

TRATAMIENTO Y DESPACHO DE PETRÓLEO PESADO EN LA CUENCA NEUQUINA

Néstor Tapia, Pluspetrol SA, ntapia@pluspetrol.net
César Almirón, Pluspetrol SA, calmiron@pluspetrol.net
Alfredo Valenzuela, Pluspetrol SA, avalenzuela@pluspetrol.net
Gustavo Muñoz, Pluspetrol SA, gmunoz@pluspetrol.net
Lucas Echavarría, Pluspetrol SA, lechavarria@pluspetrol.net

SINOPSIS

El presente trabajo expone la experiencia con el uso de Equipamiento Presurizado en los procesos que componen el Tratamiento de Petróleo Pesado, con la finalidad de obtener un producto en condiciones comerciales de venta.

Estas instalaciones fueron desarrolladas con el objetivo de acondicionar el petróleo producido en los Yacimientos El Corcobo Norte (ECN), Cerro Huanul Sur, El Renegado, Gobernador Ayala Este y Puesto Pinto, productores de la Formación Centenario, Cuenca Neuquina.

La ubicación geográfica de estos yacimientos es al norte del Río Colorado, abarcando parte del sur de la Provincia de Mendoza (Departamento Malargüe) y el este de la Provincia de La Pampa (Departamento Puelén). En las figuras 1 y 2 puede apreciarse dicha ubicación. [1]



Figura 1 – Ubicación geográfica

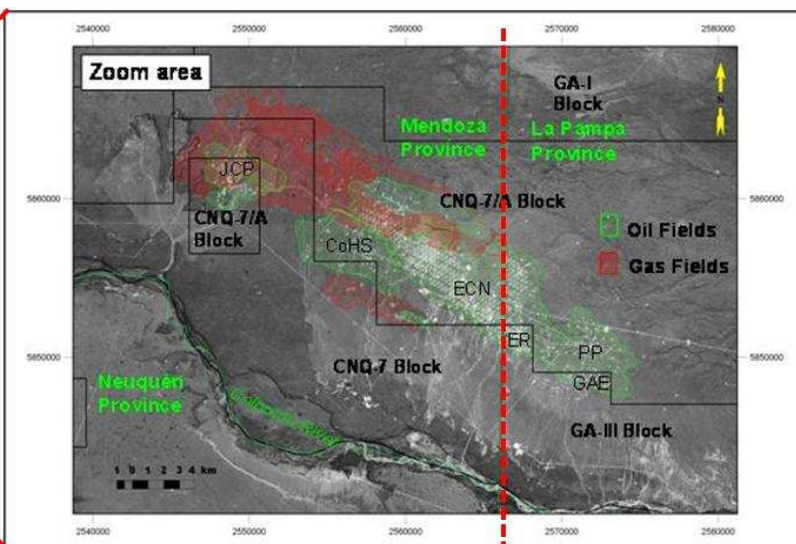


Figura 2 – Detalle de las Concesiones

Se trata de Formaciones Productivas de Arenas no consolidadas, con crudo de 18° API, explotados con el Método CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand), manteniendo de manera deliberada la producción de arena a lo largo del tiempo. [2]

El desarrollo tecnológico aplicado en el sistema, motivo de este trabajo, es de origen Canadiense, de vasta experiencia en el manejo de petróleos pesados con producción de arenas de formación, haciendo que se pueda dar respuesta a los distintos desafíos que presenta tratar un crudo de alto corte de agua emulsionada, presencia importante de sólidos de formación y alta viscosidad [3].

La Planta de Tratamiento de Crudo (PTC) está compuesta, principalmente, por 2 equipos Free Water Knock Out (FW's), 3 Tratadores y 2 Desaladores, todos provistos de calentamiento directo a través de tubos de fuego.

El proceso es del tipo presurizado (presión inducida por inyección de gas en la parte superior de cada equipo), con sentido de desplazamiento de flujo horizontal. La última etapa consiste en la estabilización de temperatura por reposo en tanque y posterior almacenamiento en tanques de despacho para su posterior bombeo a venta.

INTRODUCCIÓN

La Totalidad del Sistema de Tratamiento del petróleo producido en el Área, es una combinación de varios sistemas integrados, orientados a un solo fin: obtener **“Producto en condiciones de venta”**.

A modo de introducción, se describirán brevemente las etapas que componen el Proceso:

- ✓ Tratamiento Térmico
- ✓ Tratamiento Físico
- ✓ Tratamiento Químico
- ✓ Tratamiento Electrostático
- ✓ Tiempo de reposo

Cada etapa tiene una metodología de aplicación particular pero se interrelacionan entre sí, haciendo que el Sistema Total se comporte de manera estable.

Tratamiento Térmico

El calentamiento comienza en los distintos satélites/baterías, a través de calderas exotérmicas, las cuales permiten incrementar paulatinamente la temperatura de la emulsión, logrando mejorar la fluidez de las mezclas y así mejorar el rendimiento dinámico de los ductos troncales hacia la PTC.

