

Limpieza de Ductos de Petróleo NOC vs Tratamiento Químicos

¹A.Blanco, ²C.Aburto, ³F.Iuliano, ⁴V.Emiliani, ⁵M.Bragagnolo ⁶C.Alfaro

¹ PAE SL. — Neuquen — Argentina — ABlancoMartinez@pan-energy.com

² PAE SL. — Neuquen — Argentina — caburtoanazco@pan-energy.com

³ PAE SL. — Neuquen — Argentina — fiulianoferrero@pan-energy.com

⁴ PAE SL. — Neuquen — Argentina — vlemiliani@pan-energy.com

⁵ PAE SL. — Neuquen — Argentina — mbragagnolo@pan-energy.com

⁶ PAE SL. — Neuquen — Argentina — calfaromolina@pan-energy.com

1. Sinopsis

El transporte de hidrocarburos por oleoductos es un desafío debido a la presencia de parafina, caracterizados en general por la TWAT (Temperatura de aparición de primer cristal de ceras) del crudo, lo que dificulta el aseguramiento del flujo en ductos, interrumpiendo la operación normal del ducto y disminuyendo la confiabilidad de los sistemas.

La UGNQN, se cuenta con 5 ductos principales que transportan petróleo interplantas y hacia ULACT. Se transporta diariamente 3000 m3 de petróleo. Son tres áreas productoras de petróleo: Lindero Atravesado, Coirón Amargo sureste y Bandurria Centro.

En los petróleos producidos hay variables críticas que se tienen en cuenta para la deposición de parafinas: el porcentaje de parafinas, entre 3% y 10%, a la Twatt está entre 30 y 40 °C, velocidad de transporte del fluido y la temperatura del sistema. En el caso de nuestros ductos, la salida de las plantas se encuentra por encima de la Twatt, pero el perfil de temperatura baja enseguida, lo que lleva a la posibilidad de deposición de parafinas en los ductos. Por otro lado, en época invernal la temperatura baja significativamente, lo que favorece aún más la deposición de parafinas.

Se realizó estudio para aplicación de tratamiento químico en los ductos, con la recomendación de limpieza mecánica para compensar el % de inhibición que no se logra con el producto químico. La ppm establecida para disminuir la deposición de parafinas en época invernal por ducto es de 250 ppm de inhibidor de parafinas y 100 ppm de solvente de parafinas.

Con la implementación de las limpiezas mecánicas, se logró optimizar el TTQ, logrando en época de verano reducir a cero el consumo de químico en uno de nuestros ductos y en el resto se redujo sustancialmente el consumo de inhibidor de parafinas y solvente. Hubo un ahorro de 47% en mejoradores de flujo.

En este proceso de trabajo se logró asegurar que las operaciones pigging se realicen de manera sustentable, con el menor riesgo posible, y sistematizado en 7 pasos por limpieza, donde identificamos los principales beneficios:

- Ahorro estimado de 600MUSD
 - Reducción de Dosificación de PQ.
- + Confiabilidad Operativa de ductos:
 - Disminución de un 10% en las presiones operativas.
 - Eliminación de 100% de paros por taponamiento de filtros.
 - Disminución en la utilización de recursos finitos para la operación.
- - 104 Kg de parafina anual.
- Disminución de la probabilidad por corrosión interna (MIC).

Palabras clave: Crudo – Gestión – Limpieza mecánica – Twatt- Transporte- Tratamiento - No Convencional - Convencional

2. Introducción

En la unidad de gestión el problema de parafinas se evidencio primero en los orificios de BDP. En los mismos se encontraban sólidos, los cuales se caracterizaban y se identificaban compuestos orgánicos, principalmente parafinas.

Al comienzo de la producción de los pozos del área de chañar, el petróleo se transportaba en camiones hasta la planta de procesamiento.

Al construirse el oleoducto de transporte que conecta el área de chañar con la planta de procesamiento, comenzaron los desafíos para asegurar el flujo de petróleo.

En los sistemas de producción y transporte tres diferentes problemáticas deben ser afrontadas:

1) Mantener limpias las placas de orificio de los pozos. La descompresión generada por las placas de orificio genera un enfriamiento repentino de la producción promoviendo la precipitación de parafinas las que han generado pérdidas de producción por Down time al intervenir y limpiar estos sistemas.

2) Mantener la presión del ducto de bombeo dentro de los parámetros operativos.

3) Garantizar el aseguramiento de flujo que puede verse afectado por la deposición de parafinas ya que las temperaturas de operación se encuentran por debajo de la temperatura de aparición de ceras.

Además de los problemas mencionados, estos sistemas presentan desafíos adicionales porque algunos ductos no tenían las facilidades para limpieza mecánica y no se tenían los recursos para la realización de las tareas.

Al principio solo se contaba con la variable química para mitigar la precipitación de parafinas.

Se realizo una evaluación para identificar el mejor producto químico para aplicar en nuestros sistemas con la premisa de que era necesaria la implementación de limpiezas mecánicas para acompañar al tratamiento químico.

3. Desarrollo

3.1. Tratamiento químico

3.1.1. Características de petróleo

A continuación, se detalla los parámetros críticos del petróleo que se tuvieron en cuenta para los tratamientos químicos mejoradores de flujo

Grado API y % parafinas:

- API > 20 (contenido de parafinas bajo <2%): generalmente estos crudos no presentarán problemas de viscosidad o de deposición en las operaciones y sistemas. Sin embargo, a pesar de que estos crudos pueden contener niveles muy bajos de parafina, si las parafinas presentes se enfrían lo suficiente y los esfuerzos de corte sobre el fluido son bajos, las cadenas lineales de hidrocarburos de cadena posiblemente cristalicen y precipiten.

