



**EVALUACIÓN DE UNA ALTERNATIVA PARA REDUCIR EL FACTOR DE FRICCIÓN  
EN LAS TUBERÍAS DE INYECCIÓN DE AGUA RESIDUAL INDUSTRIAL (ARI) EN  
LOS CAMPOS DE NEW GRANADA ENERGY CORPORATION.**

EDINSON TOBIAS SIERRA PULIDO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2024



**EVALUACIÓN DE UNA ALTERNATIVA PARA REDUCIR EL FACTOR DE FRICCIÓN  
EN LAS TUBERÍAS DE INYECCIÓN DE AGUA RESIDUAL INDUSTRIAL (ARI) EN  
LOS CAMPOS DE NEW GRANADA ENERGY CORPORATION.**

EDINSON TOBIAS SIERRA PULIDO

ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

**DIRECTOR:**

Ing. John Jaime Mariscal Urbina

POSGRADO

Evaluación De Proyectos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2024

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, agradezco a Dios, quien me ha dado la fortaleza y sabiduría para superar cada reto a lo largo de este proceso. Sin Su guía y protección, nada de esto habría sido posible.

A los ingenieros Steven Muñoz, John Mariscal, y Kevin Sánchez, mi más sincero agradecimiento por su valiosa orientación, apoyo y conocimientos compartidos durante el desarrollo de esta tesis. Su dedicación y profesionalismo han sido fundamentales para la culminación de este trabajo.

Finalmente, a mi esposa y mis hijas, gracias por su amor, paciencia y comprensión. Ustedes han sido mi mayor motivación y fuente de energía en los momentos más difíciles. Sin su apoyo incondicional, no habría llegado hasta aquí.

Este logro es tanto de ustedes como mío.

# CONTENIDO

Pág.

|  |           |
|--|-----------|
| <b>INTRODUCCIÓN .....</b>                                | <b>12</b> |
| <b>1. OBJETIVOS .....</b>                                | <b>14</b> |
| OBJETIVO GENERAL .....                                   | 14        |
| OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....                              | 14        |
| <b>2. DESARROLLO DEL SISTEMA DEL CAMPO DOROTEA .....</b> | <b>15</b> |
| 2.1 FACILIDAD DOROTEA_B2.....                            | 16        |
| 2.2 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA.....                   | 17        |
| 2.3 SISTEMA DE INYECCIÓN.....                            | 18        |
| <b>3. DOCUMENTACIÓN DEL PROCESO .....</b>                | <b>22</b> |
| 3.1 CÁLCULO DE PRESIONES Y CAUDALES.....                 | 22        |
| <b>4. PRUEBAS DE INYECCIÓN DEL PRODUCTO QUÍMICO.....</b> | <b>26</b> |
| 4.1 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL .....                      | 26        |
| 4.1.1 Pruebas de laboratorio .....                       | 27        |
| 4.1.2 Ejecución reducción de arrastre (DRA) .....        | 28        |
| 4.1.3 Tensión superficial .....                          | 29        |
| 4.1.4 Separación de agua en tiempo.....                  | 30        |
| 4.1.5 Viscosidad aparente .....                          | 30        |
| 4.2 CARACTERIZACIÓN DEL PRODUCTO.....                    | 31        |
| 4.3 DOSIFICACIÓN ESTABLECIDA POR EL FABRICANTE .....     | 32        |
| 4.4 PRUBACIÓN REGULATORIA .....                          | 32        |
| <b>5. RESULTADOS DE DOSIFICACIÓN DEL PRODUCTO .....</b>  | <b>33</b> |
| <b>6. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</b>                   | <b>39</b> |
| <b>7. CONCLUSIONES .....</b>                             | <b>40</b> |
| <b>8. RECOMENDACIONES .....</b>                          | <b>41</b> |
| <b>BIBLIOGRAFIA .....</b>                                | <b>42</b> |

## LISTA DE IMÁGENES

|   | Pág. |
|---|------|
| Imagen 1. Esquema Facilidad DTA_B2 .....                      | 17   |
| Imagen 2. Planta PTARI DTA_B2. ....                           | 18   |
| Imagen 3. Facilidad DTA_B1 Inyección .....                    | 19   |
| Imagen 4. Tanques de recibo. ....                             | 20   |
| Imagen 5. Bombas booster. ....                                | 20   |
| Imagen 6. Bombas horizontales. ....                           | 21   |
| Imagen 7. Puntos de inyección y registros de datos .....      | 21   |
| Imagen 8. Pozos inyectoros. ....                              | 22   |
| <b>Imagen 9.</b> WHP DOROTEA_W1 .....                         | 23   |
| Imagen 10 . WHP DOROTEA_W3 .....                              | 24   |
| Imagen 11. Bomba horizontal 3. ....                           | 24   |
| Imagen 12. Bomba horizontal 4. ....                           | 25   |
| Imagen 13. Caudal inyectado. ....                             | 25   |
| <b>Imagen 14.</b> Ejecución reducción de arrastre (DRA) ..... | 28   |
| <b>Imagen 15.</b> Tensión superficial. ....                   | 29   |
| <b>Imagen 16.</b> Separación de agua en tiempo. ....          | 30   |
| <b>Imagen 17.</b> Viscosidad aparente. ....                   | 31   |
| Imagen 18. Autorización ANH .....                             | 33   |
| Imagen 19. WHP DOROTEA_W1 .....                               | 35   |
| Imagen 20. WHP DOROTEA_W3 .....                               | 35   |

|   |    |
|---|----|
| Imagen 21. Bomba horizontal N <sup>a</sup> 3.....           | 36 |
| Imagen 22. Bomba horizontal N <sup>a</sup> 4.....           | 36 |
| Imagen 23. Caudal inyectado.....                            | 37 |
| Imagen 24. Consumo de combustible .....                     | 37 |
| Imagen 25. Comparaciones antes y después de la prueba. .... | 38 |
| Imagen 26. Análisis económico.....                          | 39 |

## LISTA DE TABLAS

|  | Pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Pozos Inyectores Campo Dorotea..... | 16   |
| Tabla 2. Presiones de operación.....         | 23   |
| Tabla 3 Presiones de operación.....          | 34   |
| Tabla 4. Dosificaciones para la prueba ..... | 32   |
| Tabla 5. Presiones de operación.....         | 34   |

## GLOSARIO

**AGUA DE PRODUCCION (AP):** agua generada como subproducto de las actividades de extracción y producción de hidrocarburos que requiere tratamiento antes de su disposición final.

**BOMBAS HORIZONTALES:** bombas utilizadas para la inyección final del agua tratada en los pozos receptores.

**INTERCEPTOR DE LACAS CORRUGADAS (CPI):** equipo utilizado en la planta de tratamiento de agua para remover sólidos de mayor tamaño y peso del fluido.

**CAUDAL DE INYECCIÓN:** volumen de fluido inyectado en los pozos receptores por unidad de tiempo, generalmente medido en barriles de agua inyectados por día (BWIPD).

**FLOTACIÓN POR AIRE DISUELTO (DAF):** proceso de tratamiento de agua donde se inyecta aire para hacer flotar y remover sólidos finos.

**DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO:** proceso para remover el agua emulsionada en el petróleo crudo extraído.

**FACTOR DE FRICCIÓN:** resistencia al flujo de un fluido debido a la rugosidad de las paredes internas de las tuberías.

**FILTROS:** equipos con lecho filtrante utilizados como etapa final de tratamiento del agua antes de su inyección.

**FACILIDADES DE PRODUCCIÓN:** infraestructura y equipos utilizados para la separación y tratamiento de los fluidos producidos por los pozos petroleros.

**INYECCIÓN DE AGUA:** proceso donde se inyecta el agua tratada en formaciones geológicas receptoras como método de disposición final.

**MANIFOLD:** sistema de válvulas y tuberías utilizado para recibir y distribuir los fluidos provenientes de múltiples pozos productores.

**POZOS INYECTORES:** pozos utilizados específicamente para la inyección del agua tratada en las formaciones geológicas apropiadas.

**PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA RESIDUAL INDUSTRIAL (PTARI):** Instalaciones y equipos utilizados para acondicionar el agua residual a los parámetros requeridos para inyección.

**PRESIÓN DE INYECCIÓN:** presión a la cual se inyecta el agua tratada en los pozos receptores, generalmente medida en la cabeza del pozo (WHP - Wellhead Pressure).

**ROMPEDOR DIRECTO/INVERSO:** productos químicos utilizados para facilitar la separación de las fases de agua y petróleo en los procesos de deshidratación.

**Separadores:** equipos utilizados para la separación de las fases de gas, agua y petróleo provenientes de los pozos productores.

**SKIMMING TANKS:** tanques utilizados para proporcionar tiempo de residencia al agua y permitir mayor separación del aceite remanente por diferencia de densidades.

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE UNA ALTERNATIVA PARA REDUCIR EL FACTOR DE FRICCIÓN EN LAS TUBERÍAS DE INYECCIÓN DE AGUA RESIDUAL INDUSTRIAL (ARI) EN LOS CAMPOS DE NEW GRANADA ENERGY CORPORATION

**AUTOR:** EDINSON TOBIAS SIERRA PULIDO

**PALABRAS CLAVES:** Producción, Fricción, Tuberías, Evaluación, Técnico-económica, Industria, Petrolera, O/W, TSS

En el presente trabajo se ofrece una descripción exhaustiva del sistema de producción e inyección de agua en los campos operados por la compañía New Granada Energy Corporation. Se explorarán aspectos técnicos y operacionales clave que son fundamentales para entender el contexto en el que se evaluará la alternativa propuesta. Se documentarán las presiones del proceso de inyección para establecer una línea base esencial para la evaluación técnico-económica de la propuesta.

Se registrarán datos de presión en diversos puntos del sistema para asegurar una comprensión completa del comportamiento previo a la implementación del producto. Tras establecer esta línea base, se hará una prueba en campo aplicando distintas dosificaciones del producto, para verificar su efectividad al reducir fricción durante la inyección de agua de producción.

Con la base de datos obtenida en la prueba, se procederá a realizar un análisis detallado de los resultados para realizar la evaluación técnico-económica. Esta evaluación considera tanto los beneficios técnicos como los costos asociados con la implementación del producto (Reductor de Fricción), incluyendo la eficiencia en la reducción de fricción, los costos de implementación y operación. Este análisis es crucial para determinar la viabilidad y conveniencia de adoptar la solución propuesta.

Finalmente, el trabajo concluirá con recomendaciones basadas en los hallazgos de las fases del estudio, que permitan realizar más estudios o realizar la implementación directa y su masificación en el campo.

---

\*Trabajo de grado

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

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF AN ALTERNATIVE TO REDUCE FRICTION FACTOR IN INDUSTRIAL WASTEWATER INJECTION PIPES (ARI) IN NEW GRANADA ENERGY CORPORATION FIELDS.

**AUTHOR:** EDINSON TOBIAS SIERRA PULIDO.

**KEYWORDS:** Production Water, Friction, Pipes, Technical-economic, Evaluation, Oil Industry.

This paper provides a comprehensive description of the water production and injection system in the fields operated by New Granada Energy Corporation. Key technical and operational aspects that are fundamental to understanding the context in which the proposed alternative will be evaluated will be explored. Injection process pressures will be documented to establish an essential baseline for the techno-economic evaluation of the proposal.

Pressure data will be recorded at various points in the system to ensure a complete understanding of the behavior prior to product implementation. After establishing this baseline, a field test will be conducted by applying different dosages of the product to verify its effectiveness in reducing friction during produced water injection.

With the data base obtained in the test, a detailed analysis of the results will be carried out in order to perform the technical-economic evaluation. This evaluation considers both the technical benefits, and the costs associated with the implementation of the product (Friction Reducer), including friction reduction efficiency, implementation and operating costs. This analysis is crucial to determine the feasibility and desirability of adopting the proposed solution.