Este calentamiento inicial también ayuda para que el salto térmico al ingreso a la PTC, no sea tan abrupto.

Una vez en PTC, la emulsión ingresa en los equipos de tratamiento. Estos poseen calentamiento a través de tubos de fuego directo. Se puede observar en la figura 3 la caja de los quemadores y las chimeneas.



Figura 3 – Quemadores y chimeneas

Los equipos poseen deflectores que derivan el flujo a la parte inferior de los tubos de fuego (zona de mayor temperatura), logrando que toda la masa líquida incremente en forma sustancial la temperatura, según el detalle de la figura 4. [4]

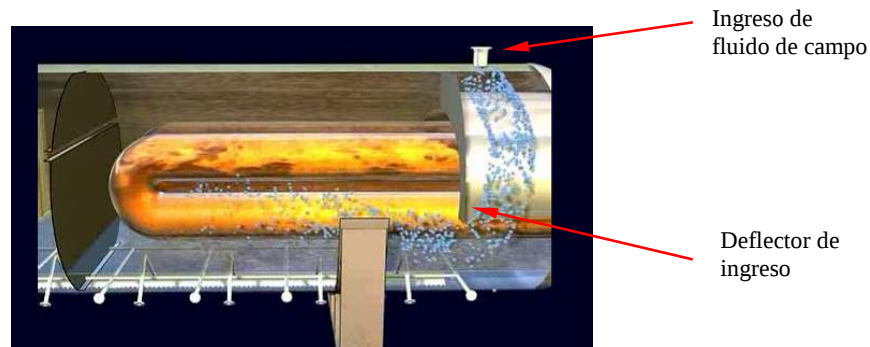


Figura 4 – Tubos de Fuego

Tratamiento Físico

Todos los equipos poseen compartimentos de placas que permiten la separación física del agua.

Luego de bajar considerablemente la viscosidad, producto del incremento de temperatura recibido en el Tratamiento Térmico, el fluido atraviesa las placas de choque. Este impacto hace que las gotas de agua dispersas

tiendan a unirse, logrando que las gotas de mayor tamaño decanten con facilidad al fondo del equipo, permitiendo así la separación del agua contenida en la fase petróleo.

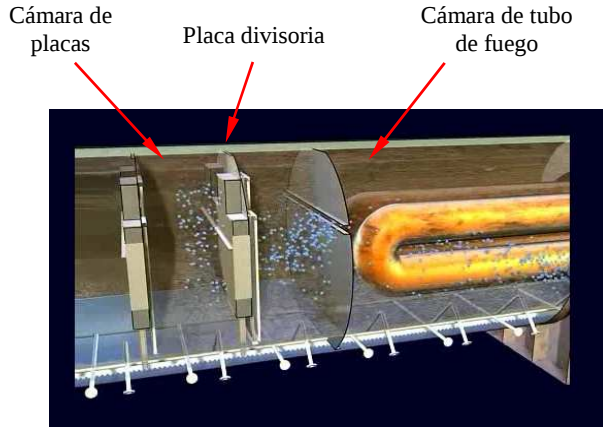


Figura 5 – Detalle de cámaras y placas

Precipitación de gotas de agua de mayor tamaño
Pequeñas gotas de agua emulsionadas

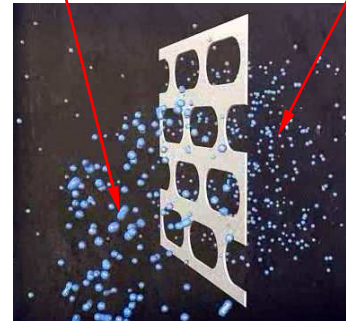


Figura 6 – Diseño típico de placa

Tratamiento Químico

Básicamente se trata de la dosificación de desemulsionante comercial, del tipo no iónico. La dosificación óptima en esta operación es de 170 ppm., sobre el volumen total de petróleo semi-neto.

El sistema está dividido en 2 etapas.

1. Tratamiento en Campo: Consiste en seleccionar los satélites con emulsiones más severas y dosificar producto en función del corte de agua. Esto permite mejorar la separación desde el campo, mejorando así la deshidratación al ingreso de la PTC.
2. Tratamiento en PTC: Se dosifica tratamiento químico al ingreso y salida de los FW's e ingreso de los Desaladores. Ocasionalmente, y según circunstancias operativas anormales, se debe adicionar una dosificación a la salida de los Desaladores (ver Diagrama de Proceso en figura 13).

Tratamiento Electroestático

Está destinado al tratamiento (deshidratación) de emulsiones inestables. Las mismas se forman al final del proceso y están compuestas, básicamente, por el petróleo “deshidratado” y el agua dulce utilizada para el lavado del petróleo (desalado).

El tratamiento consiste en hacer pasar el fluido a través de rejillas cargadas eléctricamente, las cuales generan un campo eléctrico. Una de las grillas es móvil, permitiendo regular la distancia entre grillas de acuerdo al corte de agua del fluido a tratar. Actualmente la separación es de 2,5 ”.