- API > 20 (contenido de parafinas medio >2% y < 8%): estos crudos tienen buena probabilidad de formar depósitos en el downhole, líneas de flujo y transmisión. La viscosidad se incrementará suavemente con el descenso de temperatura. Favorecen la formación de colchones en tanques o equipos de separación.

- API > 20 (contenido de parafinas alto > 8%): presentarán problemas de parafinas aún a elevadas temperaturas.

- API < 20 (crudos pesados): presentarán problemas de asfaltenos. Los depósitos serán duros, de alto punto de fusión, difíciles de remover. Estos crudos tendrán además problemas de viscosidad y densidad para el transporte.

• API < 10 (crudos extrapesados): estos crudos contienen un alto contenido de asfaltenos, por lo tanto, una gran viscosidad aún a temperaturas elevadas. generando problemas de aseguramiento de flujo, separación, transmisión y transporte.

El contenido de parafinas se define como el porcentaje en peso de cadenas líneas de hidrocarburos con más de 16 átomos de carbono.

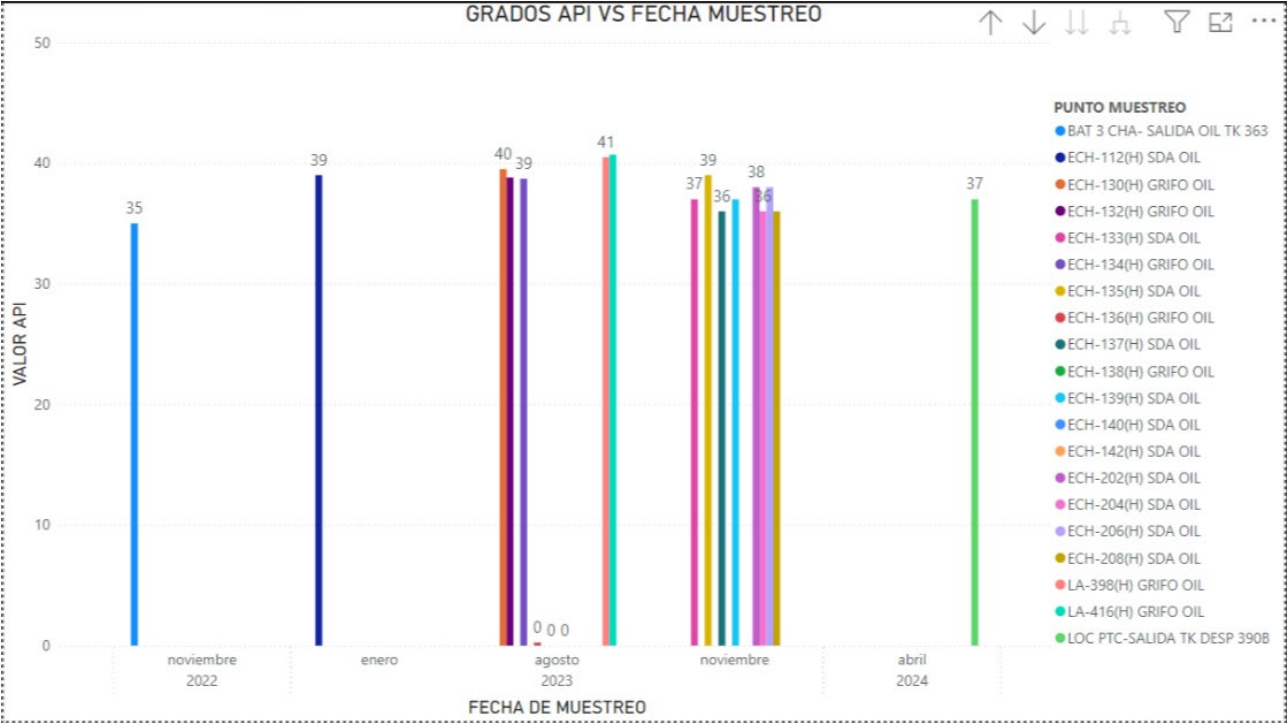


Figura 1. Grado API de los pozos ECH y LOC

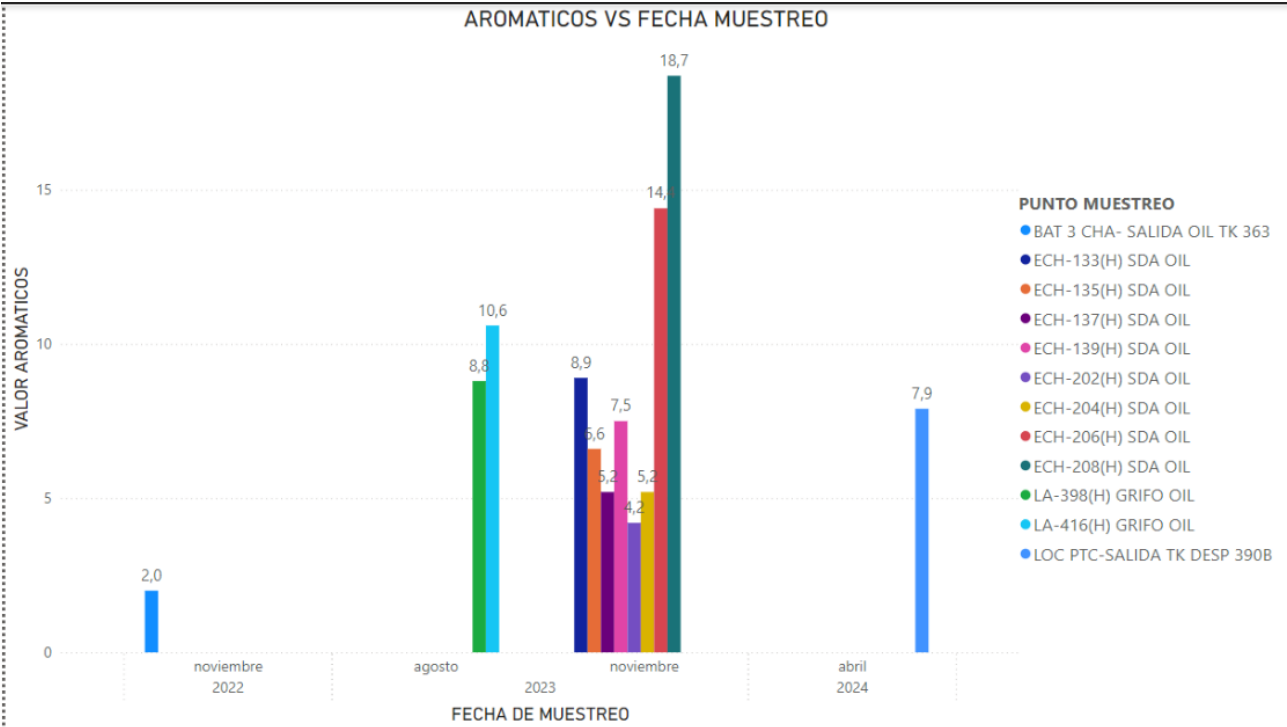


Figura 2. % aromáticos petróleo de los pozos ECH y LOC

Las parafinas son aquellos componentes del petróleo que pueden precipitar en forma de un sólido orgánico cuando la temperatura del crudo se reduce a lo largo de su ciclo productivo. Las parafinas tienen solubilidad limitada en el petróleo, cuando disminuye su temperatura por debajo de la temperatura de aparición de parafinas (WAT), también conocida como cloud point o punto de enturbiamiento, las parafinas comienzan a precipitar y a formar depósitos.

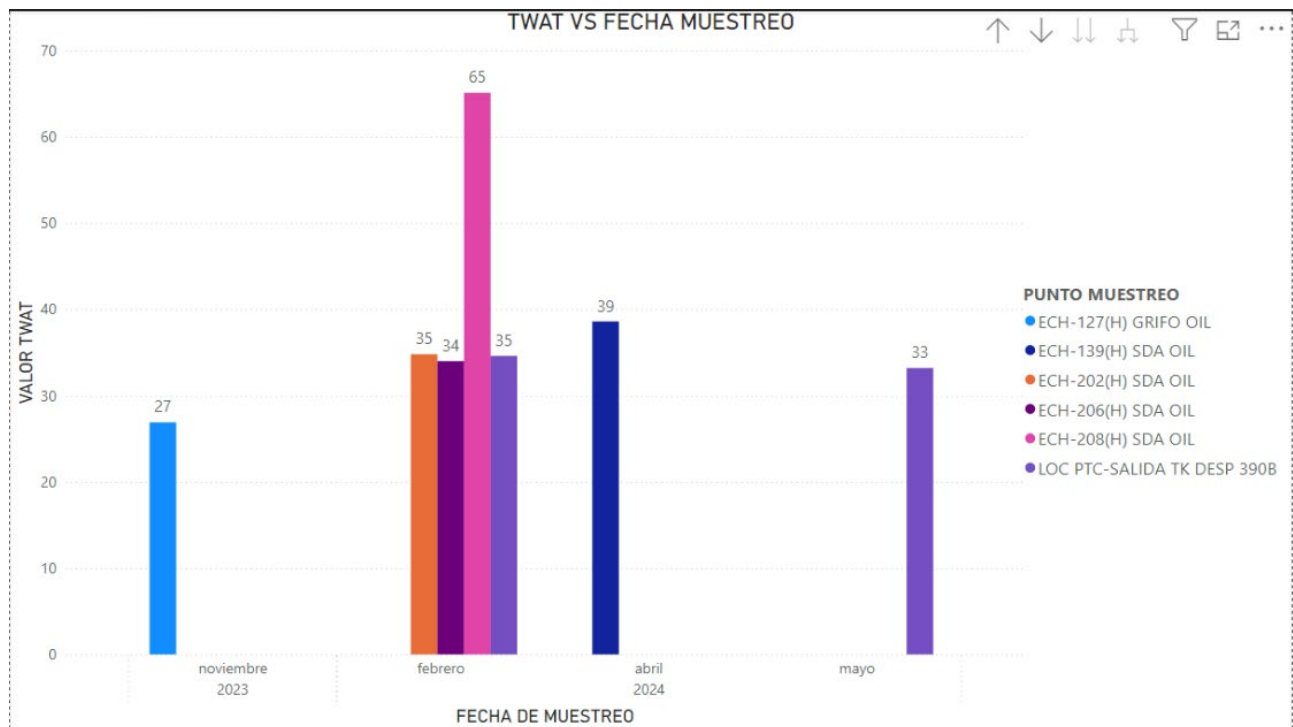


Figura 3. Twatt petróleo de los pozos ECH y LOC

De acuerdo a los valores de la figura 1 y 2, el petróleo de la zona de chañar y occidental tienen un grado API > 20 y contenido de parafinas medio >2% y < 8%).