Finally, the paper will conclude with recommendations based on the findings of the study phases, which will allow further studies or rea

---

\*Degree work

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

## INTRODUCCIÓN

En este documento se detallará la infraestructura actual del proceso de inyección de Agua de Producción (AP), analizando su funcionamiento, los componentes principales y su relevancia dentro del entorno industrial. Además, se enfocará en el método para evaluar el factor de fricción en las tuberías de inyección, un aspecto crucial para asegurar la eficiencia y la integridad del sistema.

La revisión del factor de fricción en las tuberías es esencial para garantizar un flujo eficiente de los fluidos y maximizar la eficacia del proceso. Esta evaluación es fundamental para optimizar el rendimiento operativo, prevenir obstrucciones y evitar fallos en el sistema, lo que es particularmente crítico en el proceso de inyección de agua.

A través de este análisis, se busca comprender en profundidad la infraestructura y los métodos empleados en el proceso de inyección de AP, así como identificar áreas de mejora y oportunidades para avanzar hacia prácticas más sostenibles y eficientes en la gestión de aguas de producción en el contexto específico de la extracción de hidrocarburos.

Dado que los fluidos de producción están sujetos a factores de corrosión química y mecánica, la geometría interna de las tuberías se ve afectada, lo que genera una mayor rugosidad y provoca un aumento en las presiones de operación. Esto, a su vez, incrementa la demanda de potencia en las bombas horizontales utilizadas para la inyección de AP en los yacimientos. El incremento en la potencia requerida por los equipos de inyección conlleva un mayor consumo de energía en los generadores, disminuye la confiabilidad de los equipos, aumenta el desgaste de las máquinas, incrementa los costos operativos y genera altos consumos de combustible en las operaciones de New Granada Energy Corporation (NGEC).

El proyecto propuesto tiene como objetivo evaluar la aplicación de un producto químico en las líneas de inyección de agua para reducir la fricción en las tuberías y optimizar la energía requerida para el proceso.

Para analizar la efectividad del producto químico, se realizarán pruebas de laboratorio para verificar su compatibilidad con los fluidos y su desempeño en el sistema de inyección. Estos resultados permitirán reducir la presión de inyección y la carga eléctrica en el sistema de generación.

Una vez superada la etapa de laboratorio se llevaran a cabo pruebas in situ por seis días con diferentes dosificaciones para encontrar la dosis ideal que ofrezca el mejor balance costo-beneficio, así como la mayor reducción de fricción.

## **1. OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar un producto químico que permita reducir la fricción en las tuberías de inyección de Agua De Producción (AP) en los campos de New Granada Energy Corporation.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Describir la infraestructura actual del proceso de inyección de Agua Residual Industrial del campo Dorotea de New Granada Energy Corporation.

Documentar las presiones y caudales que se tienen con la infraestructura actual del proceso inyección de Agua De producción en el campo de estudio, para establecer la línea base.

Realizar pruebas in situ de un CRA (Chemical Rheology Additives), producto químico para reducir la fricción en las tuberías utilizadas en la inyección de AP monitoreando su desempeño.

Comparar diferentes escenarios de dosificación (ppm) evaluando las presiones y caudales que permitan la efectividad del producto en las tuberías de inyección de AP.

Establecer un comparativo antes y después de la dosificación, considerando aspectos técnicos como reducción de presión de operación y económicos (VPN, Beneficio-Costo).

## **2. DESARROLLO DEL SISTEMA DEL CAMPO DOROTEA**

NEW GRANADA ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIANA (NGEC) es una compañía especializada en exploración, producción y comercialización de hidrocarburos dentro del territorio colombiano. Tiene firmado contratos de Exploración y Producción con la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos, actual autoridad en el aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarburos de Colombia) para cuatro bloques productivos de crudo que son: Dorotea, Leona, Cabiona y Garzas Doradas.

En el Campo Dorotea la producción de fluido hidrocarburo (gas y petróleo) acompañada de agua proveniente de los pozos productores es recolectada en el Manifold general ubicado en las Facilidades Dorotea B2 donde es distribuida equitativamente hacia la primera etapa de separación llevada a cabo por dos separadores generales caracterizados por ofrecer una separación trifásica. El fluido proveniente de los pozos ingresa a dos separadores trifásicos, cada uno con una capacidad de tratamiento de 35.000 Bbl de agua, 1.000 Bbl de crudo y 2 KSCFD, para facilitar la separación de la fase aceite - agua se aplica Rompedor Directo y Rompedor Inverso en los puntos definidos por el personal de tratamiento químico.

El líquido (crudo y agua) separado es direccionado hacia los Gun Barrel, como segunda instancia de proceso de deshidratación del crudo, con el fin de poder retirarle el agua del crudo, que todavía se encuentra en él. El Agua Residual de Producción (AP) proveniente de la separación primaria y secundaria llevada a cabo en los separadores y Gun Barrel es recibida en los Skimming Tanks con el propósito de incrementar el tiempo de residencia de las partículas de aceite que aún quedan en la fase agua. El AP es transferida por medio de 3 bombas centrifugas con una potencia de 100 HP cada una, hacia la Planta de Tratamiento de Agua Residual Industrial, PTARI por sus siglas.

El Agua de Producción (AP) es transferida hacia la Facilidad DTA\_B1 Inyección por medio de 3 Bombas Centrifugas con una potencia de 150 HP donde es recibida en 6 tanques verticales, los cuales, sus drenajes están conectados a 3 Bombas Cebadoras (Booster) de 150 HP las cuales le dan el caudal y presión de succión a las 2 Bombas horizontales con las cuales se realiza la disposición final en los 3 pozos inyectoras, los cuales son: DTA\_W1 & DTA\_W3. Cada uno de los pozos recibe diferentes cantidades de agua y tienen diferentes presiones máximas en cabeza permitidas por las pruebas de Inyectividad radicadas para la Licencia Ambiental.

En la siguiente Tabla, se describen los parámetros para cada uno de los pozos inyectoras que tiene Campo Dorotea:

**Tabla 1.** Pozos Inyectoras Campo Dorotea.

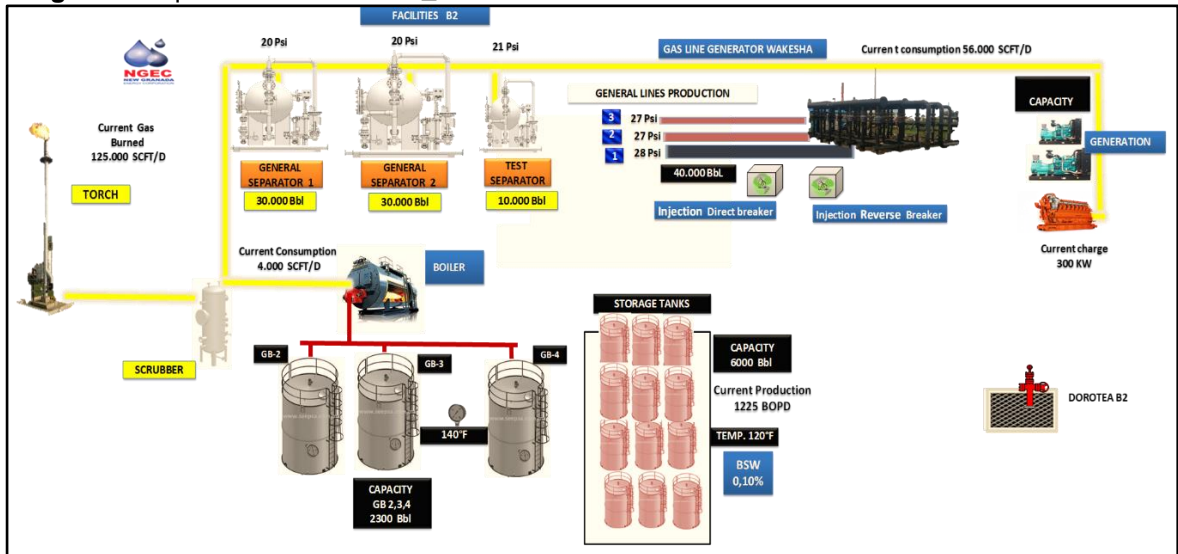
| Well       | WHP<br>Máx. | Caudal | pH | Cl-<br>(ppm) | TSS<br>(ppm) | O/W<br>(ppm) | TSD  | O2 |
|------------|-------------|--------|----|--------------|--------------|--------------|------|----|
| Dorotea_W1 | 1950        | 7959   | 9  | 2750         | 2.75         | 2.75         | 4000 | 1  |
| Dorotea_W3 | 1300        | 60000  | 9  | 2750         | 2.75         | 2.75         | 4000 | 1  |

**Fuente.** La compañía.

## 2.1 FACILIDAD DOROTEA\_B2.

En la imagen 1 se mostrará el esquema de la distribución de los equipos de las Facilidades de tratamiento de Agua – Crudo – Gas en Dorotea B2, en el Campo Dorotea.

**Imagen 1. Esquema Facilidat DTA\_B2**



Fuente. la compañía.

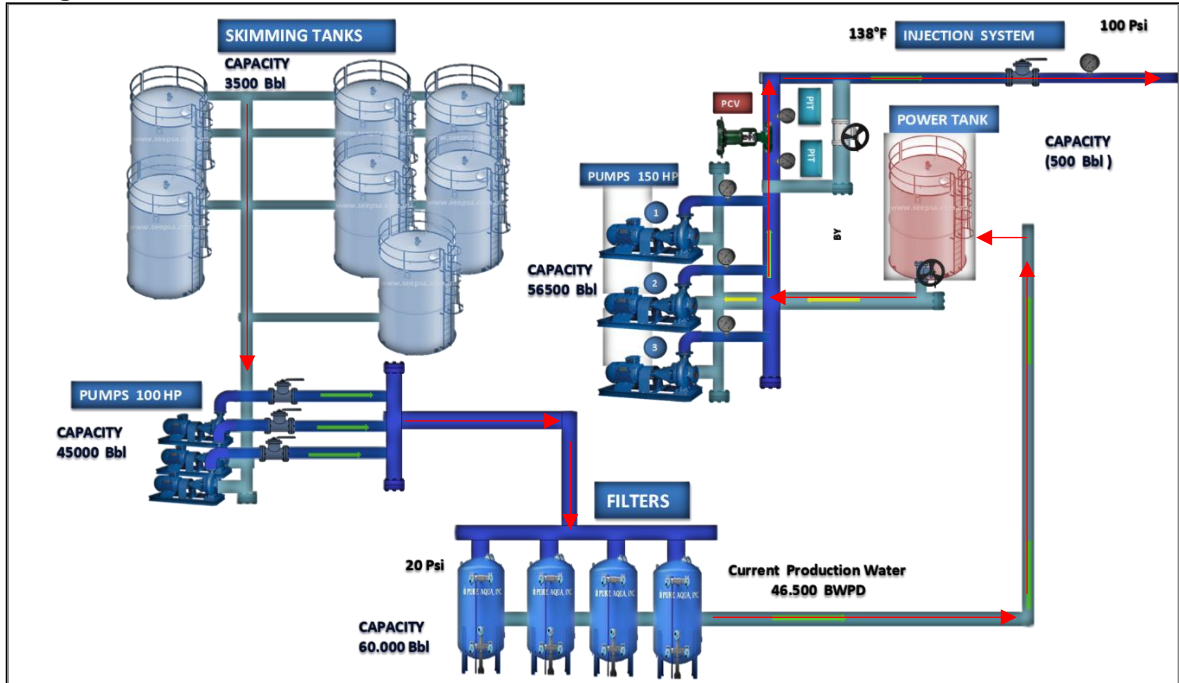
## 2.2 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA

La Planta de Tratamiento de Agua Residual Industrial (PTARI) está diseñada para recibir y tratar 60.000 Bbl por día. Este fluido se recibe en el interceptor de Placas Corrugadas (CPI) donde se retiran los sólidos de mayor tamaño y peso, pasa al DAF (Disolved Air Flotation) donde se retiran los sólidos más finos, los cuales con ayuda del aire inyectado son elevados a superficie; y finaliza en 4 Filtros con lecho filtrante de Cascarilla de Palma e hidroesferas en un arreglo circular, cada uno con una capacidad de tratamiento de 15.000 Bbl por día.

