Junta</b>	<b>Vr unitario</b>	<b>Vr total</b>
Servicio termofusión tubo diámetro exterior 10" longitud 12m	418	\$519.480	\$ 217.225.367
Servicio termofusión tubo diámetro exterior 6" longitud 12m	2.173	\$485.058	\$ 1.054.248.057
Termofusión (Porta brida) en unión bridado diámetro Exterior 10".	28	\$1.185.795	\$ 33.202.260
Termofusión (Porta brida) en unión bridado diámetro Exterior 6	132	\$1.099.568	\$ 145.142.976
<b>Subtotales termofusión</b>			<b>\$1.449.818.660</b>
<b>Servicio de inserción de tubería polietileno PE100 en tubería anfitriona</b>	<b>Mt</b>	<b>Vr unidad</b>	<b>Vr total</b>
Servicio de inserción de tubería polietileno PE100 en tubería anfitriona 10"	5.018	\$44.984	\$225.725.708
Servicio de inserción de tubería polietileno PE100 en tubería anfitriona 6"	26.081	\$34.979	\$912.300.206
<b>Subtotal rehabilitación de tubería polietileno</b>			<b>\$ 1.138.025.915</b>
<b>Subtotal proyecto</b>			<b>\$ 4.823.441.922</b>
<b>IVA (19%)</b>			<b>\$ 916.453.965</b>
<b>Total proyecto</b>			<b>\$ 5.739.895.887</b>

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Tabla 18***Costos de tubería en acero*

<b>Tarifas del contrato – NGEN</b>					
<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidades</b>	<b>Precio</b>	<b>Subtotal</b>
<b>1</b>	<b>Obras iniciales</b>				
<b>1.1</b>	Movilización	Gl	1,0	\$ 17.354.243	\$ 17.354.243
<b>1.2</b>	Desmovilización	Gl	1,0	\$ 17.354.243	\$ 17.354.243
<b>2</b>	<b>Movilización interna de tubería</b>				
<b>2.1</b>	Tubería de 6"	ml/km	26.081	\$ 2.751	\$ 71.736.805
<b>2.2</b>	Tubería de 10"	ml/km	5.018	\$ 3.929	\$ 19.716.439
<b>3</b>	<b>Tendido, doblado, bajado, soldadura, alineación, corte y montaje de tubería enterrada</b>				
<b>3.1</b>	Tubería de 6"	ml	5.216	\$ 147.366	\$ 768.701.300
<b>3.2</b>	Tubería de 10"	ml	1.004	\$ 208.946	\$ 209.698.258
<b>4</b>	<b>Tendido, doblado, bajado, soldadura, alineación, corte y montaje de tubería aérea</b>				
<b>4.1</b>	Tubería de 6"	ml	20.865	\$ 147.366	\$ 3.074.805.201
<b>4.2</b>	Tubería de 10"	ml	4.014	\$ 208.946	\$ 838.793.033
<b>5</b>	<b>Inspección radiográfica a juntas soldadas por junta</b>				
<b>5.1</b>	Tubería de 6"	EA	10	\$ 95.000	\$ 950.000
<b>5.2</b>	Tubería de 10"	EA	10	\$ 105.000	\$ 1.050.000
<b>6</b>	<b>Protección para la tubería en acero esquema aéreo (incluye materiales, limpieza, inspección, preparación de la superficie y recubrimiento)</b>				
<b>6.1</b>	Tubería de 6"	ml	20.865	\$ 109.964	\$ 2.294.417.800
<b>6.2</b>	Tubería de 10"	ml	4.014	\$ 158.969	\$ 638.166.411
<b>7</b>	<b>Protección para la tubería en acero esquema enterrado (incluye materiales, limpieza, inspección, preparación de la superficie y recubrimiento)</b>				
<b>7.2</b>	Tubería de 6"	ml	5.216	\$ 115.939	\$ 604.769.568
<b>7.3</b>	Tubería de 10"	ml	1.004	\$ 165.963	\$ 166.560.837
<b>8</b>	<b>Limpieza interna y pruebas hidrostática de tuberías</b>				
<b>8.1</b>	Tubería de 6"	ml	26.081	\$ 17.672	\$ 460.907.055
<b>8.2</b>	Tubería de 10"	ml	5.018	\$ 23.734	\$ 119.095.996
<b>9</b>	<b>Sistema protección catódica (Método ánodos de sacrificio, incluye estudio, diseño e instalación x cruce)</b>				
<b>9.1</b>	Tubería de 6"	EA	19	\$ 38.016.491	\$ 722.313.335
<b>9.2</b>	Tubería de 10"	EA	19	\$ 38.016.491	\$ 722.313.335

<b>Valor subtotal de la oferta</b>		\$ 10.748.703.859
<b>Administración</b>	11,00%	\$ 1.182.357.425
<b>Imprevistos</b>	4,00%	\$ 429.948.154
<b>Utilidades</b>	5,00%	\$ 537.435.193
<b>Iva sobre la utilidad</b>	19,00%	\$ 102.112.687
<b>Valor total oferta por bloque</b>		\$ 13.000.557.318