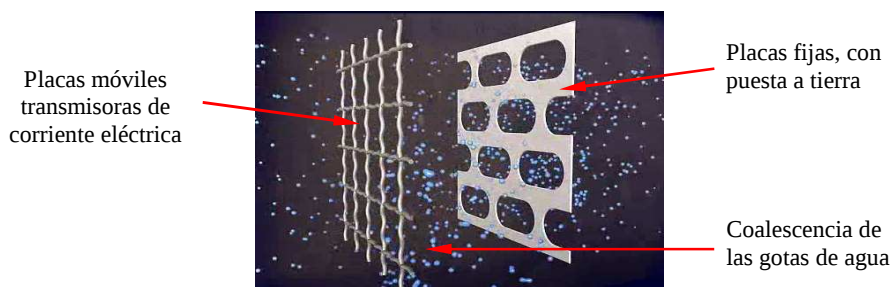


Figura 7 – Detalle de grillas móviles

Las gotas de agua expuestas a este campo eléctrico se distorsionan y forman un dipolo. Las cargas opuestas se atraen mutuamente, logrando aumentar el volumen de las gotas, haciendo que precipiten por su propio peso.

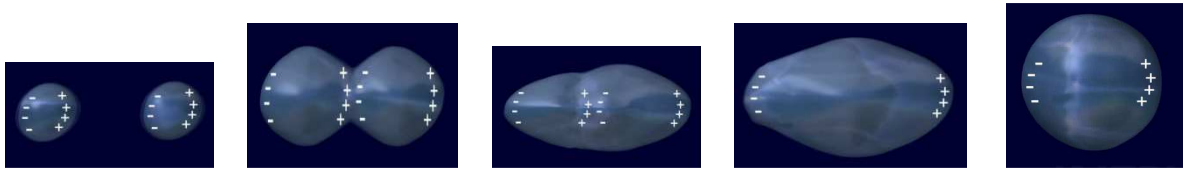


Figura 8 – Detalle de la coalescencia

Tiempo de reposo

El petróleo finaliza su tratamiento en un tanque de reposo de 1000 m³, sin ningún accesorio interno, que sirve para estabilizar los valores de presión y temperatura de entrega.

Finalmente, la producción rebalsa a un tanque de despacho con el producto en óptimas condiciones de venta: 0,5% de agua V/V y 45 gr/m³ de sales.

DESARROLLO

El sistema de **Equipamiento Presurizado para Tratamiento de Petróleo Pesado**, motivo de este trabajo, está basado en la experiencia Canadiense (principalmente en la zona de Lloydminster), donde se produce y trata petróleo de características similares.

Breve reseña del concepto de Emulsión y Petróleo Pesado

Al momento de diseñar una planta de tratamiento de petróleo, entre los aspectos más importantes a tener en cuenta están las características físico-químicas de la emulsión/petróleo a tratar. También se deben tener en cuenta otros aspectos como: Volumen de producción proyectada, evaluación económica de inversión, recursos energéticos disponibles, etc.

En este párrafo analizaremos brevemente las características físico-químicas de nuestro petróleo.

Partamos de la base que este petróleo es un petróleo pesado (18°API), con importante tensión interfacial en la emulsión, alta viscosidad, baja temperatura de formación (33°C @ profundidad 700 mts.) y aporte de sólidos de formación (limo y arcillas).

A continuación, se observa la composición del petróleo tratado en PTC ECN [5]:

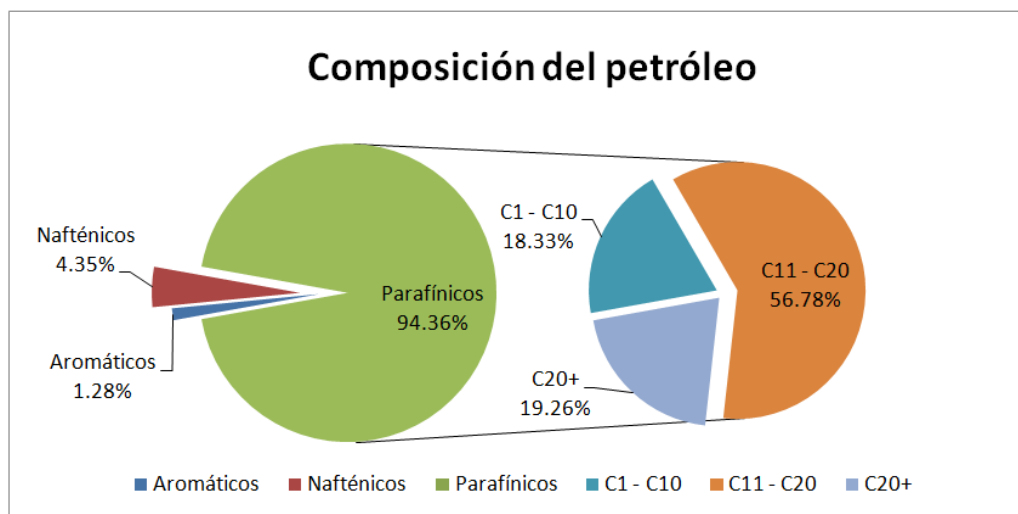


Figura 9 – Composición del petróleo tratado

El petróleo tratado está compuesto de cadenas carbonosas extensas, que dan un alto peso específico. La presencia de asfaltenos y componentes bituminosos, aportan una importante presencia de agentes emulsificantes. Todas estas condiciones generan una emulsión estable severa, lo cual determinó la necesidad de combinar varias etapas de tratamiento, descritas anteriormente.

