



Universidad Nacional del Comahue
Facultad de Ingeniería

Proyecto Integrador Profesional
Ingeniería en Petróleo

**“Caracterización de fluido y propuesta de tratamiento en pozo
productor”**

Neuquén, 2024

Alumno: CARRERAS, Natania Stefanía

Legajo: ING - 3435

E-mail: nataniacarreras@hotmail.com

Directora Externa: Ing. MORALES BOBES, Marcela

Ingeniera Química, Gerente del sector Tratamientos Químicos en Tecpetrol S.A.

E-mail: marcela.moralesbobes@tecpetrol.com

Directora Local: Ing. HAMDAN, Rocío

Dpto. de Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNCo.

E-mail: rociohamdan@gmail.com

Agradecimientos:

En primer lugar, agradezco a la Universidad Nacional del Comahue, por haberme abierto las puertas y haberme permitido estudiar, capacitarme y formarme como profesional en esta hermosa carrera que es la Ingeniería en Petróleo. Muchas gracias a cada uno de los docentes que fueron capaces de aportar sus conocimientos y experiencias.

En segundo lugar, agradezco enormemente a las tutoras del presente trabajo, Rocío y Marcela, quienes me han guiado y ayudado en la realización del Proyecto Integrador Profesional.

Agradezco enormemente a Tecpetrol, por haberme brindado la oportunidad de aprender profundamente y crecer como profesional.

Agradezco también a mi familia, por haber sido un pilar fundamental, no solo en el aspecto personal, sino también en el transcurso de la vida académica. Gracias por el apoyo y el amor que me dan.

Por último, pero no menos importante, agradezco también a todos los que fueron mis compañeros durante esta etapa, con quienes hemos logrado formar un lazo de amistad y compañerismo, transcurriendo muchos momentos juntos y han sido de gran apoyo para poder culminar esta carrera.

Índice

1. Introducción	5
1.1. Objetivos	6
2. Descripción del pozo a nivel Reservorio y Benchmarking	7
3. Marco teórico	9
3.1. Análisis de caracterización de fluido	9
3.1.1. Crudo.....	9
3.1.2. Agua Coproducida	14
3.1.3. Gas Asociado	17
3.2. Problemáticas asociadas a los fluidos de producción	18
3.2.1. Incrustaciones inorgánicas	18
3.2.2. Corrosión.....	19
3.2.3. Formación de compuestos orgánicos	20
3.2.4. Emulsiones.....	20
3.2.5. Presencia de espuma en equipos de superficie y Plantas de Tratamiento	21
4. Tratamientos Químicos	22
4.1. Inhibidor de incrustación	22
4.2. Inhibidor de corrosión.....	24
4.3. Inhibidores y dispersantes de parafinas.....	25
4.4. Desemulsionante	25
4.5. Antiespumante	26
5. Caracterización y compatibilidad del fluido	26
5.1. Caracterización del Agua.....	26
5.1.1. Análisis Físicos Químicos.....	27
5.1.2. Monitoreo bacteriológico.....	28
5.1.3. Análisis de Tendencia Incrustante	29
5.1.4. Análisis de compatibilidad de aguas	32
5.1.5. Calidad de agua de inyección de Planta.....	35
5.2. Caracterización del Gas	36
5.2.1. Valores promedio de CO ₂ molar en pozos PSEN	37
5.2.2. Valores promedio de H ₂ S molar en pozos PSEN	38
5.3. Caracterización del Petróleo:	38
5.3.1. CrudePlus	38

5.3.2.	Contenido de agua y sólidos inorgánicos.....	40
5.3.3.	Caracterización de petróleo.....	40
5.3.4.	Temperatura de escurrimiento	40
5.3.5.	Contenido de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA)	41
5.3.6.	WAT y WDT	41
5.3.7.	Viscosidad dinámica vs temperatura.....	46
5.3.8.	Viscosidad por esfuerzo de corte vs temperatura.....	46
5.3.9.	Análisis cromatográficos.....	51
5.3.10.	Hallazgos a partir de los ensayos realizados	54
5.4.	Desarrollo de tecnologías para tratamiento de pozos PSEN	55
5.4.1.	Desemulsionante	55
5.4.2.	Dispersante de parafinas	58
5.4.3.	Inhibidor de parafinas	59
5.4.4.	Cuadro resumen de productos químicos propuestos	60
5.4.5.	Monitoreo de tratamiento contra parafinas	60
5.5.	Modificación de tratamientos en Planta de Tratamiento de Crudo y Planta de Tratamiento de Gas	62
5.5.1.	Tratamientos Químicos antes de PEM PSEN	62
5.5.2.	Tratamientos Químicos antes de PEM PSEN	62
6.	Conclusiones.....	63
7.	Bibliografía utilizada	65

1. Introducción

En la Industria del Gas y del Petróleo es muy importante conocer las características del fluido de producción ya que el mismo posee un efecto directo sobre la integridad de los activos de las compañías y afecta enormemente en las condiciones de transporte y venta del crudo y del gas si no son tratados correspondientemente. Dentro de las principales problemáticas asociadas a la composición de crudo, gas y agua coproducida se destacan las siguientes: deposición de sólidos orgánicos e inorgánicos, corrosión y la formación de emulsiones.

A partir del monitoreo, seguimiento e interpretación de resultados se debe identificar la existencia de una problemática (si es que la hay) y de esta manera seleccionar el mejor tratamiento para su mitigación y/o prevención.

Entre las principales problemáticas que puede haber se encuentran las parafinas y asfaltenos, Las mismas son dos compuestos orgánicos que normalmente están presentes en todos los crudos. Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular que se encuentran en dispersión coloidal con el crudo. Por su parte, las parafinas son compuestos de alto peso molecular y bajo punto de solidificación, conformadas por entre 20 a 40 átomos de carbono, con estructura lineal o ramificada.

Estas sustancias, por ser los componentes más pesados del petróleo, bajo ciertas condiciones desfavorables de presión, temperatura y composición química, precipitan afectando de manera negativa la producción de petróleo y originando problemáticas de gran impacto.

A manera de ejemplo, las precipitaciones de estas partículas orgánicas causan un incremento en la viscosidad del crudo debido a la formación de emulsiones entre el agua y el petróleo y como consecuencia de la aglomeración de grandes cristales que afectan la fluidez del hidrocarburo. Por otro lado, estos sólidos formados también se adhieren a bombas, tuberías de producción, cabezales de pozos, líneas de conducción, válvulas e instalaciones de fondo y de superficie, afectando de esta manera todo el proceso de producción de hidrocarburos.

En los casos más críticos, el taponamiento en las instalaciones de fondo deriva en largas intervenciones de pulling mientras que en las líneas de conducción obliga a un reemplazo total o parcial de la misma, por lo que para mitigar esta problemática se utiliza tecnología de inhibición o dispersión de parafinas, según sea el caso a utilizar.

En el caso de la generación de depósitos inorgánicos, los más comunes son las incrustaciones compuestas por carbonato de calcio (CaCO_3), carbonato de magnesio (MgCO_3), carbonato de hierro (FeCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4), sulfato de bario (BaSO_4) y sulfato de estroncio (SrSO_4), los cuales pueden adherirse a lo largo del trayecto que recorre el agua (siempre y cuando se den las condiciones de deposición) tanto en fondo de pozo, boca de pozo, baterías y plantas e ir generando reducciones en el diámetro efectivo en líneas y hasta grandes taponamientos. Para atenuar los inconvenientes que generan estos depósitos se utilizan tecnologías inhibitoras de incrustaciones.