El agua tratada sale en condiciones para su inyección con un máximo de 2 ppm de O/W, 2 ppm de TSS y es transferida para el Tanque de Potencia donde es bombeada para la Facilidat DTA\_B1 inyección con 3 bombas centrifugas de 150 HP y direccionadas a las Bombas Horizontales para su disposición final en los yacimientos receptores.

En la siguiente imagen se presenta el esquema de la distribución de los equipos de la Planta de Tratamiento de Agua Residual Industrial del Campo Dorotea.

Imagen 2. Planta PTARI DTA\_B2.



Fuente. la compañía.

## 2.3 SISTEMA DE INYECCIÓN

Facilidades de Inyección se encuentra ubicado en la locación Dorotea B1, donde el AP tratada es recibida en seis (6) tanques de potencia de donde el AP es transferida por medio de una Bomba Cebadora (Booster) hacia las Bombas Horizontales, no sin antes, pasar por un último proceso de filtración. Esta transferencia se realiza con el fin de suplir los requerimientos de presión y caudal de succión a las Bombas Horizontales.

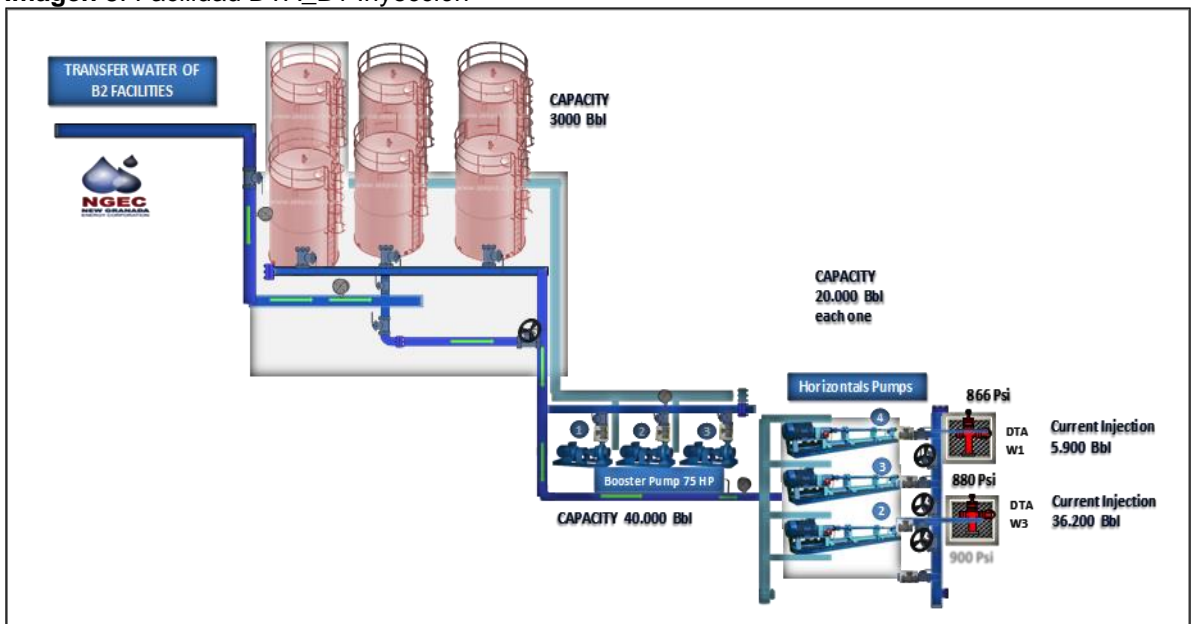
En esta facilidad se cuenta con 3 Bombas Horizontales, cada una con una capacidad de inyección de 20.000 Bbl de fluido por día. 2 se encuentran en operación y una en espera (Standby). Estos equipos están alineados a 2 pozos

Inyectores, los cuales son DTA\_W1 & DTA\_W3, donde se da la disposición Final del AP.

En la siguiente imagen se presenta el esquema de la distribución algunos equipos que se encuentran en la Facilidad DTA\_B1 Inyección tales como:

- Tanques de recibo.
- Bombas booster.
- Bombas horizontales.
- Pozos inyectores.
- Bombas dosificadoras de química.

**Imagen 3.** Facilidad DTA\_B1 Inyección



**Fuente:** la compañía.

**Imagen 4.** Tanques de recibo.



**Fuente:** la compañía

**Imagen 5.** Bombas booster.



**Fuente:** La compañía.

**Imagen 6.** Bombas horizontales.



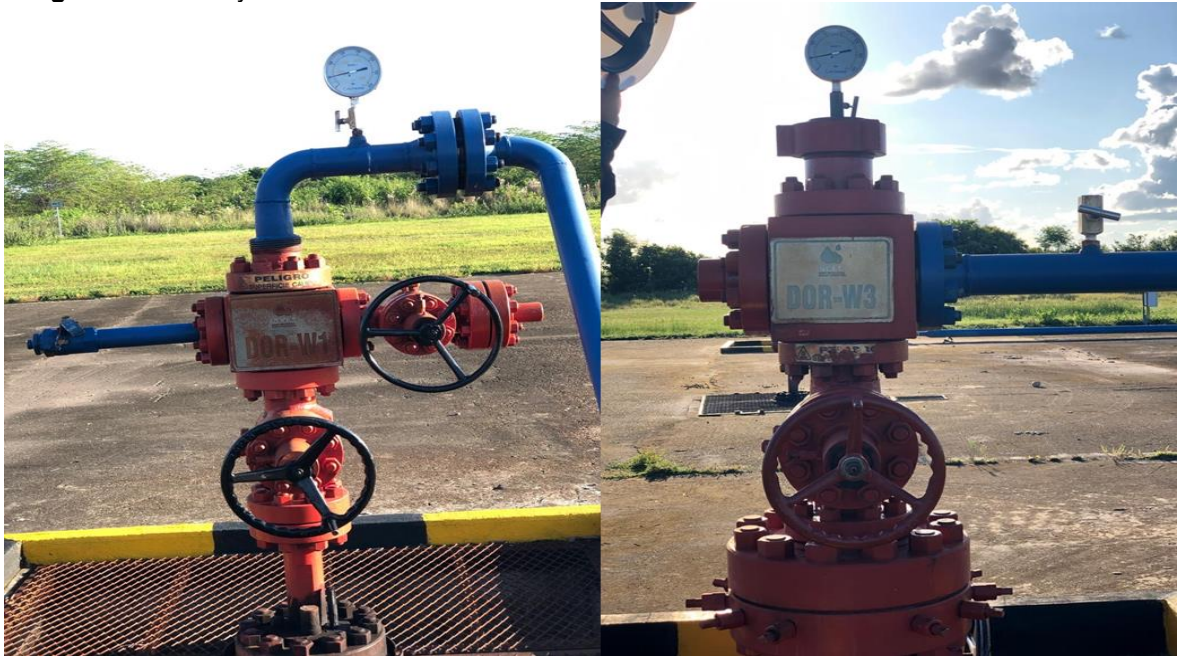
**Fuente:** La compañía.

**Imagen 7.** Puntos de inyección y registros de datos



**Fuente.** La compañía.

**Imagen 8.** Pozos inyectoros.



**Fuente:** La compañía.

### **3. DOCUMENTACIÓN DEL PROCESO**

#### **3.1 CÁLCULO DE PRESIONES Y CAUDALES**

Se llevó a cabo un registro de los datos actuales del sistema de inyección para identificar las presiones y caudales de operación.

Para este registro se tiene en cuenta seis días del mes de junio del año 2024, debido a que en el primer semestre del año se presentaron fallas en los Sistemas de Levantamiento Artificial de varios pozos de producción, generando una variación considerable en los caudales de inyección, lo que es una relación directa en las presiones en cabeza de pozo de los inyectoros Dorotea W1 y Dorotea W3 y presiones de descarga de las bombas horizontales.

En la siguiente tabla se registran los datos de las presiones de operación del sistema, presiones en cabeza de pozo, presiones de descarga de las bombas horizontales y los caudales de operación, antes de iniciar con la prueba.

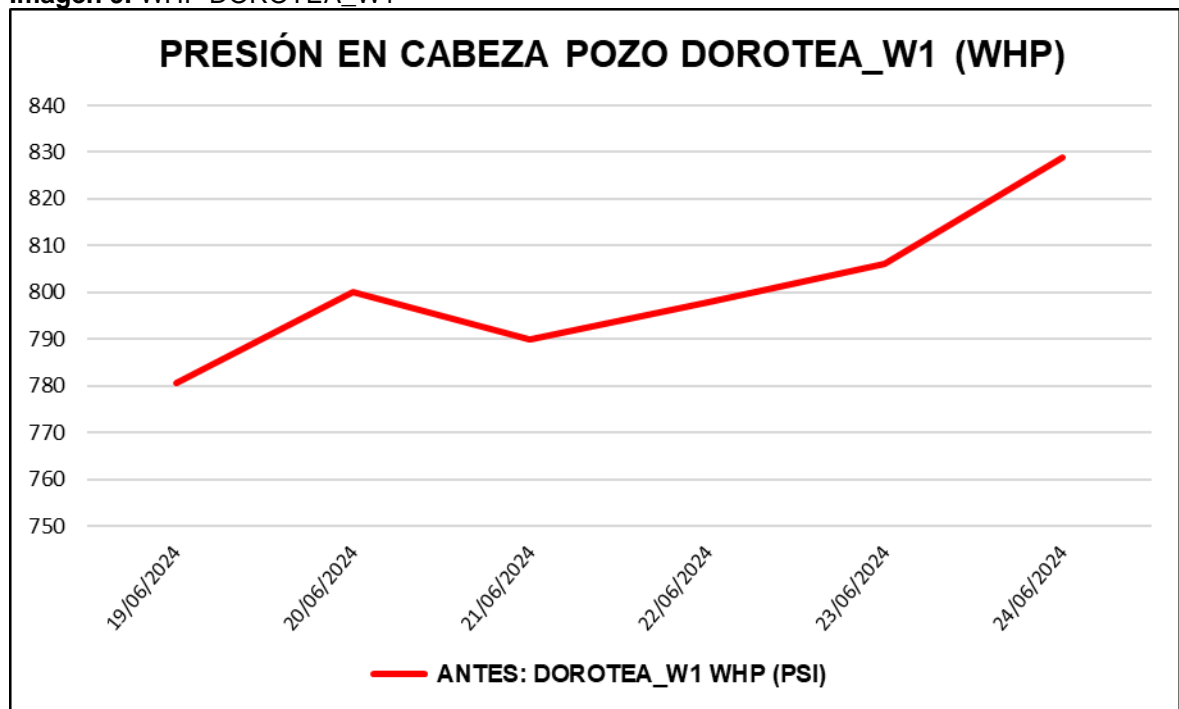
**Tabla 2.** Presiones de operación

| Día        | ANTES:<br>DOROTEA_W1<br>WHP (PSI) | ANTES:<br>DOROTEA_W3<br>WHP (PSI) | ANTES:<br>BOMBA<br>HORIZONTAL<br>Nº3 PRESIÓN<br>DESCARGA<br>(PSI) | ANTES:<br>BOMBA<br>HORIZONTAL<br>Nº4 PRESIÓN<br>DESCARGA<br>(PSI) | ANTES:<br>BARRILES<br>INYECTADOS<br>DE AGUA<br>POR DIA<br>(BIWPD) | ANTES:<br>CONSUMO<br>COMBUSTIBLE<br>DOROTEA_B1<br>INYECCION |
|------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---|---|---|---|
| 19/06/2024 | 780,58                            | 806,92                            | 810,00  | 796,00  | 31160,00  | 979,65  |
| 20/06/2024 | 800,00                            | 826,00                            | 838,30  | 827,90  | 32130,00  | 890,24  |
| 21/06/2024 | 790,00                            | 816,00                            | 817,90  | 805,80  | 31156,00  | 966,39  |
| 22/06/2024 | 798,00                            | 821,00                            | 817,10  | 802,90  | 31578,00  | 950,00  |
| 23/06/2024 | 806,00                            | 830,00                            | 826,70  | 815,00  | 31929,00  | 870,12  |
| 24/06/2024 | 829,00                            | 853,00                            | 850,90  | 832,70  | 31502,00  | 900,00  |

**Fuente.** La compañía.

En la siguiente imagen se puede observar la tendencia del comportamiento de la presión en cabeza de pozo (WHP) del inyector Dorotea W1.