A continuación describimos algunos parámetros característicos del fluido/petróleo tratado:

- ✓ Corte de agua: 67 % V/V
- ✓ Estado de emulsión: Sin agua libre, totalmente estable
- ✓ Viscosidad emulsión: 41 cP @ 30 °C
- ✓ Densidad emulsión: 0,9746 gr/lt @ 15°C
- ✓ Sedimentos: 0,1%
- ✓ 18,73°API

En la figura 10 se observa una fotografía microscópica [6] de una muestra de emulsión tomada al ingreso de la Planta, en condiciones estáticas, sin haberse ejercido ningún trabajo mecánico. Se pueden observar gran cantidad de gotas de agua, muy dispersas entre sí, de pequeño tamaño.

Este tipo de emulsiones se denomina water-in-oil, en donde las gotas de agua son la fase “dispersa” o “interna” y el petróleo es la fase “continua” o “externa”.

La cantidad de agua que puede emulsionarse en forma estable en el petróleo puede variar entre valores menores al 1% y cercanos al 80%.

Una particularidad de este tipo de emulsiones es que la viscosidad total de la mezcla puede ser varias veces mayor que la de la fase continua, pese a tener agua como fase dispersa (baja viscosidad).

A esta misma muestra de emulsión se le aplicó un esfuerzo mecánico sobre el petrix del microscopio, observándose en la fotografía de la figura 11 como las gotas tienden a juntarse formando agua libre.

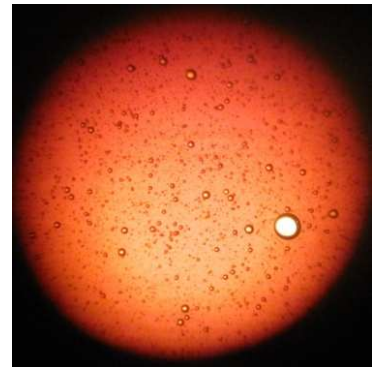


Figura 10 – Muestra estática

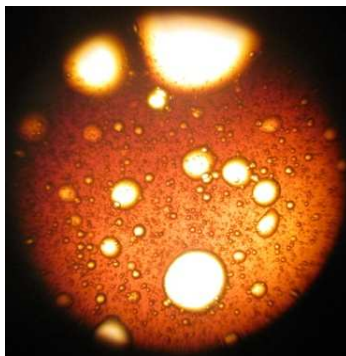


Figura 11 – Muestra agitada

Esto confirma que aplicándose temperatura para bajar la viscosidad y ejerciendo un esfuerzo mecánico, el agua emulsionada tiende a separarse con cierta facilidad.

Como hemos visto, una de las características principales de los petróleos pesados es la viscosidad, y como se demuestra, el petróleo tratado en la PTC ECN no es la excepción.

Hay distintos métodos para bajar la viscosidad de los petróleos pesados, que pueden ser: dilución, tratamiento químico, elevar la temperatura, etc. La elección del método a utilizar tiene que ver con varios factores, como ser: disponibilidad de recursos energéticos, económicos, equipamiento, tecnología disponible, etc.

El tratamiento está diseñado para bajar rápidamente la viscosidad mediante el incremento de la temperatura.

Funcionamiento de Equipos Presurizados

El diseño interno de todos los equipos es básicamente similar y tienen los mismos principios de funcionamiento.

Se trata de equipos con cuerpos cilíndricos horizontales, con diámetros variables según la capacidad de proceso de cada uno de ellos. Todos los equipos cuentan con tubos de fuego directo, a excepción de un Desalador.

Trabajan de manera presurizada por inyección de gas, para generar el desplazamiento del fluido dentro del equipo. Las presiones están reguladas de manera escalonada (de mayor a menor), para lograr el paso del fluido líquido de un equipo a otro. La presión inicial en los FW's es de $4,5 \text{ kg/cm}^2$, se disminuye a $3,2 \text{ kg/cm}^2$ en los Tratadores y finalmente $2,2 \text{ kg/cm}^2$ en los Desaladores.

El ingreso de fluido se da por el extremo superior externo, donde están los tubos de fuego. En su interior tienen deflectores que direccionan el fluido hacia la zona inferior de los tubos de fuego, lograr la mayor transferencia térmica.