En cuanto a la problemática de la formación de emulsiones, las más comunes que pueden encontrarse en un yacimiento son emulsiones regulares (agua en petróleo – W/O) y emulsiones inversas (petróleo en agua – O/W). Las primeras son causantes de aumento de viscosidad y

densidad del fluido de producción, interfases no definidas, malas lecturas en separadores y tanques, agua separada de mala calidad y petróleo para la venta fuera de especificación. Las segundas generan agua de mala calidad (turbidez y alto contenido de sólidos e hidrocarburos), purgas de tanques y equipos con alto contenido de hidrocarburos y agua para sumir o inyectar en recuperación secundaria fuera de especificación, lo que puede costar sanciones por incumplimiento con la Autoridad de Aplicación y hasta taponamiento en los reservorios. Para evitar estos problemas se implementa un tratamiento químico con desmenuzante para el caso de emulsiones regulares y desmenuzante inverso para el caso de emulsiones inversas.

Para el caso particular de la corrosión, la misma se puede mitigar utilizando un inhibidor de corrosión, el cual debe cumplir con las propiedades de detener, reducir o prevenir las celdas de corrosión siendo compatible con el medio y sin producir efectos colaterales. Sin embargo, este no es el único tratamiento químico involucrado en el control de esta problemática. La presencia constante de gases ácidos en los fluidos (tales como CO₂ y H₂S) también requiere la implementación de tratamientos con inhibidores de corrosión o secuestrante de H₂S. Además, se encuentra el problema de la corrosión microbiológica inducida (o MIC) causada por la presencia de Bacterias Productoras de Ácido (BPA) y Bacterias Sulfato Reductoras (BSR). Éstas últimas son las que causan problemas más serios en los sistemas de inyección de los yacimientos petrolíferos, dado que reducen los iones de sulfato o sulfito en el agua a iones de sulfuro resultando en H₂S como derivado. Para esto, el tratamiento químico consiste en la aplicación de bactericidas, los cuales eliminan o retardan el crecimiento de bacterias.

En el caso particular del Yacimiento de una compañía productora de petróleo y gas, se realiza la apertura de un pozo cuyos punzados se encuentran en una formación completamente diferente de las del resto de los pozos productores, por lo que para conocer de a qué tipo de fluido se está produciendo y sus potenciales problemáticas asociadas, se deberá realizar un monitoreo y caracterización completa del mismo y su compatibilidad también con el resto de la producción del campo, con la finalidad de esta manera de seleccionar el mejor tratamiento para el control y mitigación de sus problemáticas asociadas.

En conclusión, el objetivo de este trabajo es analizar los ensayos de laboratorios obtenidos a fines de lograr caracterizar el petróleo, gas y agua asociada a la producción de esta nueva formación y estudiar la compatibilidad con el resto de la producción del campo, de manera de lograr determinar el mejor tratamiento químico que permita operar el yacimiento y asegurar la producción de los pozos, inhibiendo o mitigando las potenciales problemáticas que puedan afectar a la operación e integridad de las instalaciones.

1.1. Objetivos

Analizar los ensayos de laboratorios obtenidos a fines de lograr caracterizar el petróleo, gas y agua asociada a la producción de esta nueva formación y estudiar la compatibilidad con el resto de la producción del campo, de manera de lograr determinar e implementar el mejor tratamiento químico que permita operar el yacimiento y asegurar la producción de los pozos, inhibiendo o mitigando las potenciales problemáticas que puedan afectar a la operación e integridad de las instalaciones.

Objetivos específicos:

- Realizar monitoreo y caracterización del fluido de producción del pozo en cuestión.
- Realizar ensayo de compatibilidad con el resto de la producción del campo a condiciones de Planta y de Inyección para la Recuperación Secundaria.
- Analizar resultados y detectar posibles problemáticas asociadas a la producción.
- Realizar ensayos para determinar el producto químico más eficiente a nivel técnico para la mitigación de estas problemáticas que permitan operar el yacimiento.
- Implementar tratamiento dando respuesta rápida a la operación.
- Una vez implementado el tratamiento, buscar optimizaciones del mismo.
- Aumento en la seguridad de operación: con la implementación de los productos químicos se logra una mitigación/inhibición de las problemáticas asociadas lo que ayuda a mantener la integridad de las instalaciones.

2. Descripción del pozo a nivel Reservorio y Benchmarking

En el caso particular del Yacimiento de una compañía productora de petróleo y gas, se realiza la apertura de una serie de pozos no convencionales cuyos punzados se encuentran en una formación completamente diferente de las del resto de los pozos productores, los cuales son de explotación convencional.

Los pozos no convencionales se refieren a yacimientos de hidrocarburos que presentan características atípicas en comparación con los yacimientos convencionales. La extracción de hidrocarburos de estos pozos implica técnicas no tradicionales para maximizar la producción. La importancia de los pozos no convencionales radica en su contribución significativa a las reservas de petróleo y gas. A diferencia de los yacimientos convencionales, donde el petróleo y el gas fluyen fácilmente a través de formaciones permeables, los pozos no convencionales involucran la explotación de rocas de baja permeabilidad.

En primer lugar, se perforó y explotó un pozo exploratorio, PSen.x-2, el cual permitió estudiar preliminarmente el fluido y la compatibilidad con el resto del Yacimiento. Luego, se perforaron y se comenzaron a desarrollar otros 3 pozos, en este caso, Appraisal, que permitieron definir el límite del Área de explotación: PSen.a-3, PSen.a-5 y PSen.a-7. La formación en cuestión de los nuevos pozos perforados, Río Salado, cuenta con los siguientes datos geológicos:

Tabla 1: datos de Área de concesión Puesto Sentado

Área	Puesto Sentado
Superficie	159 km ²
Pozos productivos de petróleo	4
Pozos productivos de gas	0
Inyectores de Agua	4

Espesor	50-55 m
Porosidad	10 -13 %
Permeabilidad	50 nD
Presión Estática de Fondo	280 – 450 kg/cm ²
Fractura tipo	5000 sks
Tipo de perforación	direccional
Producción total petróleo (m3/d)	210
Producción total gas (Mm3/d)	13
Producción total agua (m3/d)	7

Mientras que, el Área de los pozos previamente existentes, llamada Los Espados, posee las siguientes características:

Tabla 2: datos de Área de concesión Los Espados

Área	Los Espados
Superficie	209 km ²
Pozos productivos de petróleo	16
Pozos productivos de gas	4
Inyectores de Agua	2
Espesor	4-30 m
Porosidad	8 - 18 %
Permeabilidad	0.1 – 30 mD
Presión Estática de Fondo	52 – 190 kg/cm ²
Gradiente de Fractura	0.65 psi/ft
Fractura tipo	500 sks
Tipo de perforación	vertical
Producción total petróleo (m3/d)	30
Producción total gas (Mm3/d)	203
Producción total agua (m3/d)	134

Se observa que la nueva formación objetivo posee una permeabilidad mucho menor con respecto a la ya existente (en el orden de los 1×10^6 veces más pequeña), lo que demanda mucha más cantidad de sacos de arena para lograr fracturar la formación y así mejorar la permeabilidad de la roca.