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Tabla 19**

*Materiales en acero al carbón*

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio	Subtotal
7000000083	Tubería pipe line a106 gr b, sch 40, diam 6", smls	ml	26081	\$ 167.815,00	\$ 4.376.844.939
7000000084	Tubería pipe line a106 gr b, sch40, diam 10", smls	ml	5018	\$ 320.682,00	\$ 1.609.153.735
7000000461	Esparrago 3/4 * 4" a193 con tuerca	unidad	128	\$ 4.041,00	\$ 517.248
7000000473	Esparrago 7/8 * 4 3/4" a193 con tuerca	unidad	192	\$ 9.410,00	\$ 1.806.720
7000000103	Brida w.n, diam 6", ansi 150, rf, a105, sch 40,	unidad	16	\$ 121.925,62	\$ 1.950.810
7000000114	Brida w.n, diam 10", ansi 150, rf, a-105, sch 40	unidad	16	\$ 268.308,67	\$ 4.292.939
7000000439	Flexitalic gasket 6"x150	unidad	8	\$ 13.600,00	\$ 108.800
7000000439	Flexitalic gasket 10"x150	unidad	8	\$ 23.200,00	\$ 185.600
<b>Total materiales</b>					\$ 5.994.860.791

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation*

**Tabla 20***Análisis de costos totales*

<b>Dorotea</b>		<b>Recubrimiento PEAD</b>		<b>Tubería en acero</b>	
Ítem	Longitud (mt)	Vr unidad (ml)	Subtotal	Vr unidad (ml)	Subtotal
Línea 6"	26081	\$ 180.067	\$ 4.696.331.532	\$ 518.435	\$ 13.521.303.835
Línea 10"	5018	\$ 207.964	\$ 1.043.564.352	\$ 1.090.896	\$ 5.474.114.274
Costo total		\$ 5.739.895.885		\$ 18.995.418.109	
Diferencia			-\$ 13.255.522.224		

Tomado de *La compañía New Granada Energy Corporation***Tabla 21***Ventajas y desventajas*

<b>Tubería acero al carbón</b>	<b>Tubería PEAD</b>
<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta resistencia a la presión y a la temperatura.</li> <li>• Buena resistencia mecánica y a la corrosión con revestimientos adecuados.</li> <li>• Adecuada para altas temperaturas y aplicaciones de alta presión.</li> </ul> <p>Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Susceptible a la corrosión.</li> <li>• Más pesada que la PEAD, lo que dificulta su manejo e instalación.</li> <li>• Altos costos</li> </ul>	<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Resistente a la corrosión química y no necesita revestimientos.</li> <li>• Más ligera que el acero, facilitando su manejo e instalación.</li> <li>• Flexibilidad que permite curvarse sin necesidad de accesorios adicionales.</li> </ul> <p>Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Menos resistente a temperaturas altas comparada con el acero al carbono.</li> <li>• Puede ser más susceptible al daño por UV sin protección adecuada.</li> <li>• Baja eficiencia en altas presiones</li> </ul>

Fuente. Autor

#### 4. Conclusiones

Mediante el trabajo realizado se concluyó que la corrosión por picaduras afecta las líneas de flujo y al mismo tiempo genera impactos negativos para la compañía.

Con la documentación se logró cuantificar que las pérdidas económicas por diferidas de producción y cambios en los tramos de líneas de flujo para los años del 2020 al 2023 fueron de \$ 1.057.490.431. millones de pesos, lo cual representa un gran esfuerzo y traumas en la operación.

Se evidencio que la integridad en las líneas de flujo es necesario, ya que cualquier modificación en las condiciones operativas en superficie afecta el sistema BES, los parámetros en fondo de este sistema en variables como son, PIP, WHP, caudales, y en algunos casos el apagado total del pozo productor, representado finalmente diferidas de producción.

La tecnología PEAD para recubrimiento interno de tuberías es un método efectivo para proteger las líneas de flujo de los campos de NGEC, ya que es un mecanismo resistente a la corrosión química y sus costos de instalación son 3 veces menores que cambiar todo el sistema de líneas en acero al carbón. Es una tecnología que no requiere ningún tipo de tratamiento químico lo cual hay una disminución de costos significativo, en el contrato consultado la empresa garantiza 10 años de vida útil lo que genera tranquilidad operativa.

## **5. Recomendaciones**

Para ejecutar este proyecto se recomienda dividirlo en varias etapas, inicialmente interviniendo los cruces y tramos enterrados donde se evidencia mayor esfuerzo para intervenir las fugas, seguidamente se pueden centrar en los ecosistemas acuáticos donde atraviesan las líneas de flujo para mitigar el riesgo de generar un mayor impacto y evitar sanciones ambientales, se puede iniciar con el cambio de la línea de 10” ya que su costo es semejante a las pérdidas por picaduras generadas en los últimos cuatro años.

### Referencias Bibliográficas

- Asrar, N, et al. (2016). La corrosión: La lucha más extensa. *Oilfield Review*, 28(2), 36-51.
- Balogun, A. S. et al. (2013). Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. *International Journal of Industrial Chemistry*, 4, 1-15.
- Brongers, M. P, et al. (2002). *Corrosion cost and preventive strategies in the United States* (No. FHWA-RD-01-156, R315-01). United States. Federal Highway Administration.
- González, M., González, J y Machado, R. R. (2019). Estado del arte sobre la mecánica de fractura en tuberías de polietilenos de alta densidad (PEAD). *Revista UIS Ingenierías*, 18(4), 81-94.
- Nace International. (2003). Manual del curso sobre corrosión interna en tuberías. p, 1:17-1:18.
- Pabón, J. H. (2021). Fallas asociadas a corrosión por CO<sub>2</sub> en líneas de producción multifásica (crudo/agua/gas) en campo petrolero de Casanare, Colombia.
- Vargas, G, E. (2020). Efecto de la corrosión por CO<sub>2</sub> en tuberías de transporte de crudo de un campo petrolero colombiano.