Por otro lado, los valores de Twatt se encuentran por encima de los 25 °C, nuestro sistema de ducto si bien en la cabecera tiene temperaturas de 50 °C el perfil de temperatura baja a los pocos km por debajo de los 25°C

3.1.2. Estrategia para definición del TTQ

Se realizaron análisis de los sistemas con cold finger tanto para época de verano como de invierno

3.1.2.1 DUCTO 8" ECH BAT3 – DUCTO INTERPLANTA 10" – DUCTO 10" EBOR – ULACT CENTENARIO

En una primera etapa de análisis del perfil de ensuciamiento del sistema se estudiaron los ductos principales y principales corrientes del sistema El Chañar, PTC LOC – EBOR y entrega de crudo en Centenario. El siguiente grafico representa el perfil de ensuciamiento al largo del sistema para condiciones de Verano:

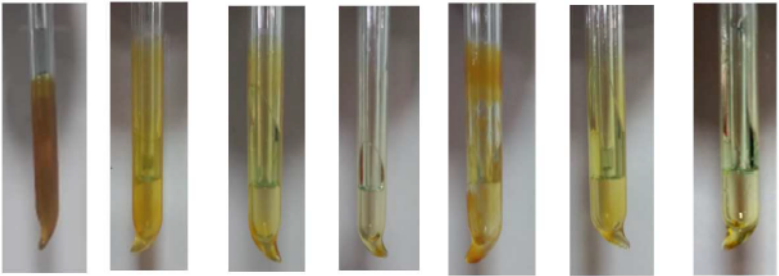
COLD FINGER TEST REPORT							
Número de Proyecto GTRS# Día 01-02/12/2022 Nombre de Muestra Tramos el Chañar-CE Operador							
Temperatura del Baño (°C) Temperatura del Cold Finger (°C) Duración del Ensayo (horas) Velocidad de Agitación (rpm)		24 250					
Punto	EDA Bat 3 ECH Colector Sur	EDA Bat 3 ECH Gral Corriente Norte	EDA PTC LOC	Proceso PTC LOC TK-390	SDA PTC LOC	EDA PTC LOR	ULACT
Temperatura del Baño (°C)	45	41	38	50	45	38	25
Temperatura del Cold Finger (°C)	38	25	25	38	25	25	20
Peso de Depósitos	8,2173	0,877	0,304	0,018	0,197	0,115	0,234
Peso de Crudo	75,9830	75,2468	75,2309	75,3335	75,1230	75,2340	75,6782
Deposición	10,8%	1,2%	0,4%	0,02%	0,3%	0,2%	0,3%
Consistencia deposito	Adherido / gelificado	Blando / gelificado	Blando / gelificado	Blando / gelificado	Adherido / gelificado	Blando / gelificado	Blando / gelificado
TQ Aplicado	N/A	Flotron S-310 1500 ppm / PARA02107A 1000 ppm	PARA02107A 250 ppm	PARA02107A 250 ppm	PARA02107A 250 ppm	PARA02107A 250 ppm + FLOTRON S-310 100 ppm	

Figura 4: Ensayo de cold finger - verano

Dado que el % de deposición de parafina del ducto que va desde Bat3CH a PTC LOC esta en el orden del 0,4%, se decide implementar una optimización de dosis. Uno de los tramos de este ducto cuenta con facilidades para pasaje de scraper de limpieza.

Para el ducto salida de PTC LOC a EBOR se realizó estudio del sistema en condiciones invernales

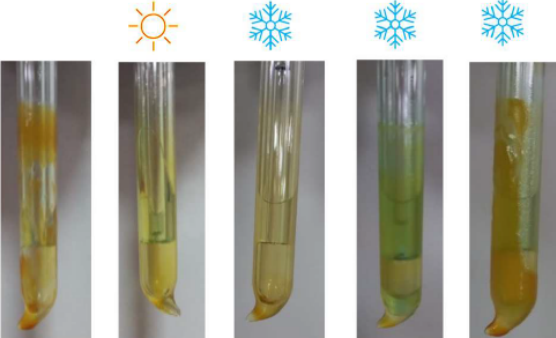
COLD FINGER TEST REPORT					
Número de Proyecto GTRS# Día 01-02/12/2022 Nombre de Muestra Tramos el Chañar-CE Operador					
Temperatura del Baño (°C) Temperatura del Cold Finger (°C) Duración del Ensayo (horas) Velocidad de Agitación (rpm)		24 250			
Punto	SDA PTC LOC	EDA PTC LOR VERANO	EDA REBOMBEO EX PTC LOR INVIERNO	EDA REBOMBEO EX PTC LOR INVIERNO	EDA REBOMBEO EX PTC LOR INVIERNO
Temperatura del Baño (°C)	45	38	45	45	45
Temperatura del Cold Finger (°C)	25	25	35	25	20
Peso de Depósitos	0,197	0,115	0,138	0,785	1,23
Peso de Crudo	75,1230	75,2340	74,0560	75,5603	76,0870
Deposición	0,3%	0,2%	0,2%	1,0%	1,6%
Consistencia deposito	Adherido / gelificado	Blando / gelificado	Blando / gelificado	Semi - Blando / gelificado	Adherido / gelificado
TQ Aplicado	PARA02107A 250 ppm	PARA02107A 250 ppm + FLOTRON S-310 100 ppm	PARA02107A 250 ppm + FLOTRON S-310 100 ppm	PARA02107A 250 ppm + FLOTRON S-310 100 ppm	PARA02107A 250 ppm + FLOTRON S-310 100 ppm

Figura 5: ensayo de cold finger ducto PTC LOC – EBOR - invierno

Con la disminución de la temperatura, se observa un incremento en la deposición de parafina. Con esta información se decide mantener la dosis en la salida de la PTC LOC y en el ABLA4 y comenzar con el pasaje de scrapper.