La presión y la temperatura en la Formación Río Salado son factores clave que afectan la fase de los hidrocarburos presentes ya que pueden influir en la forma en que los fluidos se comportan y se mueven dentro de la formación, así como en su composición química. La Formación Río Salado contiene tanto gas como petróleo, con predominio de gas en algunas áreas y petróleo en otras.

Según benchmarking realizado con compañías que producen de esta formación en áreas aledañas al Yacimiento, mencionan que la misma aporta un gran porcentaje de producción de petróleo y un caudal insignificante de gas y que, si bien se encuentran en una etapa de producción

de la Formación, no han identificado problemáticas tales como corrosión o incrustación, sin embargo, sí detectaron la deposición temprana de parafinas a lo largo de las líneas de producción y el proceso.

Teniendo en cuenta todo lo previamente mencionado, el objetivo de este trabajo es analizar los ensayos de laboratorios obtenidos a fines de lograr caracterizar el petróleo, gas y agua asociada a la producción de esta nueva formación y estudiar la compatibilidad con el resto de la producción del campo, de manera de lograr determinar el mejor tratamiento químico para inhibir (o mitigar) las potenciales problemáticas que puedan afectar a la operación e integridad de las instalaciones.

3. Marco teórico

3.1. Análisis de caracterización de fluido

La caracterización de fluidos en pozos no convencionales es esencial por varias razones:

- Variabilidad en la composición: los fluidos en estos pozos pueden tener composiciones altamente variables, incluyendo diferentes tipos de hidrocarburos, gases y contaminantes. Comprender esta variabilidad es crucial para ajustar las estrategias de producción.
- Impacto en la eficiencia de producción: La composición de los fluidos influye directamente en la eficiencia de la producción. Conocer las propiedades físicas y químicas de los fluidos permite diseñar estrategias de extracción más efectivas y optimizar la recuperación de recursos.
- Diseño de tratamientos y operaciones: La caracterización de fluidos proporciona información esencial para el diseño de tratamientos específicos y ayuda a prever posibles problemas operativos.
- Impacto ambiental y seguridad: La identificación de contaminantes y la comprensión de la composición de los fluidos son cruciales para evaluar el impacto ambiental y garantizar la seguridad en las operaciones, lo que se alinea con las crecientes preocupaciones medioambientales y normativas.

Los pozos producen una mezcla multifásica, compuesta por petróleo, gas y agua asociada, es por esto, que existen diversos análisis para caracterizar cada tipo de fluido mencionado anteriormente.

3.1.1. Crudo

Con el objetivo de predecir la tendencia de deposición de parafinas se realizaron los siguientes análisis:

- SARA: es un ensayo composicional, que se desarrolla en base a la polaridad y solubilidad del crudo, mediante la cual es posible conocer el porcentaje en peso de la cantidad de los compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos presentes en la muestra.
- Cromatografía líquida: consiste en realizar un análisis composicional del petróleo con el objetivo de identificar los componentes principales del petróleo, ya sea desde componentes livianos hasta parafinas con una longitud de cadena de C17 o mayor.
- Punto de aparición de parafinas (WAT – Wax Appearance Temperature): es la temperatura a la cual se comienzan a formar los primeros cristales de parafinas en el petróleo. La WAT es uno de los parámetros más importantes de información, para evaluar el potencial de deposición de la parafina. La WAT puede ser calculada o aproximada mediante diferentes métodos, tales como:
 - Calorímetro diferencial de barrido (o DSC por sus siglas en inglés: Differential Scanning Calorimetry) es una técnica de análisis térmico utilizada para caracterizar las propiedades térmicas de una muestra. En un DSC, se mide la diferencia de calor absorbido o liberado por una muestra en comparación con un material de referencia mientras se somete a un programa de temperatura controlada. El principio básico de un DSC es comparar la cantidad de calor necesaria para aumentar la temperatura de la muestra con la cantidad de calor necesaria para aumentar la temperatura del material de referencia. La diferencia en el calor absorbido o liberado entre la muestra y la referencia se registra en función de la temperatura. Esto proporciona información sobre los cambios en la entalpía de la muestra en función de la temperatura.
 - Viscosidad en función del esfuerzo de corte: Las curvas de viscosidad en función del esfuerzo de corte permiten visualizar el cambio en el comportamiento reológico de una muestra. Cuando los valores de viscosidad a diferentes esfuerzos cortantes o velocidad de giro del equipo son iguales, se está en presencia de lo que se conocen como fluidos newtonianos. Cuando las viscosidades comienzan a ser diferentes para un mismo esfuerzo cortante se puede asumir entonces que el fluido se ve afectado por la influencia de la temperatura, generando cambios en su composición. Este cambio puede responder a varios factores, como pueden ser la presencia de asfaltenos,

sólidos, emulsiones, impurezas y la aparición/crecimiento de cristales de parafina por descenso de temperatura.

- Punto de escurrimiento (Pour Point): es la temperatura más baja a la cual el petróleo puede fluir bajo la acción de la fuerza de la gravedad.
- Punto de desaparición de parafinas (WDT – Wax Disappearance Temperature): es la temperatura a la cual comienzan a disolver los primeros cristales de parafinas, para terminar convirtiéndose en petróleo.
- Punto de fusión (Melting Point): es la temperatura final a la cual una muestra de parafina en estado sólido se funde, pasando al estado líquido. Es importante tener contar con estos dos últimos parámetros, ya que nos indican la temperatura a la que debe realizarse la desparafinación con agua caliente (o hotwater) en caso de que empiece a haber deposición de parafina.
- Crude Plus: Se utilizan modelos predictivos para determinar el grado de inestabilidad de un crudo en instalaciones de superficie, el cual está definido por el Índice de Inestabilidad Relativa (RIX) y su Fouling Potential/Potencial ensuciamiento (FPX).

Además de los índices mencionados anteriormente (RIX y FPX), estos modelos permiten conocer los índices CPI, TSS y TIS.

Cada uno se define a continuación:

- Relative instability index o índice de inestabilidad relativa (RIX): es la capacidad de un fluido de desestabilizarse a el mismo o a otro fluido al mezclarse.
- Crude precipitant index o índice de precipitación de crudo (CPI): es una medida relativa del peso de crudo potencialmente disponible que puede desestabilizarse y precipitar dentro de un sistema.
- Fouling potential index o índice de potencial ensuciamiento (FPX): es la tendencia de un fluido de ensuciar intercambiadores de calor y calentadores a determinadas condiciones.
- Toluene soluble solids o sólidos solubles en tolueno (TSS): son aquellos depósitos que pueden disolverse en tolueno, que es un solvente orgánico común. Esto puede incluir una variedad de compuestos, como polímeros, compuestos orgánicos e inorgánicos, y otros materiales que exhiben solubilidad en este solvente específico.
- Toluene insoluble solids o sólidos insolubles en tolueno (TIS): son aquellos depósitos que no se pueden disolverse en tolueno,

un solvente orgánico común. Esto puede incluir diversos compuestos inorgánicos como sales, óxidos metálicos y algunos polímeros y compuestos orgánicos.