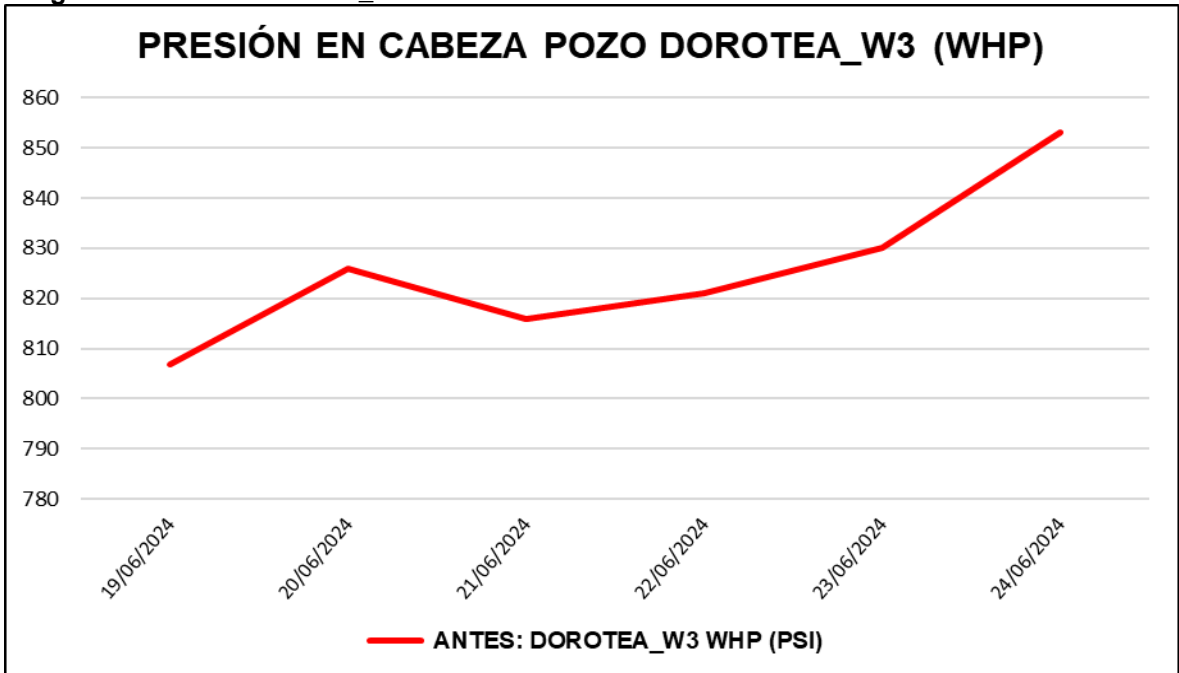
**Imagen 9.** WHP DOROTEA\_W1



**Fuente:** la compañía

En la siguiente imagen se puede observar la tendencia del comportamiento de la presión en cabeza de pozo (WHP) del inyector Dorotea W3.

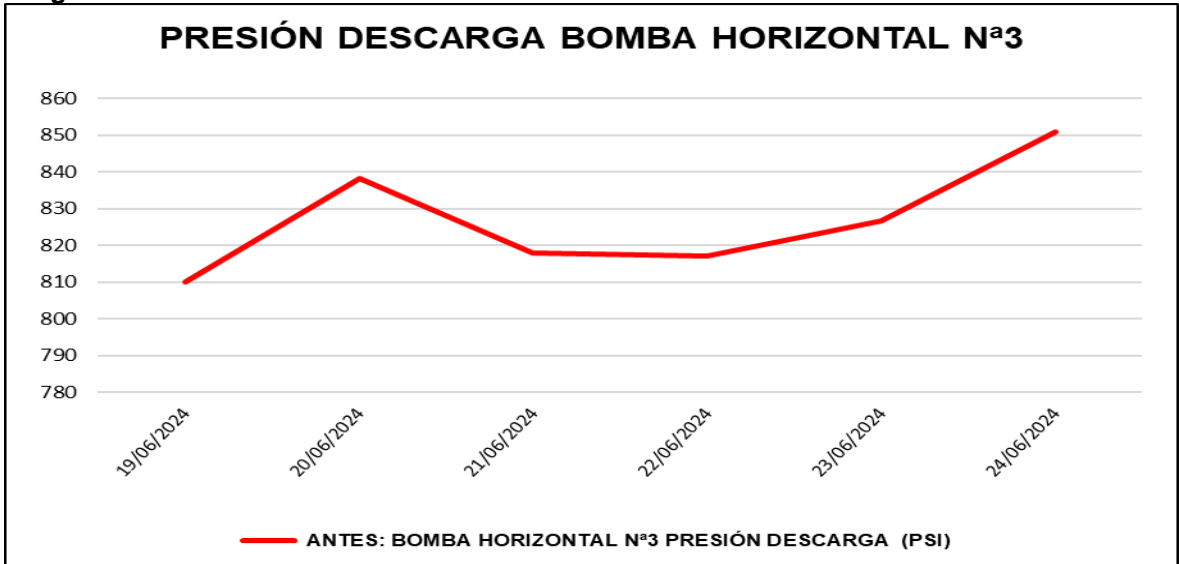
Imagen 10 . WHP DOROTEA\_W3



Fuente: la compañía

En la siguiente imagen se puede observar la tendencia del comportamiento de la presión de descarga de la Bomba Horizontal N°3.

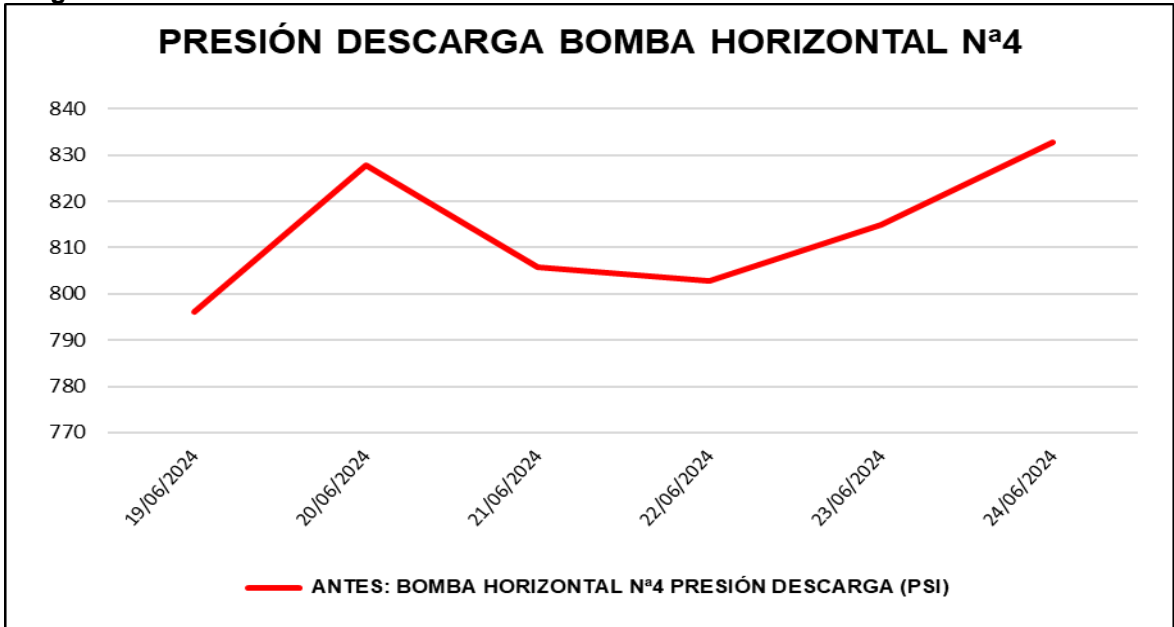
Imagen 11. Bomba horizontal 3



Fuente: la compañía.

En la siguiente imagen se puede observar la tendencia del comportamiento de la presión de descarga de la Bomba Horizontal N°4.

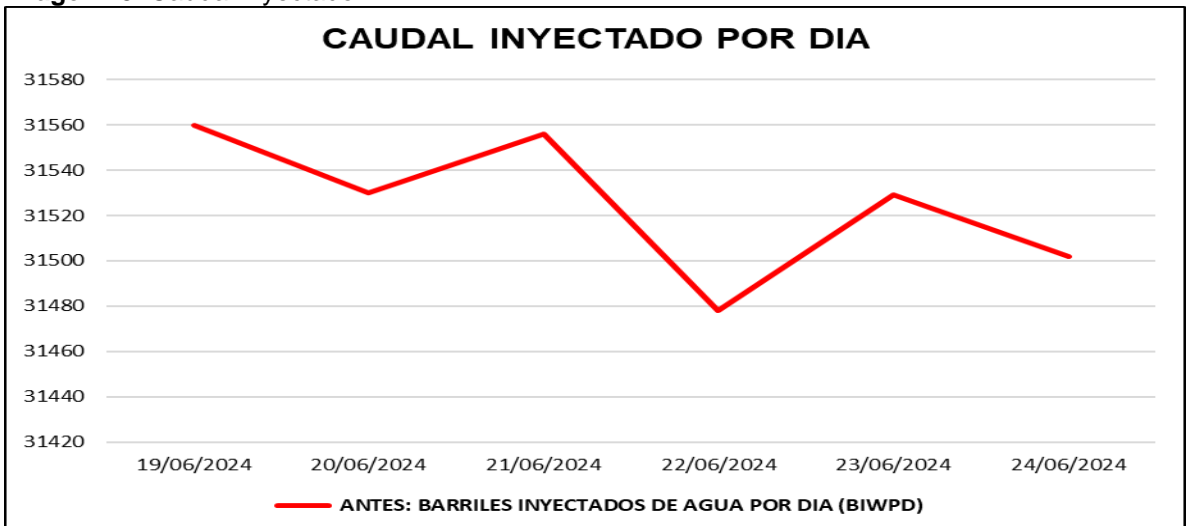
**Imagen 12.** Bomba horizontal 4



**Fuente:** la compañía.

En la siguiente imagen se puede observar la tendencia del comportamiento del caudal de agua de inyección por día (BIWPD).

**Imagen 13.** Caudal inyectado



**Fuente:** la compañía.

Esta descripción se tendrá en cuenta como línea base para iniciar las pruebas en campo, inyectando el producto químico seleccionado.

Dentro de los productos químicos utilizados en la industria con el objetivo de reducir la fricción en el proceso de inyección de AP, se encuentran los Polímeros de Alta Densidad (PAM), como el Polietileno Glicol y la Poliacrilamida, la cual es comúnmente utilizada en el tratamiento de aguas industriales y de recobro mejorado.