Los interiores están divididos en dos grandes zonas: Cámara de Tubo de fuego y Cámara de Placas.

El objetivo de la primer cámara es elevar considerablemente la temperatura del fluido. Esto redundará en bajar la viscosidad de la emulsión. En la segunda cámara, por contacto físico con las distintas placas, se produce la decantación del agua separada y los sólidos que arrastra la emulsión.

A continuación se adjunta una fotografía de los equipos del proceso de tratamiento presurizado de PTC-ECN:



Figura 12 – Vista general de PTC - ECN

Descripción del Proceso

La Ingeniería de la Planta se desarrolló considerando un volumen de ingreso de emulsión total (promedio) de $15000 \text{ m}^3/\text{día}$. El Lay Out General se observa en la figura 13.

Las características descriptas para el petróleo hacen necesario incrementar la temperatura de ingreso del fluido hasta los 65°C aproximadamente en los FW's, logrando bajar de manera importante la viscosidad, permitiendo además reducir la presencia de agua en la emulsión hasta un 12 %. Con la liberación de agua "libre", también se logra la decantación de una importante cantidad de sólidos de formación, arrastrados en el flujo tratado.

El incremento inicial de temperatura se logra en los 2 Free Water, por medio de 2 y 3 tubos de fuego respectivamente. Esta diferencia de potencia térmica define la capacidad de proceso de cada uno de ellos.

El fluido descargado por los FW's, ingresa en forma paralela a 3 Tratadores, los cuales también cuentan con tubos de fuego directo. En estos equipos la temperatura se eleva de 65°C a 80°C , permitiendo avanzar en el proceso de deshidratación, logrando obtener a la salida valores de corte de agua entre 1,2 y 0,8 %.

La descarga de los Tratadores se deriva a 2 Desaladores, uno de los cuales posee un tubo de fuego que permite incrementar la temperatura a $90 - 92^\circ\text{C}$ a la salida del equipo. La temperatura máxima a alcanzar por diseño de los equipos es 120°C , pero la experiencia operativa demostró que no es necesario incrementar la temperatura por encima de los 95°C .

En los Desaladores se realizan dos procesos en simultáneo: lavado (desalado) y tratamiento electroestático (emulsión inestable).