- Caracterización de crudo mediante propiedades físicas y químicas:
 - Viscosidad: es la medida de la resistencia de un fluido a fluir. En pozos no convencionales, la viscosidad puede variar significativamente dependiendo de la composición del fluido y las condiciones de presión y temperatura. Una viscosidad alta puede dificultar el flujo del fluido a través de la formación, afectando la eficiencia de producción. La viscosidad de un fluido puede medirse de varias maneras, entre otras: un viscosímetro Fann y a través de esfuerzos de corte.
 - Viscosímetro Fann: son dispositivos utilizados para medir la viscosidad aparente de fluidos a diferentes condiciones de temperatura y presión. Operan midiendo la resistencia que ofrece un fluido a fluir entre dos cilindros o a través de un orificio a una velocidad controlada.
 - Viscosidad por esfuerzos de corte: Este método implica aplicar una fuerza tangencial a una capa de fluido y medir la velocidad a la que esta capa se deforma o fluye. Generalmente se utiliza un dispositivo como un reómetro para aplicar los esfuerzos de corte y medir la respuesta del fluido. Las curvas de viscosidad en función del esfuerzo de corte permiten visualizar el cambio en el comportamiento reológico de una muestra. Cuando los valores de viscosidad a diferentes esfuerzos cortantes o velocidad de giro del equipo son iguales, se está en presencia de lo que se conocen como fluidos newtonianos. Cuando las viscosidades comienzan a ser diferentes para un mismo esfuerzo cortante se puede asumir entonces que el fluido se ve afectado por la influencia de la temperatura, generando cambios en su composición.
 - Densidad: La densidad del fluido es su masa por unidad de volumen. En los pozos, la densidad puede influir en la capacidad de carga de los fluidos de perforación y en la estabilidad del pozo. También puede afectar la separación de fases en el equipo de superficie durante la producción.

- Punto de burbuja: En una mezcla de líquidos y gases, como los que se encuentran en los yacimientos de petróleo y gas natural, los componentes pueden existir en equilibrio en función de la temperatura y la presión. A medida que se reduce la presión, se pueden liberar gases de la mezcla, formando burbujas. El punto de burbuja es el punto en el que comienzan a formarse estas burbujas de gas en la mezcla.
- Gravedad API: es una medida utilizada para determinar la densidad relativa de un petróleo crudo en comparación con el agua. Es una medida estándar en la industria del petróleo y se utiliza para clasificar los crudos según su densidad relativa. La gravedad API se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\text{densidad relativa del petróleo (@15}^{\circ}C)} - 131.5$$

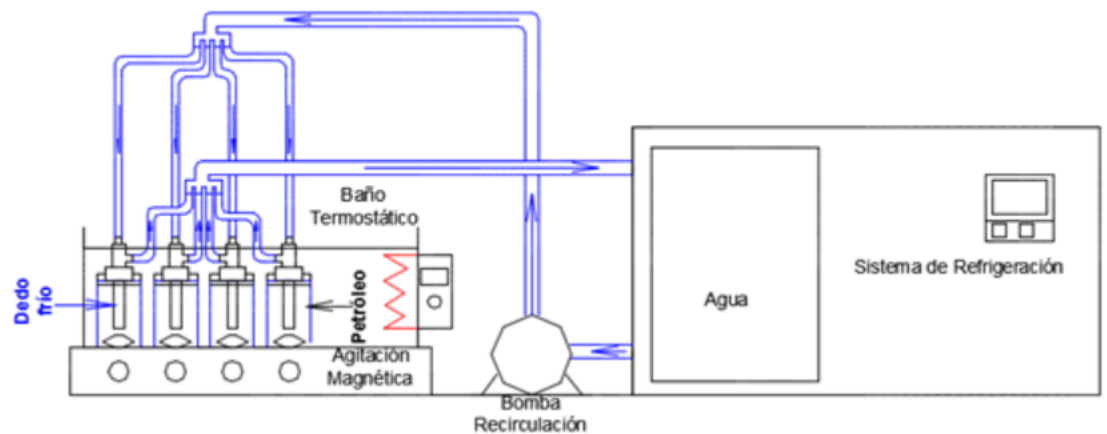
Donde la densidad relativa del petróleo es la densidad del petróleo crudo dividida por la densidad del agua a una temperatura estándar de 15° C.

La gravedad API proporciona una indicación inversa de la densidad del petróleo: cuanto mayor sea la gravedad API, más ligero será el petróleo, y cuanto menor sea la gravedad API, más pesado será el petróleo. Por ejemplo, los petróleos ligeros suelen tener una gravedad API superior a 30, mientras que los petróleos pesados pueden tener una gravedad API por debajo de 20.

- Contenido de azufre: El azufre es un contaminante común en el petróleo crudo y puede tener implicaciones ambientales y de refinación. Conocer este dato es importante para evaluar su impacto y establecer los requisitos de procesamiento adecuados.
- Índice de acidez: El índice de acidez proporciona información sobre la acidez del petróleo, lo que puede afectar su corrosividad y la selección de materiales para el manejo y almacenamiento.
- Contenido de agua y sedimentos: La presencia de agua y sedimentos en el petróleo puede afectar su calidad, por lo que determinar ambos parámetros es importante para el diseño del procesamiento y tratamiento del crudo.

- Ensayo de Cold Finger: El método del dedo frío (Cold Finger) es usado generalmente como prueba de laboratorio para evaluar la severidad de los depósitos de parafinas y determinar el desempeño de químicos modificadores de cristales que inhiben la formación de estos depósitos sobre la superficie fría. Los componentes que conforman el equipo dedo frío se esquematizan en la Figura 1 que consta básicamente de sondas o dispositivo dedo frío, baño termostático, sistema de refrigeración y sistema de agitación magnética. En este ensayo, una sonda es enfriada por temperaturas por debajo de la WAT, se coloca en el petróleo crudo calentado por arriba de la WAT. Mientras se enfría gradualmente la muestra colocada en el Cold Finger, se observa la formación de cristales de parafinas y la solidificación del hidrocarburo. Posteriormente, el depósito de parafina formado dentro de este baño de temperatura controlada debe ser pesado para identificar el % de deposición. De este ensayo también pueden surgir como outputs los parámetros de WAT Y Pour Point y además puede utilizarse como método para evaluar efectividad de inhibidores de parafina, aunque tiene como desventaja que es un sistema estático, es decir que no logra reproducir el sistema de producción real.