El uso de estos productos químicos ayuda a mejorar la movilidad del fluido a través de las tuberías, mejorando la eficiencia de flujo,

Bajo estas consideraciones, la empresa encargada del tratamiento químico ha realizado análisis a las muestras del fluido, con esto se realizará la prueba con el producto CHEM 4005 Drag Reducer.

#### **4. PRUEBAS DE INYECCIÓN DEL PRODUCTO QUÍMICO**

##### **4.1 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL**

Diseño del tratamiento: calcular las cantidades de químicos necesarios, a la concentración óptima, esto se realizó con base en las pruebas de laboratorio que realizó el fabricante del producto, este sugiere unas dosificaciones que consideran las condiciones específicas de la operación actual del campo.

Aprobaciones y permisos: se realiza la validación de todas las aprobaciones necesarias para llevar a cabo la inyección del químico propuesto teniendo en cuenta que no se presenten afectaciones operativas.

Monitoreo continuo: se monitorea los efectos del tratamiento a lo largo de seis días para asegurar la inyección constante. los parámetros para monitorear serán la presión de descarga de las bombas horizontales, presión en cabeza de pozo (WHP), caudal inyectado (BIWPD) y el consumo de combustible.

Seguridad: priorizar la seguridad en todas las etapas del proceso, asegurándose de cumplir con los estándares de salud ocupacional y seguridad industrial de la compañía.

Inyección en el pozo: se iniciará la inyección del producto químico según el diseño establecido y la dosificación recomendada por la empresa fabricante del producto.

Análisis de resultados: evaluar los resultados de las pruebas realizadas para determinar la efectividad del producto.

Con este procedimiento se iniciará la prueba que proporciona una posible optimización con el objetivo de lograr reducir la fricción en tuberías de inyección de agua de producción en la industria petrolera. en caso de no lograr reducir la presión de descarga de las bombas horizontales y presión en cabeza de pozo se dará como finalizada la prueba.

#### **4.1.1 Pruebas de laboratorio**

A continuación, se relacionan las pruebas que se realizaron a nivel de laboratorio por parte de la empresa contratista encargada del tratamiento químico en los campos de NGEC.

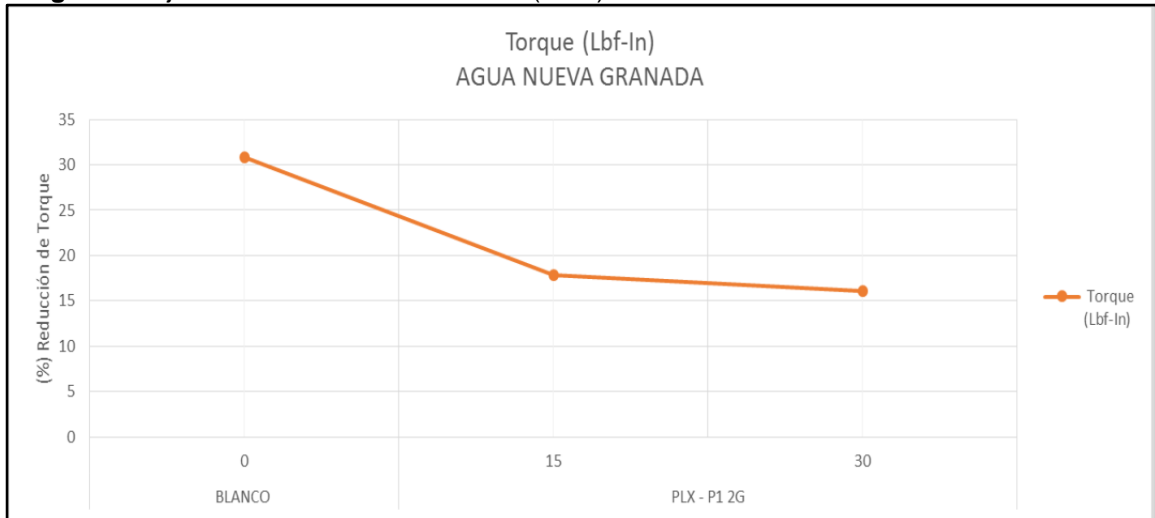
- ✓ Ejecución de prueba para verificar la eficiencia como agente de reducción de arrastre (DRA).
- ✓ Disminución de la tensión superficial.
- ✓ Prueba para evaluar la facilidad con la que el agua entra en la formación Viscosidad dinámica - Agua.
- ✓ Prueba para verificar la disminución de la viscosidad del agua.

#### 4.1.2 Ejecución reducción de arrastre (DRA)

Esta prueba se realiza con el objetivo de prevenir el desgaste excesivo y las posibles fallas que se puedan presentar en los componentes de la tubería y equipos relacionados. Asegurar que las Bombas Horizontales operen dentro de los límites de torque específicos de sus curvas de operación, reducir las pérdidas de energía y mejorar la eficiencia energética del sistema.

En la siguiente imagen se muestra el resultado de la reducción del torque calculado a las diferentes concentraciones de inyección del producto químico.

**Imagen 14.** Ejecución reducción de arrastre (DRA)



**Fuente.** La compañía.

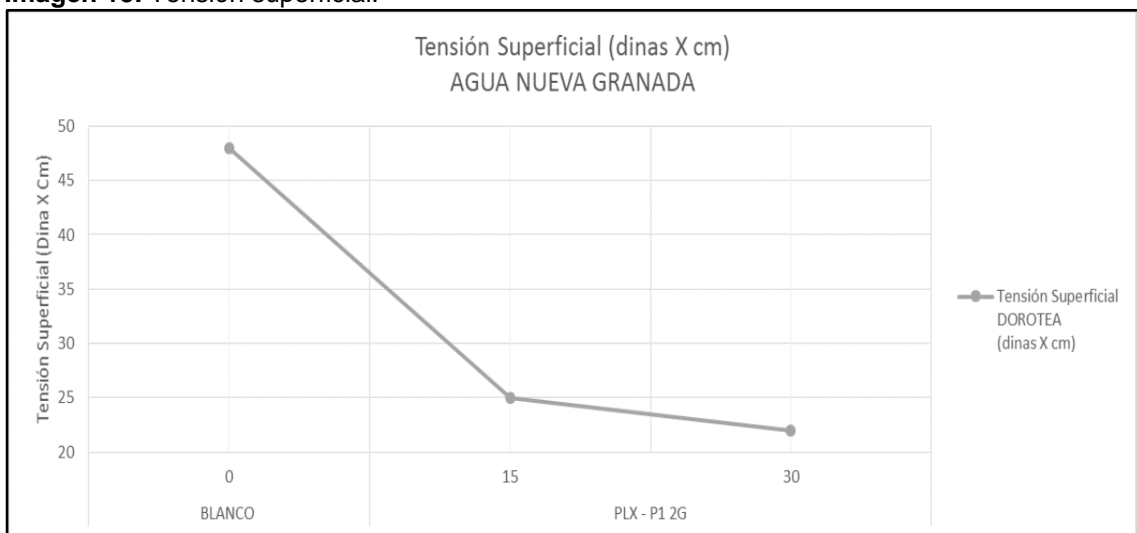
Como se puede evidenciar en la gráfica el producto llega a una eficiencia en laboratorio a 48% en la reducción del torque con 30 ppm.

### 4.1.3 Tensión superficial

En el proceso de inyección de agua de producción, este factor está directamente relacionado con la fricción en la tubería y se calcula con el objetivo de mejorar el flujo y reducir las pérdidas de presión a lo largo del sistema.

En la siguiente imagen se muestra el resultado de la tensión superficial calculada las diferentes concentraciones de inyección del producto químico.

**Imagen 15.** Tensión superficial.

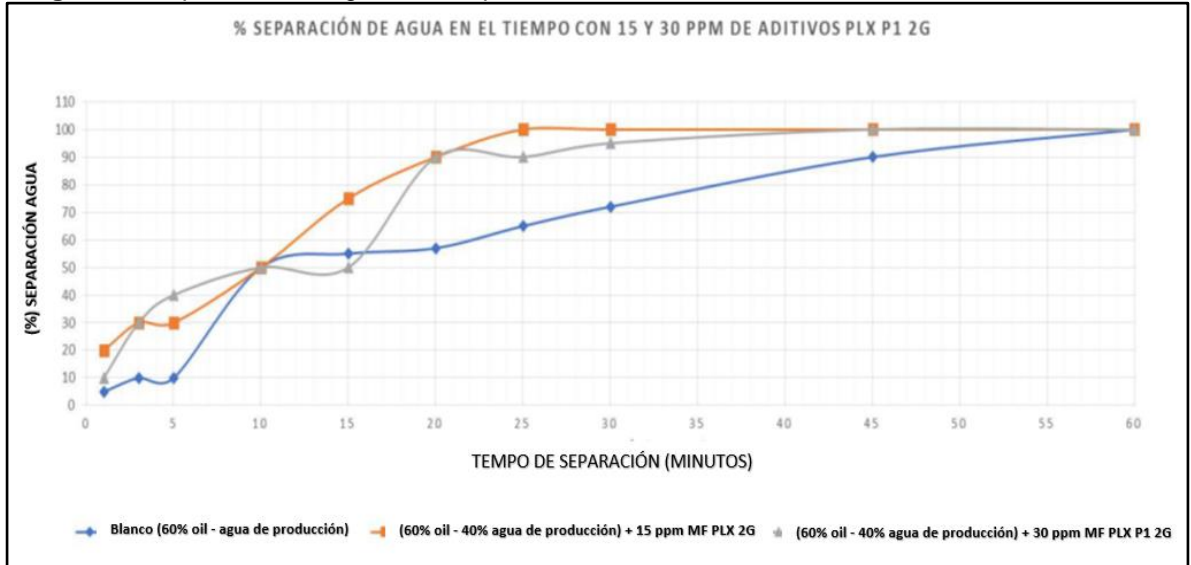


**Fuente.** La compañía.

Se realiza una evaluación para identificar facilidad con la que el agua entra en la formación. En este escenario con 30 ppm se alcanzó la efectividad para entrar en la formación, consiguiendo una resistencia de reducción del 48%.

#### 4.1.4 Separación de agua en tiempo

Imagen 16. Separación de agua en tiempo.



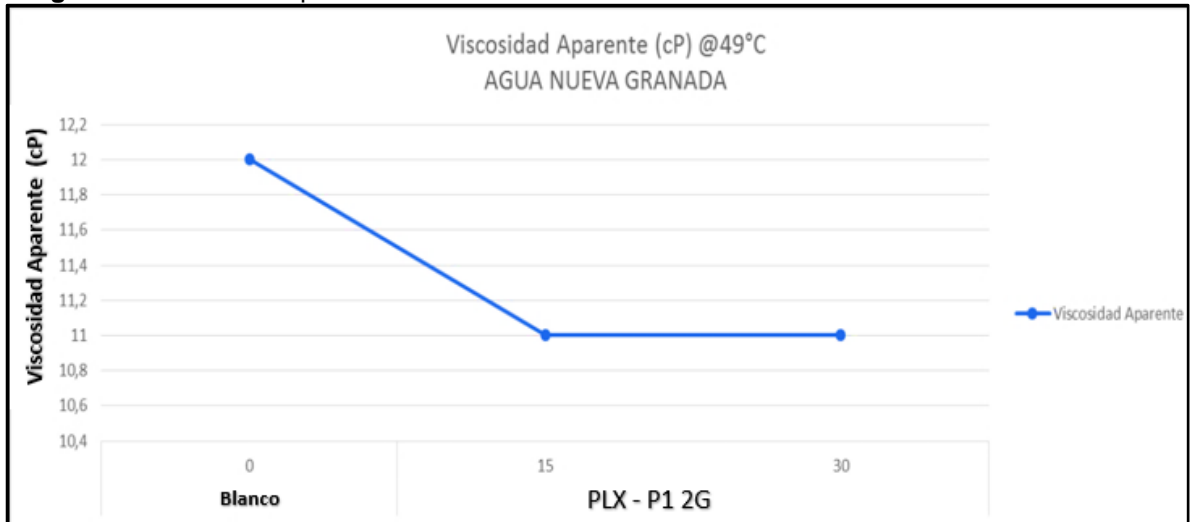
Fuente: La compañía

En esta grafica se verifica la compatibilidad química entre los martillos directos e inversos reales y Chem 4005 DRA.