Esquema de dosis con la implementación de pasaje de scrapper:

Ducto	Dosis actual	Octubre 2023	Noviembre 2023	Enero 2024
DUCTO 8" ECH BAT3	250	160	50	0
DUCTO INTERPLANTA 10"	350	350	350	350
DUCTO 10" EBOR – ULACT CENTENARIO	0	0	0	0

Tabla 1. Dosis de sistema CH LA

3.2. Limpieza mecánica

3.2.1 Algunos de los desafíos técnicos a resolver y sortear para la implementación de un plan de limpieza de ductos son los siguientes:

- Aseguramiento de flujo de la producción
- Integridad de ductos.
- Confiabilidad operacional de facilities
- Riesgo propio de las operaciones pigging.



Figura 6. Desafíos de integridad

En virtud poder abarcar todos estos desafíos técnicos se desarrolló un proceso de trabajo sistematizado para limpieza de ductos.

El mismo consta de 7 etapas donde se determinan los ductos candidatos, se realizan recorridos en campo de chequeo, se acondicionan facilidades, si es necesario, se ejecutan los planes y programas de limpieza, por último realizando un registro de cada corrida donde se levantan variables importantes del proceso.



Figura 7. Ciclo de trabajo sistémico de integridad

3.3. Resultados

3.3.1. Ducto Bat3 CH a PT LOC

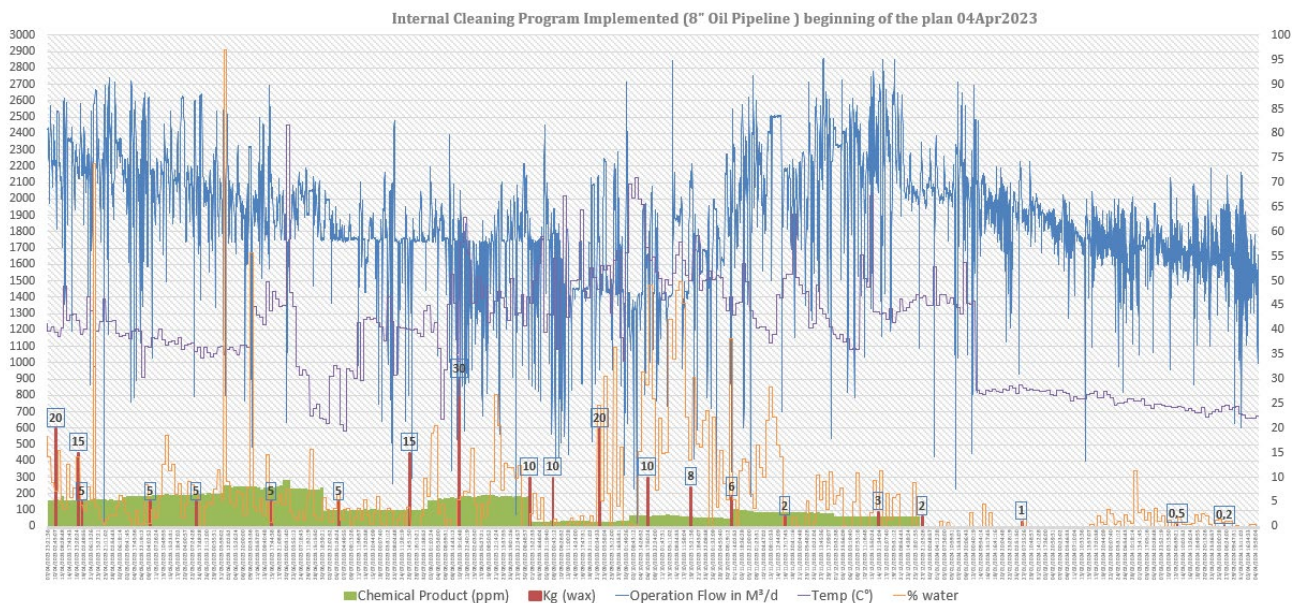


Figura 8. Ducto Bat 3 CH a PTC LOC: Implementación programa de limpieza y optimización de químico



Figura 9. Limpiezas previas y post a la implementación de pasajes de scrapper periodicos

Durante la implementación se mantuvieron las frecuencias de pasaje de scrapper quincenal y en verano mensual.

En cuanto a las dosis se bajo gradualmente hasta suspender el tratamiento a fines de 2023.

No se observó aumento de presión en el oleoducto ni problemas en la deshidratación del petróleo en la planta de procesos.