Esquema 1: Equipamiento de ColdFinger



3.1.2. Agua Coproducida

- Análisis Físico Químico: Tiene como objetivo estudiar las propiedades físicas y químicas del agua. Esto implica analizar su composición química y otras características físicas, según temperatura y presión. El objetivo es comprender cómo estas propiedades pueden afectar la extracción y producción de petróleo, así como evaluar cualquier impacto negativo que el agua coproducida pueda tener en el equipo y

en el proceso general, tales como la corrosión, formación de depósitos incrustantes, etc. Con el físico químico, se pueden determinar los siguientes parámetros:

Tabla 3: parámetros físicos y químicos presentes en un físico químico

Cationes	Aniones	Otros
Sodio (Na ⁺)	Cloruro (Cl ⁻)	pH
Calcio (Ca ⁺⁺)	Sulfato (SO ₄ ⁻⁻)	Sólidos en suspensión
Magnesio (Mg ⁺⁺)	Bicarbonato (HCO ₃ ⁻)	Sólidos disueltos
Hierro (Fe ⁺⁺⁺ y Fe ⁺⁺)	Carbonato (CO ₃ ⁻⁻)	Turbidez
Bario (Ba ⁺⁺)		Gases ácidos disueltos
Estroncio (Sr ⁺⁺)		Temperatura
		Sulfuros
		Contenido de hidrocarburo
		Resistividad/Conductividad

- **Análisis microbiológicos:** tienen como objetivo estudiar la presencia y la actividad de microorganismos en el agua. Estos microorganismos pueden incluir bacterias, hongos y otros microbios. Algunos de los aspectos clave de estos análisis son:
 - **Conteo de microorganismos:** Determinar la cantidad total de microorganismos presentes en el agua coproducida.
 - **Identificación de especies:** Identificar las especies específicas de microorganismos presentes. Algunas bacterias pueden ser corrosivas y dañinas para los equipos y tuberías de hierro y carbono, mientras que otras podrían tener implicaciones biológicas en el tratamiento del agua.
 - **Estudio de la actividad microbiológica:** Evaluar la capacidad de los microorganismos para degradar compuestos orgánicos presentes en el agua, lo que podría influir en la calidad del agua y en el proceso de producción de petróleo.

Algunas de las familias de bacterias más comunes que se pueden encontrar son:

- **Bacterias sulfato reductoras (BSR):** son aquellas bacterias que utilizan el sulfato como agente oxidante y lo reducen a sulfuro.

Estos microorganismos crean problemas en las estructuras metálicas expuestas al agua: la interacción del agua y el metal crea una capa de hidrógeno molecular en la superficie del metal, mientras que estas bacterias oxidan el hidrógeno creando sulfuro de hidrógeno, lo cual contribuye a la corrosión. El rango aceptable de detección es hasta 100 bact/ml o lo que es sinónimo 2 frascos positivos reaccionados.

- Bacterias productoras de ácido (APB): en general pueden ser tanto aeróbicas como ananeróbicas. Producen ácidos orgánicos como parte de sus metabolismos. Estos ácidos son corrosivos en sí mismos, pero además producen nutrientes que sirven de alimento a las bacterias sulfato reductoras, por lo cual se consideran altamente dañinas. El rango aceptable de detección es hasta 100 bact/ml o lo que es sinónimo 2 frascos positivos reaccionados.
- Una manera de determinar rápidamente la presencia y cantidad de organismos vivientes presentes en el agua es el de “Fotometría de ATP (trifosfato de adenosina). Esta molécula está presente en las células de todos los organismos vivientes y se destruye dentro de los 20 segundos de muerta la célula a través de liberación de enzimas. El rango aceptable de detección es hasta 1000 pg/ml.
- Análisis de tendencia incrustante y compatibilidad de aguas: la simulación y el análisis de tendencia incrustante y compatibilidad de aguas se refiere a la evaluación de la formación de incrustaciones en sistemas de agua, considerando factores como concentración de iones, factores físicos del agua, pH, temperatura, presión, etc. Estos depósitos pueden afectar la eficiencia operativa y la integridad de equipos y tuberías a lo largo del tiempo.
En estos análisis, el objetivo principal es determinar el Índice de Saturación de una muestra específica en ciertas condiciones dadas y la cantidad de muestra potencial a precipitar o a formar un depósito en libras por barril de muestra (PTB por sus siglas en inglés). El "índice de saturación" se refiere a la medida de la cantidad de sustancia disuelta en una solución en comparación con la cantidad que podría disolverse en condiciones de saturación. La escala de precipitación de incrustaciones se considera la siguiente:

Escala de precipitación:	
PTB<0:	No precipita
0<PTB<100:	poca precipitación
100<PTB<250:	moderada precipitación
PTB>250:	severa precipitación

3.1.3. Gas Asociado

- Cromatografía de gas: permite identificar y cuantificar los diferentes componentes gaseosos presentes en el fluido producido por el pozo. Esto es crucial para comprender la composición del gas, determinar la necesidad de tratamientos para eliminar impurezas y comprender el valor económico del gas producido.
- Medición de H₂S in situ por Ampolla Dragger: la medición de sulfuro de hidrógeno en el gas asociado en un pozo es crucial por varias razones relacionadas con la seguridad y la operación. El H₂S es un gas altamente tóxico y corrosivo que puede estar presente en los fluidos producidos durante la extracción de petróleo y gas. El H₂S en gas se debe medir por lo siguiente:
 - Seguridad del personal: El H₂S es peligroso para la salud humana incluso en concentraciones bajas. La exposición a concentraciones elevadas de H₂S puede tener efectos perjudiciales, incluidos problemas respiratorios, irritación de los ojos, y en concentraciones más altas, puede ser letal.
 - Prevención de corrosión: El H₂S puede provocar corrosión en equipos y tuberías, lo que afecta negativamente la integridad y la vida útil del pozo.

Obteniendo esta información del gas, es posible realizar un análisis de variables corrosivas asociadas al fluido de producción. La NACE estableció una relación entre la presión parcial de un gas y la probabilidad de generación de corrosión.

- Límites NACE para el CO₂

PpCO ₂ < 7 psi (0,5 bar)	Corrosión poco probable
7 psi (0,5 bar) < PpCO ₂ < 30 psi (2 bar)	Corrosión posible
PpCO ₂ > 30 psi (2 bar)	Corrosión

- Límites NACE para el H₂S

$P_{pH_2S} > 0.05$ psi Corrosión
 $P_{pH_2S} < 0.05$ psi Corrosión posible

3.2. Problemáticas asociadas a los fluidos de producción

3.2.1. Incrustaciones inorgánicas

Son depósitos sólidos que se acumulan en las superficies internas de equipos y tuberías de conducción que transportan los fluidos de producción, como agua, petróleo, etc.

La precipitación de sólidos potencialmente ocurrirá en los siguientes casos:

- Cambios de temperatura, presión, composición, velocidad en el agua de formación. Las incrustaciones de sulfatos y carbonatos pueden precipitar como resultado de cambios de presión ocurridos dentro del pozo o en cualquier restricción en el fondo.
- Saturación: el fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales.
- Mezcla de aguas incompatibles: en las inmediaciones del pozo puede producirse una mezcla incompatible, por ejemplo, cuando el agua de inyección secundaria o el fluido de fractura se pone en contacto con el agua de formación.
- Evaporación: a medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen del gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se evapora. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos que supera la solubilidad del mineral en el agua remanente.

El mecanismo de formación de incrustaciones es el siguiente:

- Sobresaturación: este fenómeno ocurre cuando las concentraciones de ciertos compuestos en el fluido exceden su solubilidad en las condiciones de temperatura y presión del sistema. Esto conduce a la formación de cristales sólidos que se depositan en las superficies, formando incrustaciones.

- Nucleación: Los grupos de átomos forman los primeros cristales provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas.
- Crecimiento de cristales: En esta etapa, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal.
- Adherencia de cristales: los factores que influyen en la adherencia de los cristales en la superficie de las cañerías son las dinámicas del fluido del sistema, el tiempo de contacto entre el fluido y la superficie y la estructura de la superficie. Generalmente se da cuando hay zonas de baja velocidad, áreas muy rugosas y depósitos previos de parafinas, asfaltenos y arenas.