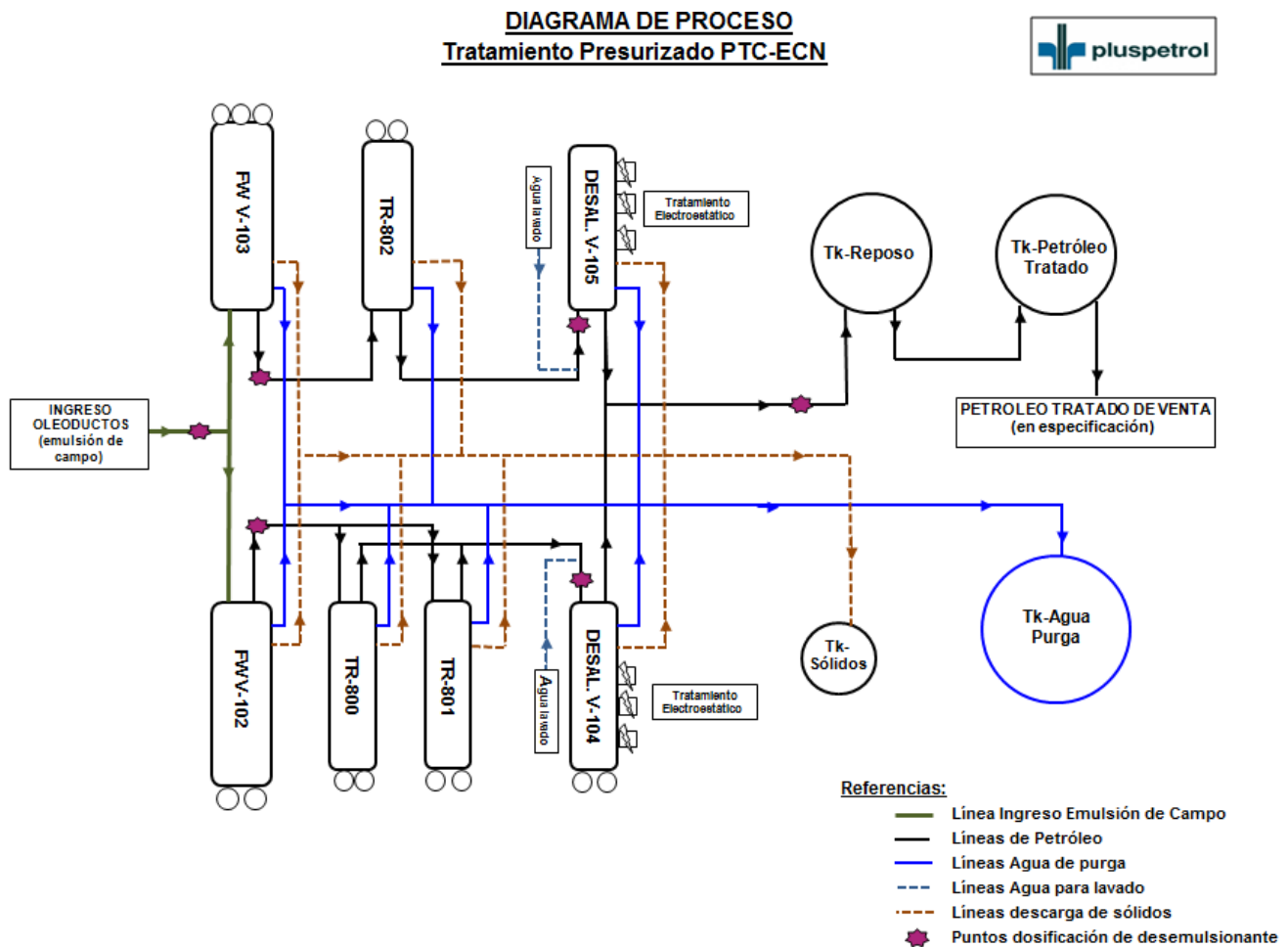


Figura 13 – Lay Out general de Planta

El objetivo del lavado del petróleo es bajar la concentración de sales totales a condición de venta: $<100 \text{ gr/m}^3$. Esto se logra inyectando agua dulce caliente en contra corriente del flujo de ingreso al Desalador. El volumen de agua dulce utilizado es de aproximadamente el 5% del volumen bruto tratado.



Figura 14 – Detalle Ingreso a Desalador

El Tratamiento Electroestático ya se describió en forma previa. Consiste en hacer pasar el fluido a través de rejillas cargadas eléctricamente con corriente continua, las cuales generan un campo eléctrico que polariza y flocula las gotas de agua, generando la separación de las mismas por decantación.

A la salida de los Desaladores el producto ya se encuentra en condiciones de venta, pero por razones operativas (presión y temperatura), es necesario estabilizar dichos parámetros y posteriormente despacharlo al Oleoducto de Venta. Para el reposo final del producto se cuenta con un tanque convencional, sin accesorios internos, que posee un rebalse superior que deriva la producción al tanque de despacho.

Evolución de los parámetros operativos

A continuación presentamos algunos gráficos en donde pueden observarse las variaciones en los parámetros del petróleo emulsionado lo largo del tratamiento, particularmente en lo referido a viscosidad, temperatura, corte de agua y cantidad de sedimentos.

Para poder analizar el comportamiento del fluido, las curvas de viscosidades indicadas corresponden a ensayos a 45 y 60°C, ya que se intentaron registrar valores de viscosidad a 80°C sin éxito, es decir que no hay problemas de fluidez a partir de la descarga de los Tratadores.