Consumo y costo asociado al producto químico

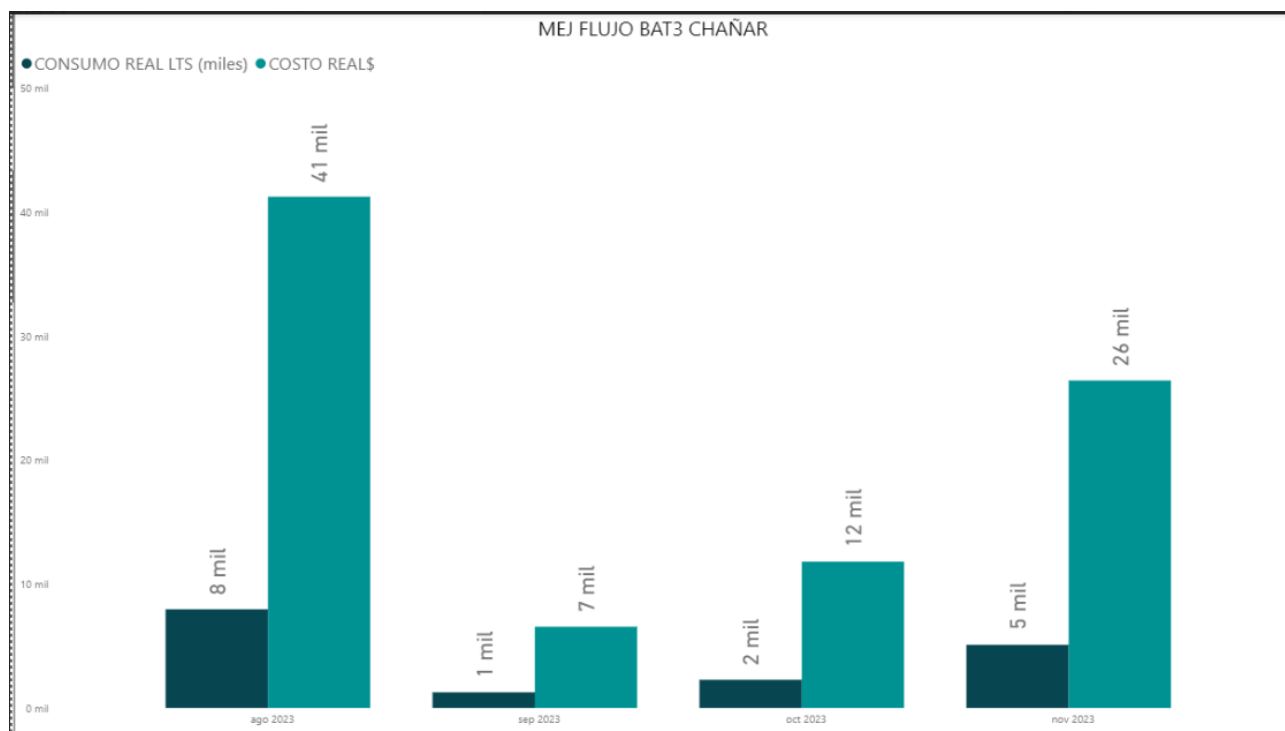


Figura 10. Consumo y costo de PQ aplicado a ducto Bat3 CH a PTC LOC

Se logra un ahorro total de septiembre a diciembre de 2023 del 70% de presupuesto de opex para este ducto. El ahorro total desde la implementación de la optimización hasta abril 2024 es de **USD 490.000,00**

3.3.2. Ducto PTC LOC a EBOR

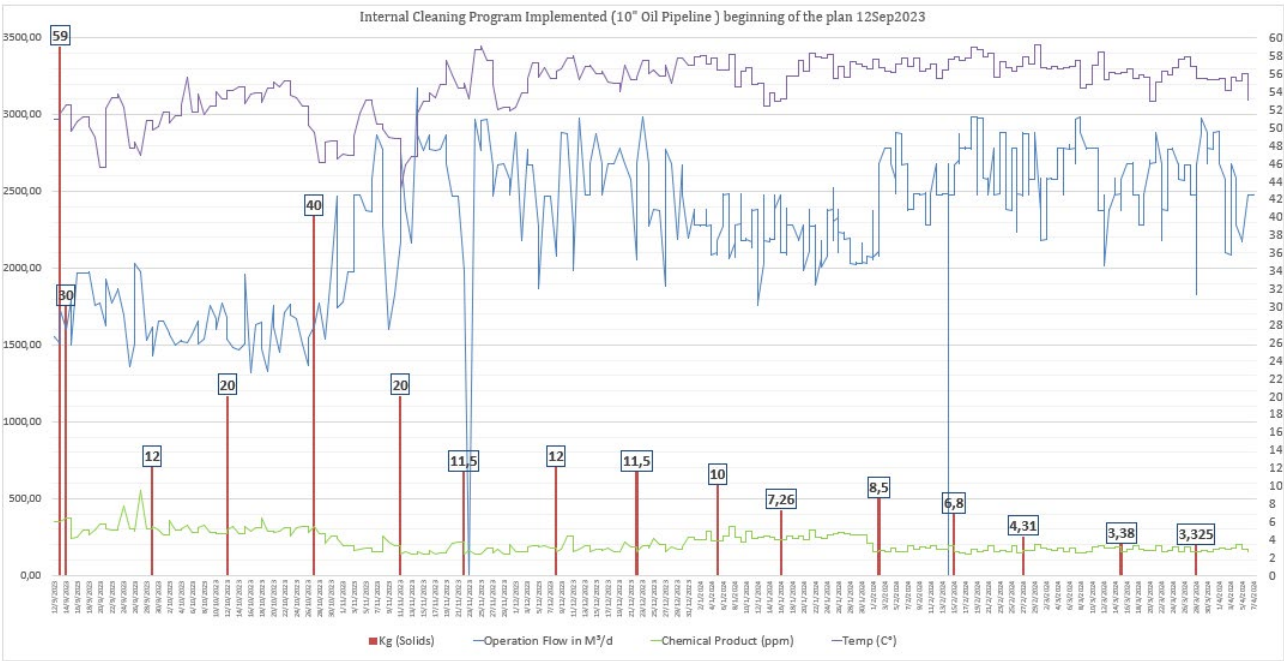


Figura 11. Ducto PTC LOC a EBOR: Implementación programa de limpieza y optimización de químico



Figura 12. Limpiezas previas y post a la implementación de pasajes de scrapper periódicos

Durante la implementación se mantuvieron las frecuencias de pasaje de scrapper quincenal y en verano mensual.

En cuanto a las dosis se mantuvo hasta diciembre de 2023.