#### 4.1.5 Viscosidad aparente

La viscosidad aparente es una medida de la resistencia al flujo de un fluido bajo una determinada tasa de deformación o velocidad de corte. Con el cálculo y control de este parámetro se puede mejorar la movilización de los fluidos dentro de las tuberías.

**Imagen 17.** Viscosidad aparente.



**Fuente:** La compañía.

En esta imagen se evidencia la disminución de la viscosidad del agua, dando como resultado que con 15 ppm se alcanzó la Viscosidad 11 (CP), consiguiendo una reducción del 8%.

## 4.2 CARACTERIZACIÓN DEL PRODUCTO

Chem 4005 drag reducer: Para pozos inyectoros de agua basado en un polielectrolito de alto peso molecular y de rápida hidratación, su efecto se traduce en una reducción de la fricción del agua con la tubería, disminuyendo la presión de inyección.

Uso y aplicaciones: Además de la reducción de la fricción en tuberías de línea, se puede utilizar para recuperación secundaria, reduciendo la presión de inyección y obteniéndose un aumento en el caudal inyectado. Para aplicaciones en operaciones de Fracturamiento hidráulico con sales pesadas, las dosis van desde 0.25 hasta 2.0 Galones por 1000 galones de fluido de fractura. Para sistemas de agua de inyección las dosis van desde 15 hasta 70 ppm dependiendo de la salinidad del agua. Se recomienda la aplicación a la descarga de las bombas de inyección.

Características y beneficios:

- ✓ Rápida Hidratación.
- ✓ Aumento de la rata de inyección.
- ✓ Efecto es rápido y continuo.
- ✓ Disminución en la presión de inyección.
- ✓ Compatible con la mayoría de los productos para el control de la integridad, biocidas y clarificadores que se utilizan en el tratamiento químico del agua de inyección.

#### 4.3 DOSIFICACIÓN ESTABLECIDA POR EL FABRICANTE

La prueba se realizará con una inyección del producto químico con las siguientes dosificaciones recomendada por el fabricante, se iniciará la inyección el primer día con 23 ppm para finalizar el día sexto con 36 ppm como se observa a continuación.

**Tabla 3.** Dosificaciones para la prueba

| Día | PPM | GPD |
|-----|-----|-----|
| 1   | 23  | 30  |
| 2   | 25  | 33  |
| 3   | 27  | 36  |
| 4   | 30  | 40  |
| 5   | 33  | 44  |
| 6   | 36  | 48  |

**Fuente:** la compañía

#### 4.4 APROBACIÓN REGULATORIA

De acuerdo con la información presentada y después de la revisión técnica, se observa que el uso de reductores de fricción dosificados en las tuberías aguas arriba de las bombas de inyección, a las concentraciones definidas (~30ppm), no es diferente del uso de aditivos a nivel superficial como la inyección de inhibidores de

corrosión; En consecuencia, es razonable considerar que no habría ningún efecto sobre el yacimiento.

Por lo tanto, esta Gerencia de la ANH considera que, al tratarse de un proceso de manejo de aditivos a nivel superficial, que no tienen ningún efecto en el yacimiento ni en el hidrocarburo controlado, no requiere de ningún procedimiento que requiera aprobación del proceso, aprobación por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

#### Imagen 18. Autorización ANH



en un surfactante) y las concentraciones efectivas; es razonable considerar que, no existiría ningún efecto en la dinámica de flujo en el medio poroso.

Conforme a la información presentada y luego de la revisión técnica, se observa el uso de reductores de fricción dosificados en tubería aguas arriba de las bombas de inyección, a las concentraciones definidas (~30ppm); no es diferente al uso de aditivos a nivel de superficie tales como la inyección de inhibidores de corrosión; en consecuencia, es razonable considerar que, no existiría ningún efecto en yacimiento.

Así las cosas, esta Gerencia de la ANH considera que al ser un proceso de manejo de aditivos a nivel de superficie, que no tienen ningún efecto en yacimiento ni en el hidrocarburo fiscalizado, no requiere ningún trámite que requiera aprobación del mismo por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Este comunicado se emite sin perjuicio del cumplimiento de las disposiciones contractuales definidas en el Convenio de Exploración y Producción de Hidrocarburos Dorotea, disposiciones ambientales y de seguridad industrial que establezcan las autoridades competentes en la materia, en el desarrollo de operaciones y actividades de producción en el área Convenio.

**Fuente:** La compañía

## 5. RESULTADOS DE DOSIFICACIÓN DEL PRODUCTO

A continuación, se relaciona la data del proceso de inyección en Campo Dorotea. Se registran los parámetros de Presión en Cabeza de los pozos Inyectores (WHP), el Caudal de agua Inyectado (BIWPD), presión de descarga (PD) y consumo de combustible antes y después de la prueba.

**Tabla 4** Presiones de operación

| Día        | ANTES:<br>DOROTEA_W1<br>WHP (PSI) | ANTES:<br>DOROTEA_W3<br>WHP (PSI) | ANTES:<br>BOMBA<br>HORIZONTAL<br>Nº3 PRESIÓN<br>DESCARGA<br>(PSI) | ANTES:<br>BOMBA<br>HORIZONTAL<br>Nº4 PRESIÓN<br>DESCARGA<br>(PSI) | ANTES:<br>BARRILES<br>INYECTADOS<br>DE AGUA<br>POR DIA<br>(BIWPD) | ANTES:<br>CONSUMO<br>COMBUSTIBLE<br>DOROTEA_B1<br>INYECCION |
|------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---|---|---|---|
| 19/06/2024 | 780,58                            | 806,92                            | 810,00  | 796,00  | 31560,00  | 979,65  |
| 20/06/2024 | 800,00                            | 826,00                            | 838,30  | 827,90  | 31530,00  | 890,24  |
| 21/06/2024 | 790,00                            | 816,00                            | 817,90  | 805,80  | 31556,00  | 966,39  |
| 22/06/2024 | 798,00                            | 821,00                            | 817,10  | 802,90  | 31478,00  | 950,00  |
| 23/06/2024 | 806,00                            | 830,00                            | 826,70  | 815,00  | 31529,00  | 870,12  |
| 24/06/2024 | 829,00                            | 853,00                            | 850,90  | 832,70  | 31502,00  | 900,00  |

**Fuente.** La compañía.

Se inicia la inyección del producto químico **CHEM 4005 DRAG REDUCER** a partir del día 25 de junio 2024 y finaliza la prueba el día 30 de junio 2024.

Durante los recorridos hora – hora, se deberán registrar los parámetros mencionados de presión de cabeza del pozo, presión de descarga de las bombas horizontales y el consumo de combustible, esto se evalúa con corte de 24 horas.

Una vez finalizada la prueba de sebe retornar a las condiciones normales de operación

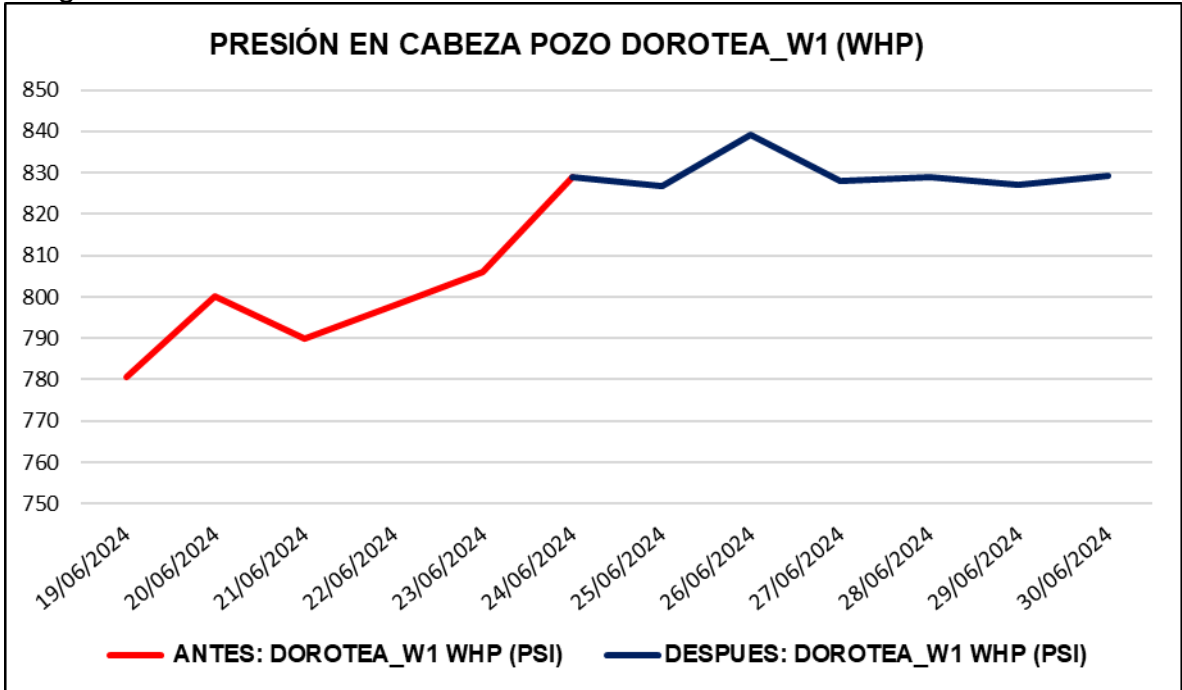
En la siguiente tabla se detalla el resultado de la prueba de reducción de fricción en el proceso de inyección.