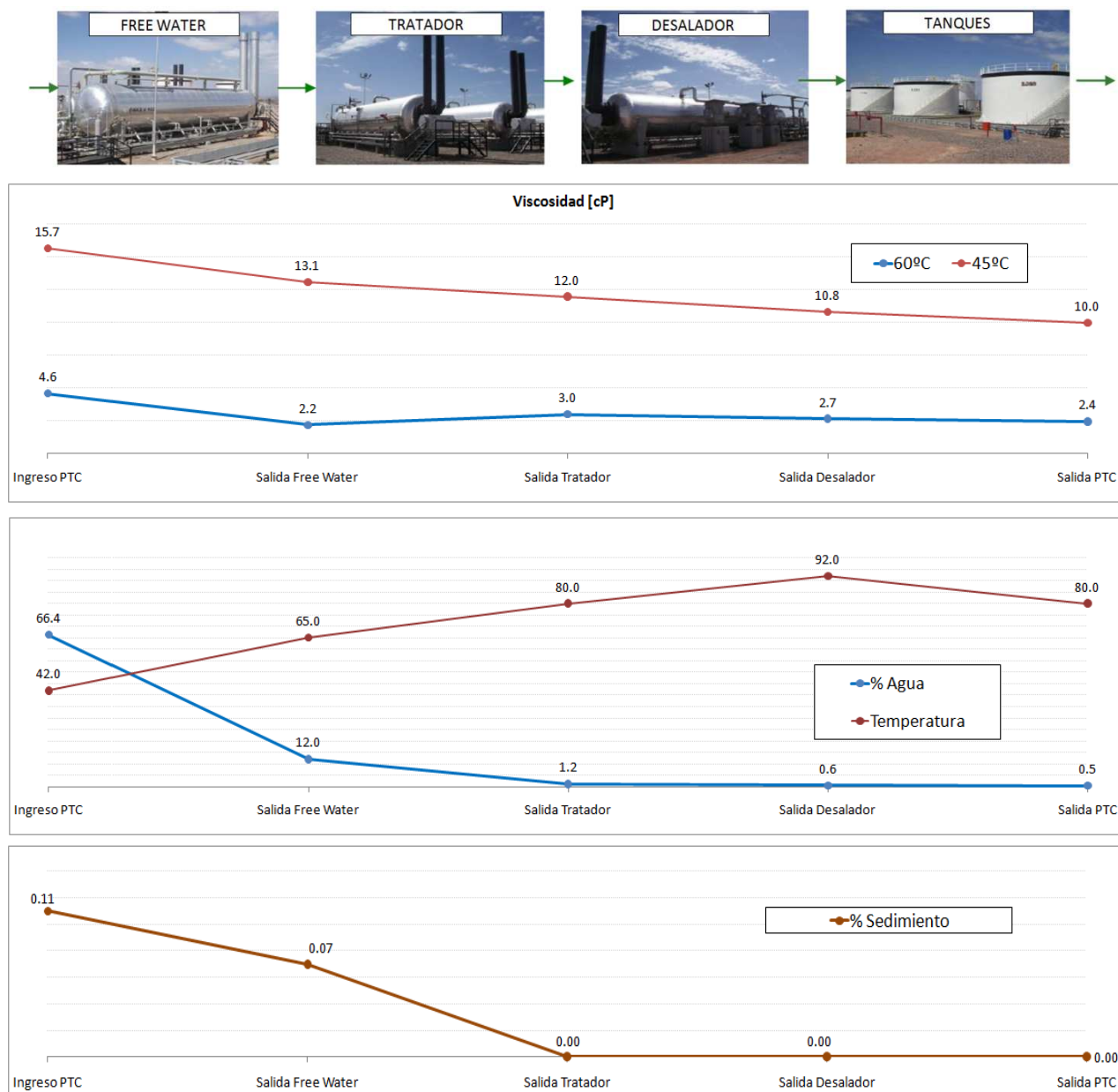


Figura 15 – Comportamiento del Petróleo Emulsionado

Se observa la disminución de la viscosidad por variación del corte de agua y aumento de T° de proceso. Esta disminución es consecuente con la ruptura de la emulsión water-in-oil descrita anteriormente y la retención de agua lograda en cada uno de los equipos.

Para el caso de emulsiones severas, que contiene sólidos de diámetro $< 0,5 \mu\text{m}$ (limo arcilitas), se debe completar el tratamiento con la utilización de ruptor total ácido.

Particularidades del Sistema

Sistema de Remoción de Sólidos

Como se mencionó en la Introducción, la extracción de arena forma parte de la estrategia de producción de los pozos del Área. En la siguiente tabla se observan los porcentajes relativos de las diferentes granulometrías, para una muestra aleatoria de pozos. Si bien el tamaño promedio observado es del orden de 0,4 mm, la experiencia indica que el rango de sólidos es muy amplio, partiendo desde pocas décimas de μm hasta varios mm.

DETERMINACIÓN DE TAMIZADOS DE PARTÍCULAS			
RETENIDO MALLA ASTM N°	TAMAÑO EN MICRONES	%/w	METODO
40	2380	0.1	ASTM D-422
60	1680	0.3	ASTM D-422
80	1000	1.6	ASTM D-422
100	810	11.08	ASTM D-422
200	420	82.83	ASTM D-422
325	297	3.99	ASTM D-422

Tabla 1 – Estudio de granulometría



Figura 16 – Muestras de sólidos

La separación de los sólidos comienza en los tanques de los distintos satélites/baterías y las líneas de conducción hacia la Planta, resultando imprescindible la frecuente limpieza de los equipos y el pasaje de pigs en las líneas.



Figura 17 – Muestras de arena en tanques y líneas

La totalidad de los equipos de la PTC – ECN (Free Water's, Tratadores y Desaladores) cuentan con un sistema de remoción de sólidos (arena). El mismo está automatizado a través del Scada de Planta.

El sistema está conformado por una línea de inyección de agua limpia y una línea de evacuación. El agua limpia se inyecta por medio de jets dispuestos a lo largo de todo el equipo, generando turbulencia en la zona inferior de la envoltente. Aprovechando la presión interna del equipo, se abre la línea de evacuación, descargando los sólidos y el agua a un tanque atmosférico, retirándose posteriormente la arena para ser procesada.

Es importante contar con un buen nivel de agua en el equipo a fin de evitar la salida de petróleo por la descarga de sólidos. La secuencia operativa debe iniciarse abriendo la válvula de descarga y posteriormente la línea de inyección de agua, para evitar que la turbulencia levante los sólidos decantados en el fondo.



Figura 18 – Remoción de sólidos

En caso de no realizar correctamente la limpieza de fondo de los equipos, empiezan a aparecer problemas en el tratamiento por excesiva presencia de sólidos en el sistema, por ejemplo bloqueando filtros, válvulas, etc.

Además de la limpieza de fondo, los equipos cuentan con una línea de hidrolavado para barrer los sólidos que se acumulan sobre los tubos de fuego.