Se observa una disminución de la cantidad de parafina a medida que aumenta la temperatura ambiente

No se observó aumento de presión en el oleoducto ni problemas en los filtros de las bombas de despacho

Con estos datos se optimizo a 234 ppm a partir de enero 2024

Consumo y costo asociado al producto químico

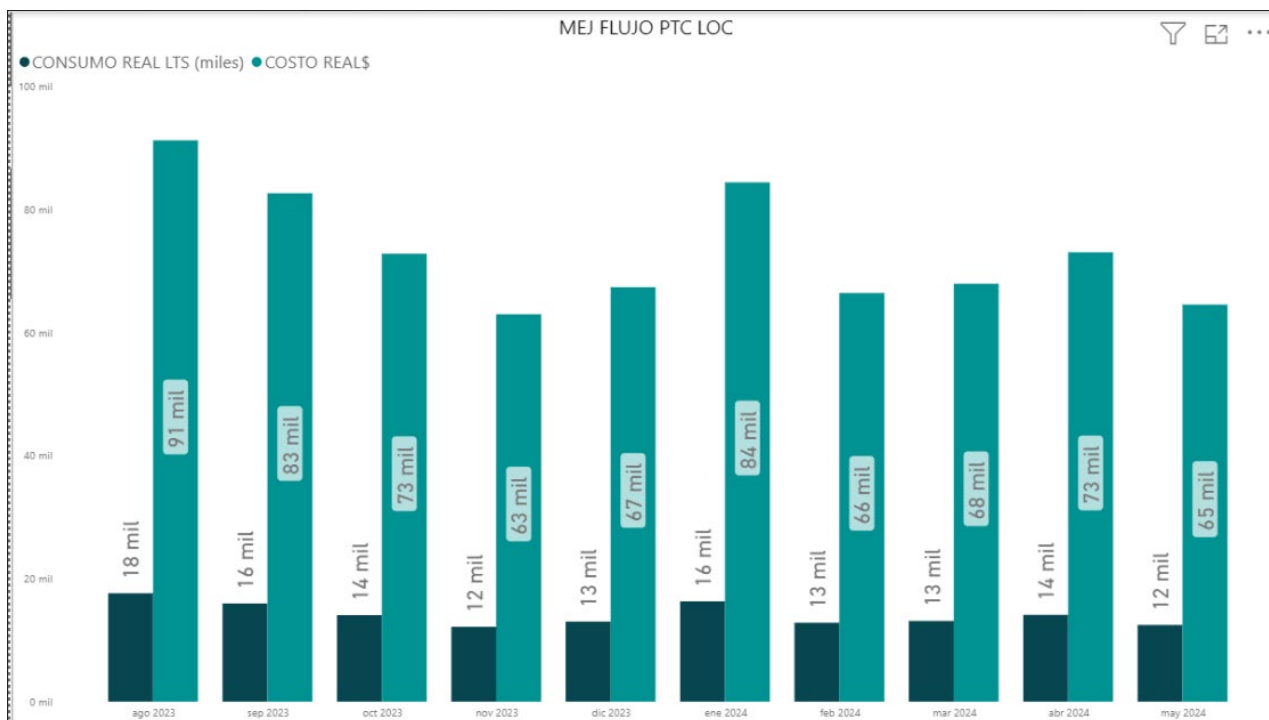


Figura 13. Consumo y costo PQ aplicado a ducto PTC LOC a EBOR

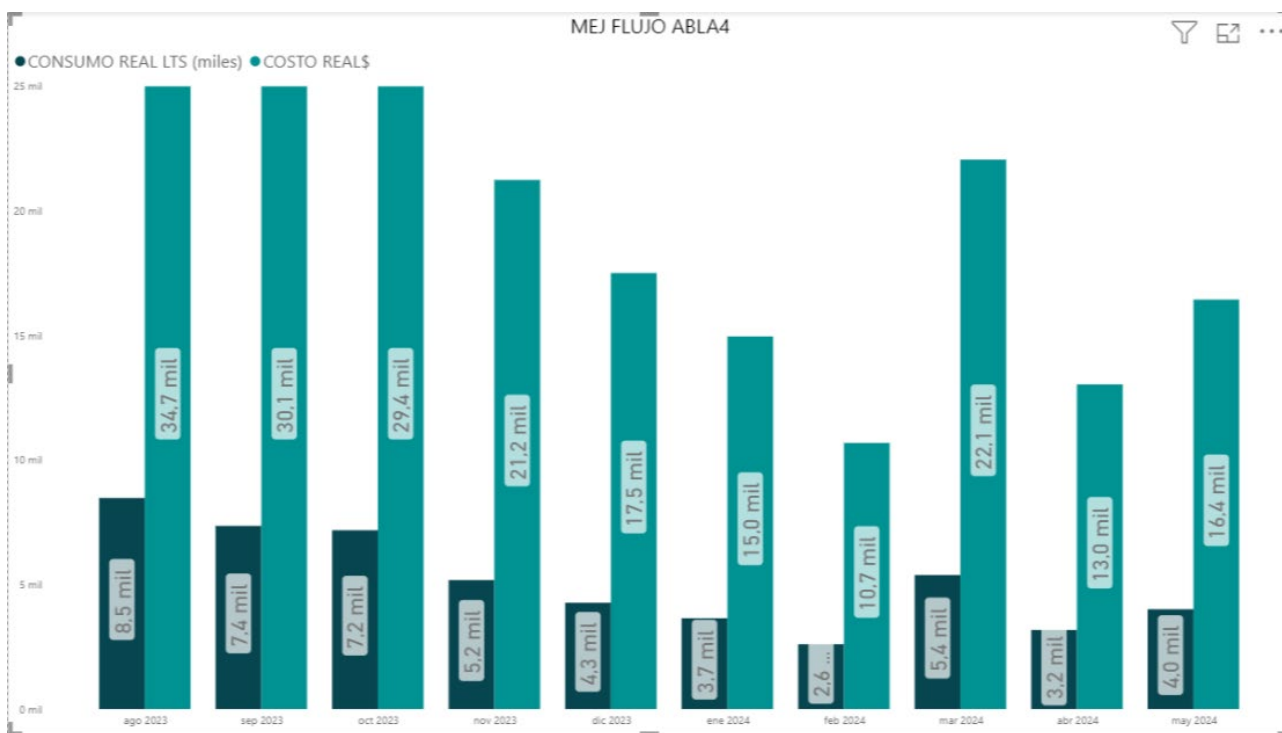


Figura 14. Consumo y costo PQ aplicado en ducto PTC LOC a EBOR

Hubo un ahorro desde la implementación de las limpiezas mecánicas periódicas de **USD 143.255,00**