3.2.2. Corrosión

La corrosión es un proceso electroquímico en el que hay un deterioro de un material, generalmente un metal, debido a la acción química o electroquímica del medio ambiente. Para que ocurra el proceso de corrosión, deben existir los siguientes elementos:

- Fuente de voltaje: se refiere a la diferencia de potencial eléctrico que se establece entre diferentes regiones de un metal que está experimentando corrosión. Esta diferencia de potencial puede surgir debido a las diferencias en la composición química, la microestructura, la temperatura, la presencia de discontinuidades en la superficie, la concentración de especies corrosivas, entre otros factores.
- Circuito eléctrico o celda de corrosión, compuesta por:
 - Ánodo: aquella porción de la superficie del metal que se corroe. Es el punto en el que el metal pierde electrones y pasa a la solución como un ion. La pérdida de electrones deja un exceso de cargas positivas, lo que resulta en un ion positivo.
 - Cátodo: el cátodo es aquella porción de la superficie del metal que no se disuelve. La reacción en las áreas del ánodo produce electrones y las reacciones en las áreas del cátodo consume los electrones.
 - Electrolito: es una solución electroconductora de electricidad, en este caso es el agua que incrementa su conductividad eléctrica a medida que las sales disueltas o iones aumentan (es agua salada o en salmuera). El electrolito conduce corriente desde el ánodo hasta el cátodo.
 - Conductor de electrones: el ánodo y el cátodo debe estar conectados por algo que conducirá los electrones para

completar el circuito y proporcionar un camino para que la corriente fluya desde el cátodo de vuelta al ánodo. En el caso de una superficie de metal corroída/degradada, el metal mismo es el conductor de electrones.

- Fuente impulsora: hace referencia a cualquier factor o condición que impulsa o promueve la corrosión de un material metálico, entre ellos: diferencia de potencial electroquímico, variaciones de temperatura y humedad, esfuerzos mecánicos, microestructura del material, velocidad de transporte del fluido, presencia de gases ácidos, etc.

3.2.3. Formación de compuestos orgánicos

Entre ellos parafinas y asfaltenos, son dos tipos de compuestos orgánicos que se encuentran comúnmente en el petróleo.

Parafinas: Las parafinas son hidrocarburos saturados que se encuentran en el petróleo. Son compuestos de cadena recta o ramificada formados por átomos de carbono e hidrógeno unidos por enlaces simples. Las parafinas tienden a precipitar y formar depósitos sólidos en equipos y tuberías cuando el petróleo se enfría a temperaturas menores a la WAT, lo que puede obstruir el flujo y dificultar la producción y el transporte de petróleo.

Asfaltenos: son componentes orgánicos pesados y polares que se encuentran en el petróleo crudo. Son compuestos complejos que consisten en cadenas carbonadas complejas con grupos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular que se encuentran en dispersión coloidal con el crudo. Los asfaltenos tienden a precipitar y formar depósitos sólidos en equipos y tuberías cuando se produce un cambio en las condiciones de temperatura, presión o composición química, lo que puede causar problemas de flujo de la producción y de transporte de petróleo.

3.2.4. Emulsiones

Una emulsión es una mezcla coloidal de dos o más líquidos inmiscibles entre sí. En una emulsión, las gotas de uno de los líquidos, llamado fase dispersa, están dispersas uniformemente sin disolverse completamente en el otro líquido, llamado fase continua.

Las emulsiones pueden clasificarse en diferentes tipos según la naturaleza de las fases y la disposición relativa de las mismas:

- Emulsiones inversas u O/W (oil in water, en inglés): en este tipo de emulsiones la fase dispersa es el petróleo y la fase continua es el agua.

- Emulsiones directas u W/O (water in oil, en inglés): en este tipo de emulsiones, la fase dispersa es el agua y la fase continua es el petróleo.

Algunos de las problemáticas más comunes asociadas con la presencia de emulsiones en el petróleo son:

- Dificultad en la separación de fases: las emulsiones pueden dificultar la separación eficiente del petróleo y el agua durante la etapa de producción y transporte.
- Reducción de la eficiencia de los equipos: la presencia de emulsiones puede provocar lecturas deficientes de los caudales de producción en los equipos de medición, lo que genera una disminución de la eficiencia de los equipos y un aumento de los costos de mantenimiento y limpieza.
- Dificultad en el transporte del petróleo: Las emulsiones pueden afectar la calidad del crudo al aumentar la viscosidad del petróleo, lo que dificulta su flujo a través de las tuberías y puede provocar problemas durante el transporte y el almacenamiento.
- Petróleo fuera de especificación: en Argentina, la presencia de más de 1% de agua en el petróleo de venta implicaría multas costosas y dependiendo el grado de incumplimiento, existe hasta el riesgo del rechazo del petróleo.
- Incremento en el consumo de energía: La presencia de emulsiones puede aumentar la energía requerida para bombear y transportar el petróleo, lo que resulta en un mayor consumo de energía y costos operativos más altos.
- En caso de haber emulsiones inversas en el agua de inyección o de recuperación secundaria, se puede ver afectada la permeabilidad en la formación inyectora y, en el caso de los sumideros, hasta se puede llegar a tener complicaciones legales en el caso de inyectar una cantidad de petróleo mayor a la permitida por el ente regulador.

3.2.5. Presencia de espuma en equipos de superficie y Plantas de Tratamiento

La presencia de espuma en las corrientes de producción puede deberse a varios factores, tales como la agitación mecánica, presencia de impurezas, alta viscosidad, reacciones químicas, temperaturas y presión, etc. La presencia de espuma puede generar diversas problemáticas, alguna de las cuales influyen:

- Reducción de la eficiencia de separación: la espuma puede interferir con los procesos de separación de agua y petróleo, lo cual lleva a una menor eficiencia en la separación de estos componentes.

- Obstrucción de equipos: la acumulación de espuma puede obstruir tuberías, válvulas y otros equipos, lo que puede afectar el flujo de fluidos y reducir la capacidad operativa de los equipos.
- Dificultades en el monitoreo y control de procesos: La espuma puede dificultar la visualización y el monitoreo de los procesos de producción y tratamiento, lo que puede dificultar la detección temprana de problemas operativos.
- Incremento de riesgos de seguridad y de los activos: la presencia de espuma puede aumentar la posibilidad de fugas, incrementando la exposición del recurso humano al venteo de gas y a potenciales explosiones e incendios.
- Impacto ambiental: este ítem está asociado al ítem anterior, ya que las potenciales fugas o venteos de gas genera una contaminación atmosférica.

4. Tratamientos Químicos

Una vez realizadas las caracterizaciones y con los resultados interpretados, se podrán seleccionar los tratamientos químicos más adecuados para inhibir (o mitigar) las potenciales problemáticas que puedan afectar a la operación e integridad de las instalaciones. Entre otros, los posibles tratamientos químicos a implementar son:

4.1. Inhibidor de incrustación

Son compuestos químicos diseñados para prevenir o reducir la formación de depósitos sólidos inorgánicos.

Los inhibidores de incrustación son químicos que demorará, reducirán o evitarán la formación de incrustaciones. La mayoría de los inhibidores funcionan por medio de los siguientes mecanismos:

- Inhibición cristalina: este mecanismo implica interferir con el proceso de cristalización de los compuestos que pueden formar incrustaciones. Los inhibidores pueden actuar modificando la estructura de los cristales en formación, evitando su crecimiento o impidiendo que se adhieran a las superficies del equipo.
- Adsorción superficial: Algunos inhibidores se adsorben en la superficie de los equipos y tuberías, formando una capa protectora que evita la adhesión de los compuestos que forman incrustaciones. Esta capa puede modificar las propiedades de la superficie para hacerlas menos propensas a la acumulación de incrustaciones.