**Tabla 5.** Presiones de operación después de la prueba

| Fecha      | DESPUES:<br>DOROTEA_W1<br>WHP (PSI) | DESPUES:<br>DOROTEA_W3<br>WHP (PSI) | DESPUES:<br>BOMBA<br>HORIZONTAL<br>Nº3 PRESIÓN<br>DESCARGA<br>(PSI) | DESPUES:<br>BOMBA<br>HORIZONTAL<br>Nº4 PRESIÓN<br>DESCARGA<br>(PSI) | DESPUES:<br>BARRILES<br>INYECTADOS<br>DE AGUA<br>POR DIA<br>(BIWPD) | DESPUES:<br>CONSUMO<br>COMBUSTIBLE<br>DOROTEA_B1<br>INYECCION |
|------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|---|---|---|
| 25/06/2024 | 826,7                               | 832,84                              | 841,39  | 832   | 31396   | 937,65  |
| 26/06/2024 | 839,13                              | 825,65                              | 818,87  | 845,5   | 31391   | 924,64  |
| 27/06/2024 | 828                                 | 825                                 | 813,35  | 842,8   | 31508   | 920,98  |
| 29/06/2024 | 827                                 | 814                                 | 822,7   | 836,6   | 31545   | 992,67  |
| 30/06/2024 | 829,23                              | 819,2                               | 824,34  | 830,2   | 31545   | 989,98  |
| Promedio   | 829,72                              | 825,67                              | 828,79  | 835,4   | 31473   | 949,8   |

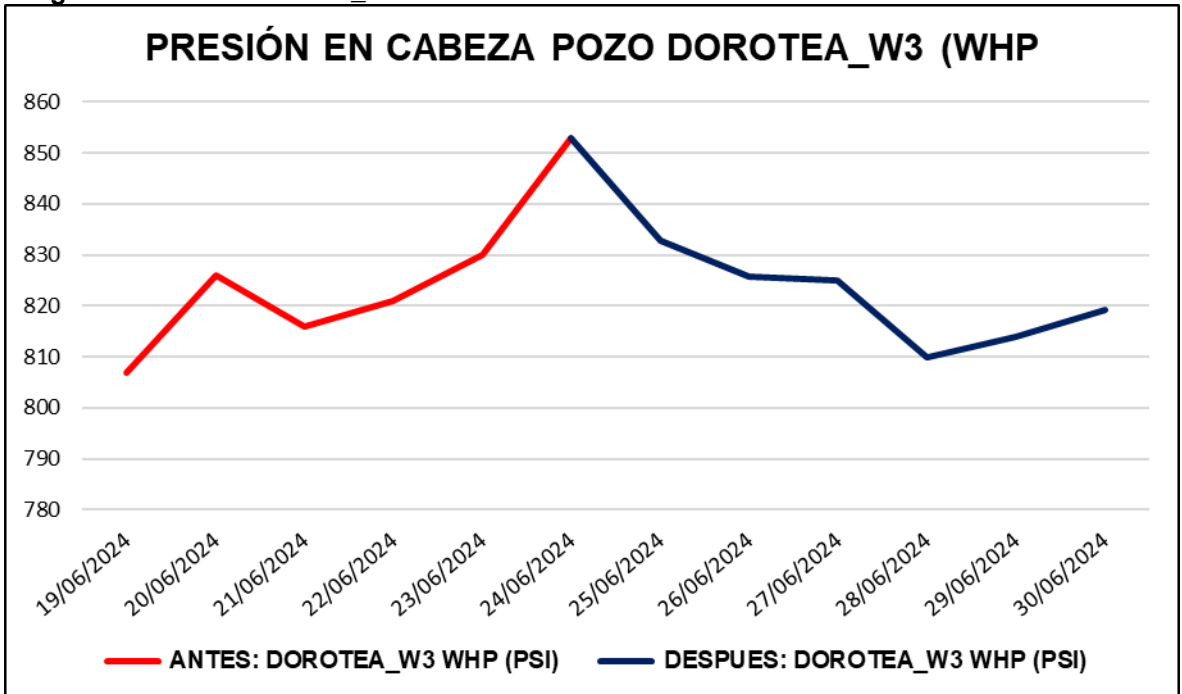
**Fuente:** la compañía.

Imagen 19. WHP DOROTEA\_W1



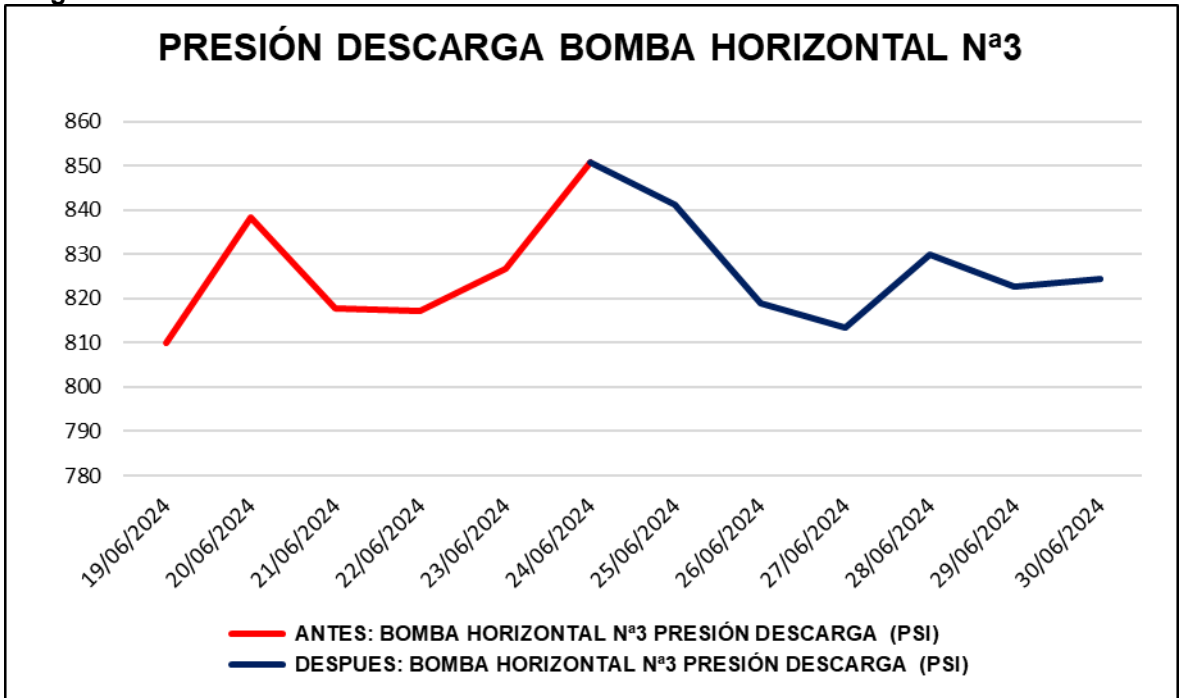
Fuente: la compañía.

Imagen 20. WHP DOROTEA\_W3



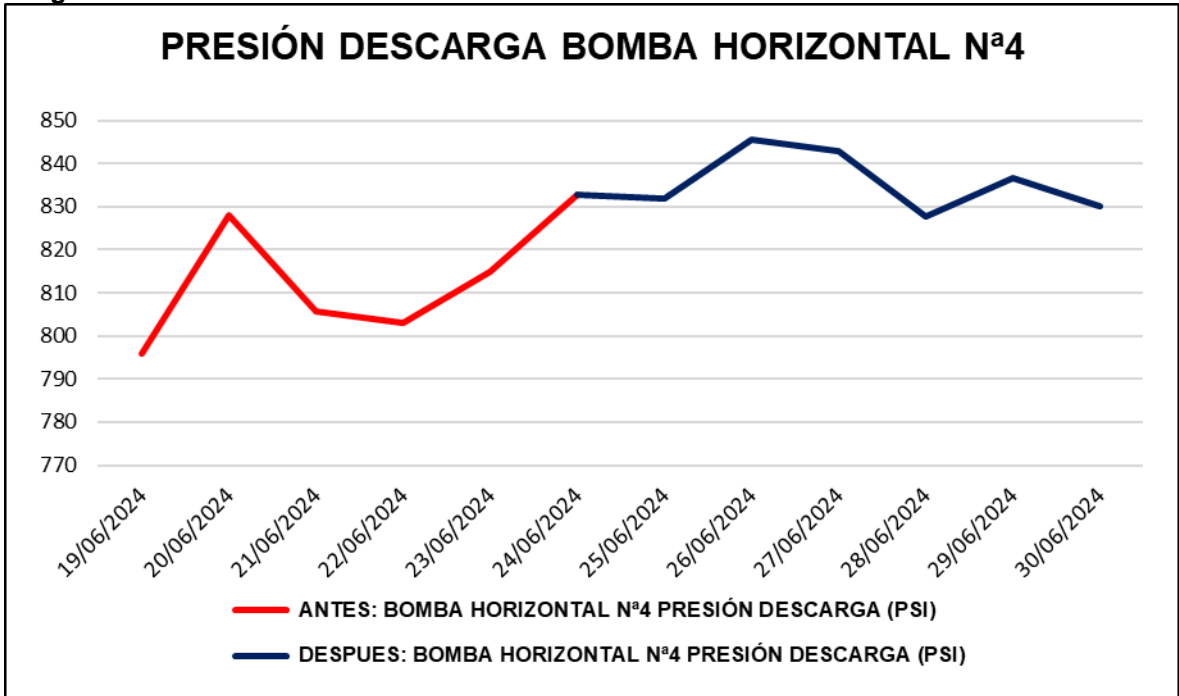
Fuente: la compañía.

Imagen 21. Bomba horizontal N°3



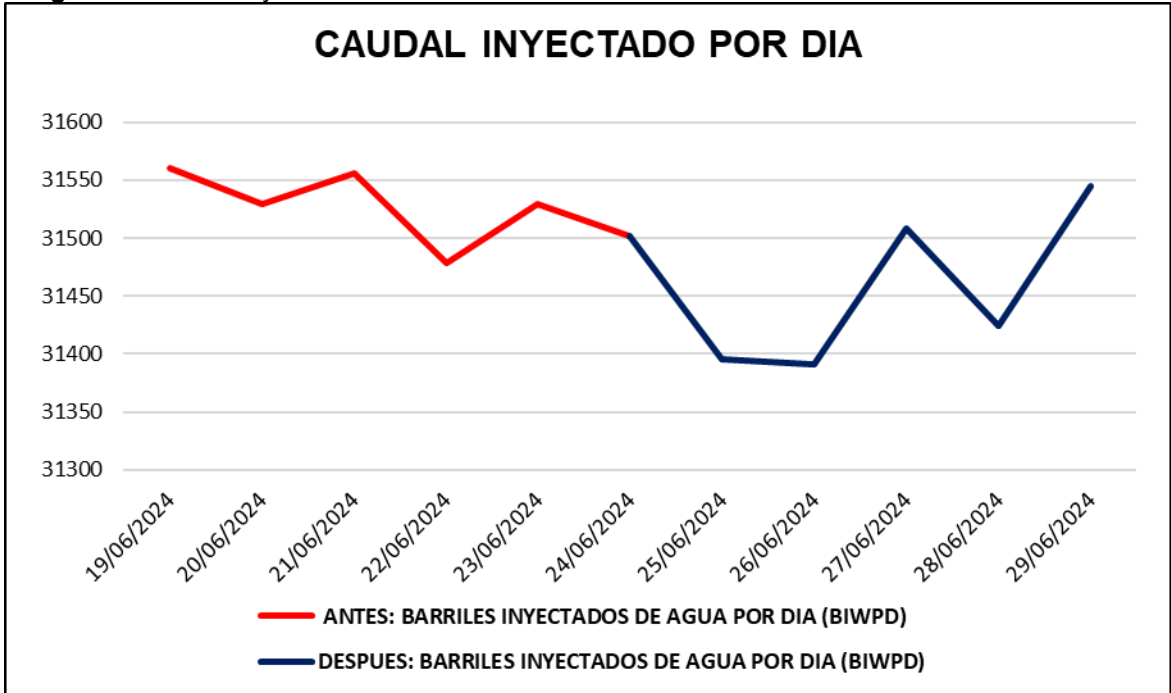
Fuente: la compañía.