3.3.3. DUCTO 10" EBOR-U LACT CENTENARIO

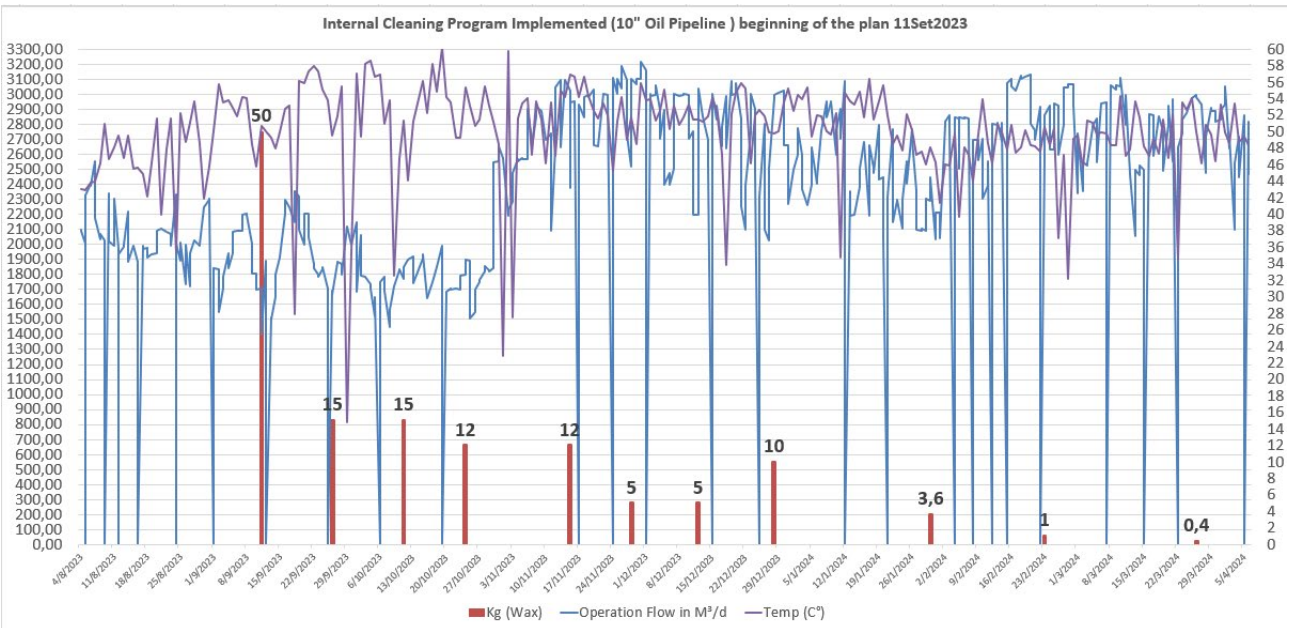


Figura 15. Ducto EBOR a ULACT Centenario: Implementación programa de limpieza



Figura 16. Limpiezas previas y post a la implementación de pasajes de scrapper periódicos

Durante la implementación se mantuvieron las frecuencias de pasaje de scrapper quincenal y en verano mensual.

Se observa una disminución de la cantidad de parafina a medida que aumenta la temperatura ambiente
Durante los meses de agosto / septiembre hubo problema con los calentadores en la estación de re bombeo y no se podía subir la temperatura de cabecera del ducto.

4. Conclusiones

- Se logro con la implementación de las limpiezas mecánicas una reducción del opex de químicos de USD 633.255, 00.
- Flow assurance & Pipeline Integrity: 560 kg de remoción de sólidos con el programa de limpieza 23-24.
- Reducción de probabilidad de corrosión bajo depósitos (MIC).
- Confiabilidad operativa:

Reducción de la Presión de Operación de Ductos.

Reducción en el impacto en facilities aguas abajo.

Reducción de paros no programados debido a limpieza de filtros.

En función de los resultados obtenidos durante 2023 – 2024 se determinaron los siguientes desafíos

- Mejoras en el diseño de scrappers. Limpiezas más efectivas.
- Reducción de dosis PQ, ahorro en Opex.
- Establecer frecuencia de limpieza para cada ducto.
- Digitalización de la información.
- Nuevas tecnologías: válvulas de piggeo, detección remota de pig, TQ.
- Aseguramiento de provisión de repuestos.
- Generar red de trabajo colaborativo con nuevos proveedores.

5. Curriculum Vitae Resumido

Adriana Blanco.

Ingeniera en materiales. Universidad Nacional de Mar del Plata.

Ingeniera corrosión Pan American Energy.

Cristian Aburto

Especialista en Integridad y Corrosión. Cathodic Protection Tester. NACE

Supervisor de Integridad y Corrosión Pan American Energy.

Florencia Iuliano

Ingeniera Química. Universidad Tecnológica Nacional.

Ingeniera tratamientos químicos Pan American Energy.

Veronica Emiliani

Ingeniera Química. Universidad Nacional del Comahue.

Coordinadora tratamientos químicos Pan American Energy.

Marcos Bragagnolo

Ingeniero Químico. UBA.

Líder integridad y tratamientos químicos Pan American Energy.

Cristian Alfaro

Licenciado en Administración. Universidad Siglo XXI.

Inspector API Certificado API 510, API 570, API653

Coordinador de Integridad y Corrosión Pan American Energy