El riesgo de no respetar la frecuencia de lavado de los tubos de fuego, es que la acumulación de sólidos genera puntos incandescentes, cristalizando al principio el sólido acumulado y luego modificando metalográficamente el tubo, deformándolo. Esto acarrea el problema de tener que reparar o reemplazar dicho componente, con los inconvenientes operativos de dejar fuera de servicio el equipo y los consiguientes gastos extra de reparaciones.

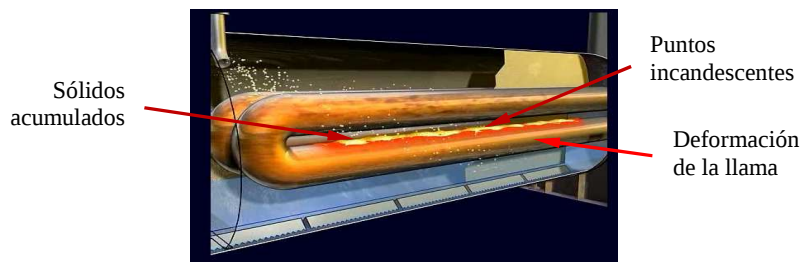


Figura 19 – Limpieza de Tubos de Fuego



Figura 20 – Acumulación de arena en Tubos de Fuego

Sistema Scada de Planta

La operación de la Planta está totalmente automatizada a través de un sistema SCADA.

El Scada de Planta comanda, monitorea y registra todas las variables de operación, por ejemplo: caudales de ingresos a equipos, descargas de petróleo y agua, temperaturas, presiones de trabajo, niveles de corte de agua en interior de equipos, etc.

Además, en la Sala de control desde donde se opera el Sistema, no solo se controlan las variables mencionadas, sino que el sistema cuenta con un alarmero ante variaciones que excedan los límites previstos, permitiendo dar rápida respuesta operativa a dichas contingencias.

Todos los parámetros operativos, historial de alarmas, etc, son registrados y almacenados en los históricos de cada variable, permitiendo un análisis detallado de las mismas para realizar un ajuste constante del Proceso.

CONCLUSIONES

Fortalezas

- I. **Confiabilidad:** En 5 años de operación (más de 500 entregas) nunca se pagó penalidad por producto fuera de especificación.
- II. **Flexibilidad:** El diseño permite absorber variaciones de caudal y temperatura, sin que esto genere alteración en el resultado del tratamiento.
- III. **Manejo de sólidos:** Los equipos cuentan con un óptimo sistema de limpieza de los sólidos aportados por el fluido producido, alargando la vida útil de los equipos y disminuyendo las intervenciones de Mantenimiento para limpieza.
- IV. **Bajo tiempo de residencia:** El sistema de flujo horizontal y desplazamiento inducido por presión, permite que los tiempos de proceso sean cortos.
- V. **Tecnología de vanguardia:** Todas las variables del proceso están sensadas con instrumental de última generación, monitoreadas integralmente por un Sistema Scada que permite el control total y el almacenamiento histórico de todos los parámetros.
- VI. **Diseño reducido de espacio:** El diseño de Ingeniería priorizó el concepto de espacio reducido, generando el menor impacto ambiental posible.

Debilidades

- I. **Inversión inicial:** Alto costo inicial por compra de equipos e instrumentos. La totalidad de los equipos de tratamiento fueron importados.
- II. **Dependencia al gas combustible:** Dado que el sistema necesita altas temperaturas para mantener un buen rendimiento en el tratamiento, se necesita confiabilidad en la provisión de gas combustible.
- III. **Capacidad de almacenamiento limitada:** Cualquier evento que genere un Shut Down de Planta (por ej. falta de gas combustible ó alto nivel en algún equipo), generará el paro progresivo de los pozos.

REFERENCIAS

[1] EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DEL TREN DE PETRÓLEO PESADO DEL RÍO COLORADO, MARGEN NORORIENTAL DE LA CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA; VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Autores: M. Cevallos, D. Vaamonde, M. Rivero, C. Rojas, H.J. Kim, T. Galarza, P. Legarreta; Petroandina Resources Limited.

[2] TÉCNICAS DE TERMINACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE ARENAS NO CONSOLIDADAS DE LA FORMACIÓN CENTENARIO, Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo, Mendoza - Septiembre de 2012. Autores: M. Montiveros, R Ortiz, M. Saez, L. Echavarría, D. Fernández; Pluspetrol SA.

[3] El Sistema es utilizado por varias Operadoras en el Área de Lloydminster, Canadá.

[4] Todos los gráficos y esquemas de los Equipos corresponden a los Manuales de AKER KVAERNER™ Patented Crude Oil Dehydration / Desalting, empresa proveedora del Sistema.

[5] El análisis corresponde a Septiembre de 2012 y fué realizado por un Laboratorio externo, a solicitud de Pluspetrol, empleando la metodología PNA.

[6] Las fotografías microscópicas se realizaron en el Laboratorio de la Compañía Baker, Base Neuquén, gentileza de la Dra. Mariana Cortona, responsable de dicho Laboratorio.