Imagen 22. Bomba horizontal N°4



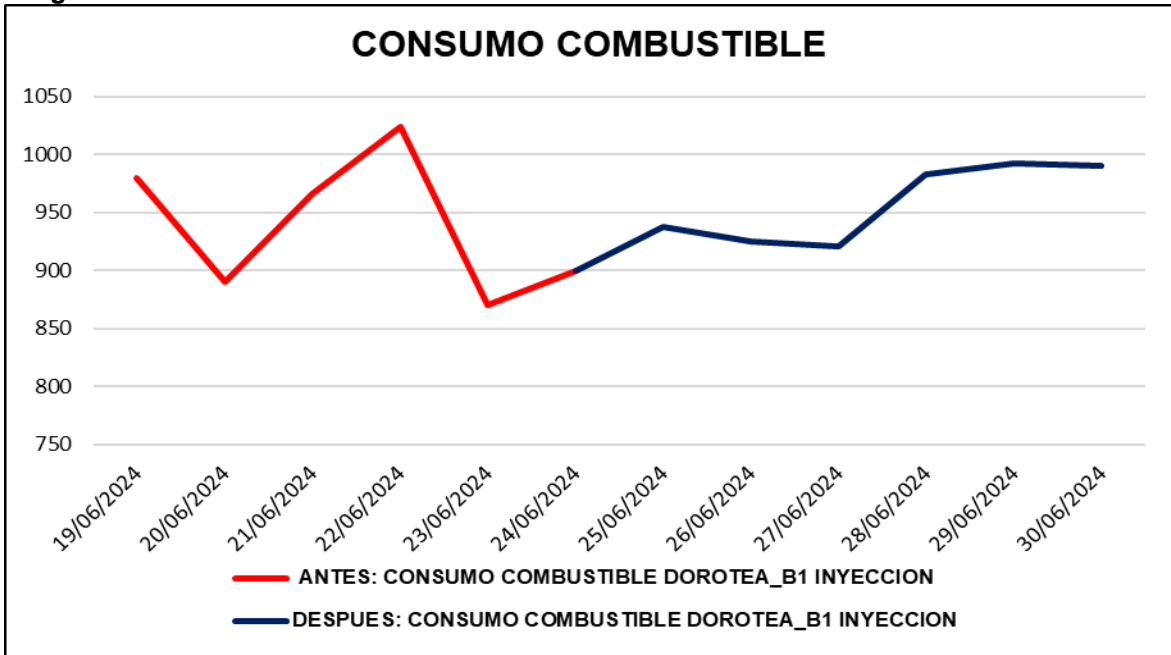
Fuente: la compañía.

**Imagen 23.** Caudal inyectado



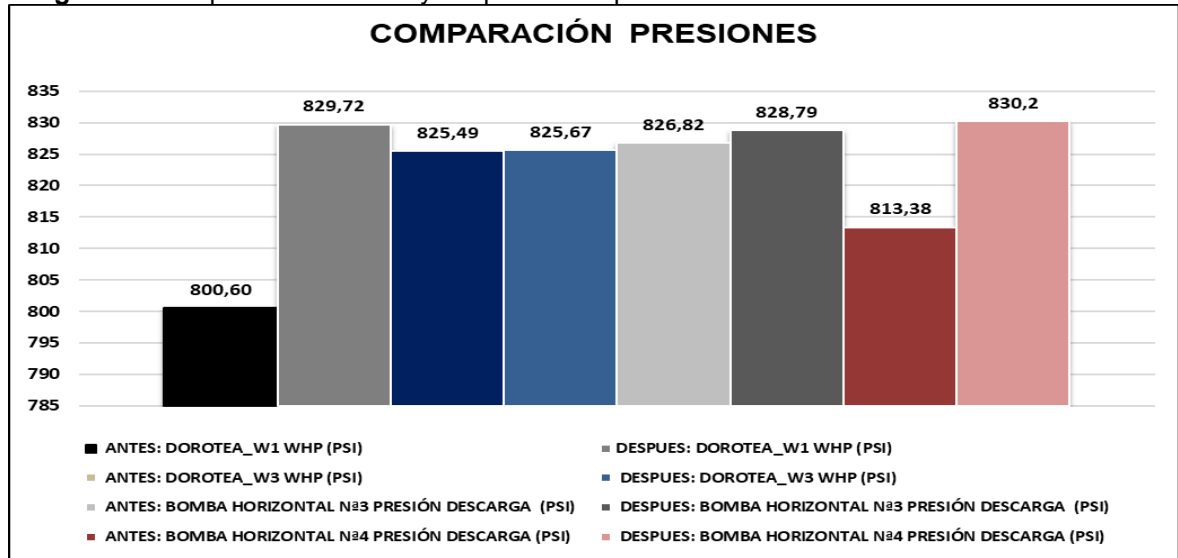
Fuente: la compañía.

**Imagen 24.** Consumo de combustible



Fuente: la compañía.

**Imagen 25.** Comparaciones antes y después de la prueba.



**Fuente:** la compañía.

Con los resultados obtenidos en los seis días de prueba no se logra obtener el resultado esperado en la reducción de fricción en las líneas de flujo de inyección, ya que el comportamiento de los parámetros monitoreados, continua en la tendencia normal de operación.

## 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con los datos recolectados, a lo largo de la prueba, se realiza el siguiente análisis económico, teniendo como principal costo el consumo de combustible.

**Imagen 26.** Análisis económico.

| Dosificación            | PPM     | Caso Base | PPM       |           |           |           |           |           |
|-------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                         |         |           | 23        | 25        | 27        | 30        | 33        | 36        |
| Producto Químico        | Gal/Día | -         | 30        | 33        | 36        | 40        | 44        | 48        |
| Caudal Inyección Agua   | BFPD    | 31.502,00 | 31.396,00 | 31.391,00 | 31.508,00 | 31.424,00 | 31.545,00 | 31.545,00 |
| Costo Unitario CHEM4005 | USD/Gal | -         | 18,00     | 18,00     | 18,00     | 18,00     | 18,00     | 18,00     |
| Costo Total CHEM4005    | USD/Día | -         | 540,00    | 594,00    | 653,40    | 718,74    | 790,61    | 869,68    |

| Reducción de Fricción     | %       | 0,00%       | 1,00%       | 1,01%       | 1,02%       | 1,03%       | 1,04%       | 1,05%       |
|---------------------------|---------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Presión de Descarga       | Psi     | 841,80      | 836,70      | 832,17      | 828,07      | 828,94      | 829,65      | 827,29      |
| Caudal / Bomba Horizontal | Bbl     | 15.751,00   | 15.751,00   | 15.751,00   | 15.751,00   | 15.751,00   | 15.751,00   | 15.751,00   |
| Bombas Horizontales       | Und     | 2,00        | 2,00        | 2,00        | 2,00        | 2,00        | 2,00        | 2,00        |
| Potencia del Motor        | Kw      | 774,64      | 769,94      | 765,66      | 764,72      | 763,48      | 767,08      | 764,89      |
| Combustible               | Gal/Mes | 27.287,03   | 27.014,16   | 27.011,43   | 27.008,68   | 27.005,89   | 27.003,08   | 27.000,24   |
| Combustible               | Gal/Día | 900,00      | 937,65      | 924,64      | 920,98      | 982,67      | 992,67      | 989,98      |
| Costo de Combustible      | USD/Gal | \$ 2,13     | \$ 2,13     | \$ 2,13     | \$ 2,13     | \$ 2,13     | \$ 2,13     | \$ 2,13     |
| Costo de Combustible      | USD/Día | \$ 1.917,00 | \$ 1.997,19 | \$ 1.969,48 | \$ 1.961,69 | \$ 2.093,09 | \$ 2.114,39 | \$ 2.108,66 |
| Ahorros de Combustible    | USD/Día |             | -\$ 80,19   | -\$ 52,48   | -\$ 44,69   | -\$ 176,09  | -\$ 197,39  | -\$ 191,66  |

|                 |         |  |                |                |                |                |                |                |
|-----------------|---------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Ahorros Finales | USD/Día |  | -\$ 620,19     | -\$ 646,48     | -\$ 698,09     | -\$ 894,83     | -\$ 988,00     | -\$ 1.061,33   |
| Ahorros Finales | USD/Mes |  | -\$ 18.853,91  | -\$ 19.653,09  | -\$ 21.221,86  | -\$ 27.202,74  | -\$ 30.035,23  | -\$ 32.264,52  |
| Ahorros Finales | USD/Año |  | -\$ 226.246,95 | -\$ 235.837,07 | -\$ 254.662,28 | -\$ 326.432,93 | -\$ 360.422,80 | -\$ 387.174,21 |

**Fuente:** la compañía.

Siguiendo las recomendaciones del fabricante del producto, se inicia la prueba con 23 ppm (30 GPD) y se finaliza con 36 ppm (48 GPD). El costo del Galón de este producto es de USD 18 y el costo del combustible es de USD 2.13 por galón, el caudal inyectado se mantiene en promedio de 31473(BIWPD), las presiones en cabeza de los pozos inyectoros y las presiones de descarga en las bombas horizontales tienen tendencia constante.

Con este comportamiento del proceso el cual no fue el esperado, indica que no se obtuvo una optimización de combustible por las condiciones actuales del sistema de inyección.

Con las altas dosificaciones se hace inviable la inyección de este producto es posible que se requiera un sistema con mayor caudal de inyección de agua de producción, longitudes de línea mayores o cloruros por debajo de 2200 ppm para obtener mejores resultados.

## 7. CONCLUSIONES

Debido a los parámetros de la operación actual en los campos de New Granada Energy Corporation se concluyó, que las presiones y caudales en el sistema de inyección actual son muy bajos para evidenciar un cambio significativo en la prueba de reductor de fricción.

Las pruebas de laboratorio mostraron excelentes resultados, pero en campo estos no fueron evidenciados, no hubo disminución de presión ni aumento de caudal ya que se inició la prueba con una presión en cabeza de pozo de 813 PSI y se finalizó la prueba con 827 PSI (+14 PSI), la presión de descarga inicio en 820 PSI y finalizo con 832 PSI (+12 PSI) en cuanto el caudal se mantuvo promedio 31473 (BIWPD).

Se inyectó la dosificación establecida por la empresa fabricante, sin embargo se sobrepasó el valor establecido de producto a inyectar a 36 PPM buscando reducir la presión de inyección, obteniendo un resultado negativo debido a las condiciones actuales del sistema.

Durante la operación de inyección de química se evidencio que no hubo ahorro ni sobreconsumo de combustible durante los seis días de prueba en el sistema de inyección, por lo cual no es viable continuar con la inyección química ya que esta prueba tuvo un valor de (USD 6.200) y no representa utilidad para la compañía.

## 8. RECOMENDACIONES

Realizar las pruebas en procesos con mayores presiones de descarga en las bombas horizontales, mayores caudales de inyección y longitudes de línea más extensas.

Realizar la prueba en procesos con aguas de producción con menores concentraciones de Cloruros. Los Cloruros de este proceso son de 2.500 ppm Cl-, promedio.

Realizar un estudio de mercado, con las diferentes empresas de tratamiento químico, con el fin de mejorar el ejercicio económico.

El equipo operativo recomienda realizar la prueba a Dorotea\_W1 para entender el comportamiento de un solo pozo inyector.

Realizar nuevas propuestas con reductores de fricción contemplando diferentes escenarios operativos en la inyección de aguas de producción para obtener utilidades económicas en pro de la industria del petróleo.

## BIBLIOGRAFIA

- ✓ CUELLAR MUÑOZ, Javier Andrés. Optimización del desempeño energético para el transporte de hidrocarburos en el oleoducto de los Llanos Orientales mediante la utilización del agente reductor de fricción extreme power. 2021. Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América.
- ✓ IBÁÑEZ OSPINO, Diana Carolina; Optimización del tratamiento químico del fluido En Simposio Exploración de cuencas Subandinas. Bogotá. 1985.
- ✓ LAPEÑA, Miguel Rigola. Tratamiento de aguas industriales: aguas de proceso y residuales. Marcombo, 1989.
- ✓ MONÍS OQUENDO, Julián. Historia, análisis y expresión gráfica de las fórmulas de pérdidas de carga utilizadas en la ingeniería hidráulica. 2020.
- ✓ OQUENDO, Julián Ignacio Monís. Historia, análisis, utilidad y expresión gráfica de las fórmulas de pérdidas de carga utilizadas en ingeniería hidráulica. 2020. Tesis Doctoral. Universidad de Córdoba (ESP).
- ✓ PERDIDAS POR Fricción en Tuberías – Fesmex [Anónimo]. Fesmex – Equipos para el manejo de fluidos y HVAC [página web]. [Consultado el 13, febrero, 2024]. Disponible en Internet: <<https://www.fesmex.com.mx/article/perdidas-por-friccion-en-tuberias/>>.