- Formación de complejos: Algunos inhibidores pueden formar complejos con los iones que causan la formación de incrustaciones, manteniéndolos en solución y evitando su precipitación. Estos complejos son generalmente solubles en agua y no contribuyen a la formación de incrustaciones.
- Dispersión de partículas: Algunos inhibidores funcionan dispersando las partículas sólidas en el fluido, evitando que se aglomeren y formen incrustaciones. Estos inhibidores pueden actuar recubriendo las partículas sólidas con una capa que impide su unión entre sí o a las superficies del equipo.

El inhibidor debe estar inyectado en contracorriente a la forma problemática de forma continua.

Los inhibidores de incrustaciones pueden variar en función de su composición química y mecanismo de acción. Algunos de los tipos más comunes de inhibidores de incrustaciones son:

- Fosfonatos: Los fosfonatos son uno de los tipos más comunes de inhibidores de incrustaciones. Estos compuestos contienen grupos fosfonato (PO_3H_2^-) que tienen la capacidad de formar complejos con los iones metálicos que pueden causar incrustaciones, como calcio, magnesio y hierro. Los fosfonatos pueden inhibir la formación de incrustaciones de carbonato y fosfato, entre otras.
- Polifosfatos: Los polifosfatos son polímeros que contienen enlaces fosfato y son efectivos para prevenir la formación de incrustaciones de carbonato de calcio y sulfato de calcio. Actúan modificando la cristalización de las sales y evitando que se adhieran a las superficies.
- Ácidos orgánicos: Ácidos orgánicos como el ácido acético, ácido cítrico y ácido fosfórico se utilizan como removedores de incrustaciones debido a su capacidad para disolver y eliminar los depósitos de incrustaciones preexistentes. Además, pueden formar complejos con los iones metálicos y evitar la formación de nuevas incrustaciones.
- Polímeros dispersantes: Los polímeros dispersantes, como los poliacrilatos y polimetacrilatos, se utilizan para dispersar partículas sólidas en el fluido, evitando que se aglomeren y formen incrustaciones. Estos polímeros actúan recubriendo las partículas sólidas y evitando su deposición en las superficies.
- Inhibidores inorgánicos: Compuestos inorgánicos como el silicato de sodio y el borato de sodio pueden actuar como inhibidores de incrustaciones mediante la formación de películas protectoras en las superficies metálicas, evitando así la adhesión de las incrustaciones.

- Inhibidores poliméricos: Estos son polímeros sintéticos diseñados específicamente para evitar la formación de incrustaciones. Pueden actuar mediante la adsorción en las superficies, la formación de complejos con los iones metálicos o la dispersión de partículas sólidas.

La elección del inhibidor adecuado depende de varios factores, como la composición del fluido, las condiciones de operación del sistema y el tipo de incrustación que se desea prevenir.

4.2. Inhibidor de corrosión

Son compuestos químicos diseñados para prevenir o reducir la corrosión en metales expuestos a ambientes corrosivos. Los mecanismos de acción de los inhibidores son los siguientes:

- Formación de películas protectoras: algunos inhibidores de corrosión forman una película delgada y protectora en la superficie del metal, que actúa como una barrera física entre el metal y el medio corrosivo, impidiendo así el contacto directo entre el metal y los agentes corrosivos.
- Adsorción: Muchos inhibidores de corrosión se adsorben en la superficie del metal, formando una capa que inhibe la corrosión. Esta capa puede bloquear los sitios activos en la superficie del metal y reducir la velocidad de las reacciones de corrosión.
- Inhibición catódica: Algunos inhibidores actúan como cátodos activos en el sistema electroquímico de corrosión, compitiendo con el metal por los electrones y reduciendo así la velocidad de corrosión.

Algunos de los tipos de inhibidores de corrosión son:

- Inhibidores de aniones: contienen aniones que se adsorben en la superficie del metal y forman una capa protectora que inhibe la corrosión. Ejemplo: los fosfatos y los cromatos.
- Inhibidores de cationes: contienen cationes que pueden formar complejos con los iones metálicos y prevenir la corrosión. Ejemplo: aminas y compuestos de azufre.
- Inhibidores de capa protectora: Estos inhibidores forman una película protectora en la superficie del metal que impide el contacto con el medio corrosivo. Ejemplos: compuestos orgánicos como los alcoholes y los ésteres.
- Inhibidores volátiles: Estos inhibidores liberan vapores que se condensan en la superficie del metal, formando una capa protectora que

inhibe la corrosión. Ejemplos: vapores de aminas y vapores de inhibidores orgánicos volátiles.

- Inhibidores de pasivación: Estos inhibidores promueven la formación de una capa pasiva en la superficie del metal, que es más resistente a la corrosión. Ejemplos: cromatos y molibdatos.

4.3. Inhibidores y dispersantes de parafinas

Son productos químicos utilizados para prevenir y controlar la formación de depósitos orgánicos en equipos y tuberías de producción. Estos aditivos funcionan mediante varios mecanismos para mantener las parafinas en suspensión y evitar así su precipitación y deposición, entre ellos:

- Dispersión de partículas: los dispersantes de parafinas funcionan dispersando las partículas de parafinas ya formadas en el crudo, evitando que se aglomeren y formen depósitos sólidos de mayor tamaño.
- Inhibición de crecimiento cristalino: Algunos inhibidores de parafinas interfieren con el proceso de cristalización de las parafinas, evitando su crecimiento y agregación. Estos inhibidores pueden actuar modificando la estructura de los cristales de parafina en formación o bloqueando los sitios de nucleación.
- Formación de películas protectoras: Algunos inhibidores forman una película delgada en la superficie de las partículas de parafina o en las superficies metálicas, que actúa como una barrera física para evitar la adhesión y deposición de las parafinas.
- Inhibidores que afectan el punto de fluidez: Estos productos modifican las propiedades físicas del crudo para reducir su punto de fluidez y mejorar su capacidad para transportar parafinas en suspensión sin formar depósitos sólidos. Esto se logra mediante la alteración de la estructura de las parafinas o la formación de complejos con los iones presentes en el crudo.

4.4. Desemulsionante

Un desemulsionante es un tipo de aditivo químico utilizado para romper las emulsiones de petróleo y agua que se forman durante la producción, transporte y procesamiento del crudo. Estos aditivos funcionan alterando la tensión interfacial entre las fases de petróleo y agua, lo que facilita la separación de las mismas.

El mecanismo de acción de los desemulsionantes puede variar dependiendo de su composición química y de las características específicas de la emulsión. Sin embargo, generalmente actúan de una de las siguientes maneras:

- Aumento de la tensión interfacial: Los desemulsionantes actúan aumentando la tensión interfacial entre las gotas de petróleo y agua, lo que facilita la coalescencia de las gotas y la separación de las fases.
- Desestabilización de la emulsión: Algunos desemulsionantes actúan desestabilizando la emulsión, lo que provoca la ruptura de las gotas y la separación de las fases de petróleo y agua.
- Modificación de la estructura de la emulsión: Algunos desemulsionantes pueden interactuar con los componentes de la emulsión para modificar su estructura y facilitar su separación.

Los desemulsionantes pueden clasificarse en diferentes tipos según su composición química. Algunos tipos comunes de desemulsionantes son:

- Desemulsionantes basados en surfactantes: contienen surfactantes que aumentan la tensión interfacial entre las fases de petróleo y agua, facilitando la coalescencia y separación de las fases.
- Desemulsionantes poliméricos: contienen polímeros que actúan modificando la estructura de la emulsión y facilitando su ruptura y separación.
- Desemulsionantes ácidos: contienen ácidos que pueden desestabilizar la emulsión y facilitar la separación de las fases de petróleo y agua.
- Desemulsionantes alcalinos: contienen compuestos alcalinos que pueden interactuar con los componentes de la emulsión para facilitar su ruptura y separación.

4.5. Antiespumante

Un antiespumante es un agente químico utilizado para evitar la formación de espuma en un sistema líquido. Los antiespumantes pueden alterar las propiedades superficiales del líquido, como por ejemplo la tensión superficial, lo que hace que sea más difícil que las burbujas de gas se unan entre sí y formen espuma estable. La aplicación de antiespumante también puede ayudar a mejorar la eficiencia del proceso y a mejorar la seguridad operacional, previniendo la acumulación de espuma en un sistema de líquidos inflamables.

5. Caracterización y compatibilidad del fluido

5.1. Caracterización del Agua

5.1.1. Análisis Físicos Químicos

Se realizaron físico químicos a las muestras de los 4 pozos No Convencional: PSen.x-2, PSen.a-3, PSen.a-5 y PSen.a-7 y además, se tomó muestra del Tk-100 de la PTC, dicho punto pertenece a un tanque de recepción el cual almacena el agua proveniente de los pozos Convencionales del resto del campo. El objetivo de tomar muestra de dicho tanque es realizar un análisis de compatibilidad de aguas a distintas condiciones de presión y temperatura en la Planta, con la finalidad de detectar una posible tendencia a formar incrustaciones de diversas especies.

Tabla 4: físico químicos de pozos PSEN y Tk-100

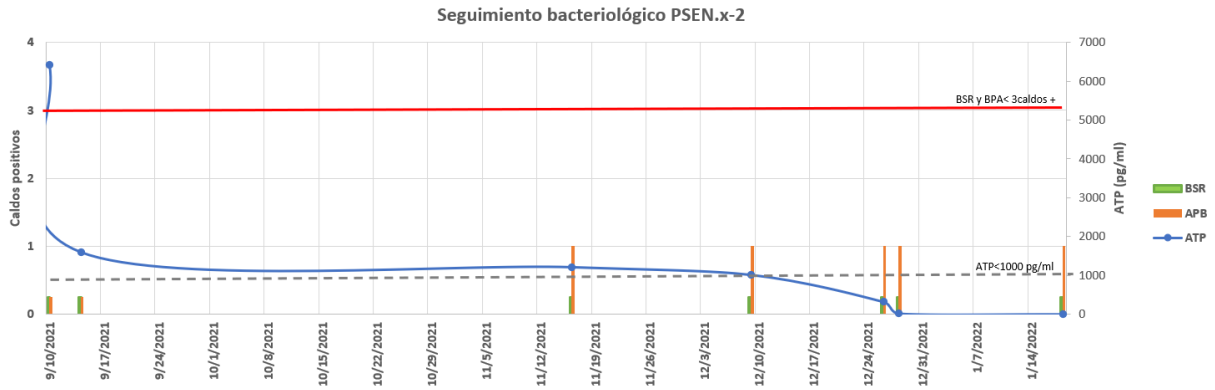
Yacimiento	Procedencia	Los Espados					METODO
		Tk-100	PSEN.x-2	PSEN.a-3	PSEN.a-5	PSEN.a-7	
DETERMINACIONES	UNIDAD	RESULTADO	RESULTADO	RESULTADO	RESULTADO	RESULTADO	
pH in situ	---	6.17	6.42	6.1	6.3	7.8	S.M.4500 H-B
DENSIDAD A 20°C	gr/cm3	1.09	1.08	1.07	1.06	1.00	ASTM D-1429
TEMPERATURA in situ	°C	29.0	24.7	25.6	28.7	27.6	S.M.2550 B
CONDUCTIVIDAD a 25 °C	mS/cm	173,600	134,500	118,900	135,600	132,956	S.M.2510-B
RESISTIVIDAD a 25 °C	W.m	0.1	0.1	84.1	0.1	0.1	Estequiometrico
SULFURO in situ	mg/lt.	1.2	<0.1	28	1	32	S.M. 4500 S-E
CO2 in situ	mg/lt.	204.2	943.4	769	453.7	563.5	S.M. 4500 CO2-C
CLORUROS	mg/lt.	76,600.0	66,800.0	48,318.0	38,038.0	1,028.0	S.M. 4500 Cl-B
SULFATOS	mg/lt.	<1	265	50	125	100	S.M. 4500 SO4-E
CARBONATOS in situ	mg/lt.	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	S.M. 2320 B
BICARBONATOS in situ	mg/lt.	219.6	205.0	320	468	664	S.M. 2320 B
CALCIO	mg/lt.	15230.4	15,631.00	9,698.4	6,321.5	7,846.0	S.M. 3500 Ca - D
MAGNESIO	mg/lt.	957.1	2,420.00	1138.3	832.2	22	Estequiometrico
SODIO	mg/lt.	29126.0	19,763.00	10762.8	7841.3	521.5	Estequiometrico
HIERRO TOTAL	mg/lt.	20.0	172.0	162.55	76.9	0.4	S.M. 3500 Fe-D
POTASIO	mg/lt.	950.0	875.0	665.2	572.4	22.2	HACH 8049
BARIO	mg/lt.	1200.0	<1	6.3	3.6	1	HACH 8014
TOTAL SOLIDOS DISUELTOS (CALC.)	mg/lt.	124,753.8	107,588.4	86,760.0	74,220.0	4,216.0	Estequiometrico
TOTAL SOLIDOS EN SUSPENSION	mg/lt.	336.0	206.0	136	254.2	274.3	NACE TM 0173
DUREZA TOTAL (CO3Ca)	mg/lt.	42,000.0	49,000.0	28,912.8	19,200.0	286.0	S.M. 2340-C
ALCALINIDAD a pH 4.5	NTU	180.1	168.1	320	173.4	245	Estequiometrico
TURBIDEZ	mg/lt.	300.3	318.6	800	305.6	324.5	S.M. 2130 B
ESTRONCIO AA	mg/lt.	1,062.0	1,245.0	768.5	397.2	5	S.M. 3111-D
BARIO AA	mg/lt.	588.8	6.9	6.3	3.6	0.5	S.M. 3111-D
HTP	mg/lt.	<0.09	266.1	28,920.0	154.2	178.3	EPA 418.1
TOTAL SOLIDOS DISUELTOS A 180°C	mg/lt.	129,560.0	110,264.0	89,750.0	75,600.0	82,340.0	SM 2540 C

5.1.2. Monitoreo bacteriológico

El monitoreo se realizó a partir de la puesta en marcha de los pozos, lo que contempla el retorno del agua de fractura (flowback) y posteriores meses de producción.

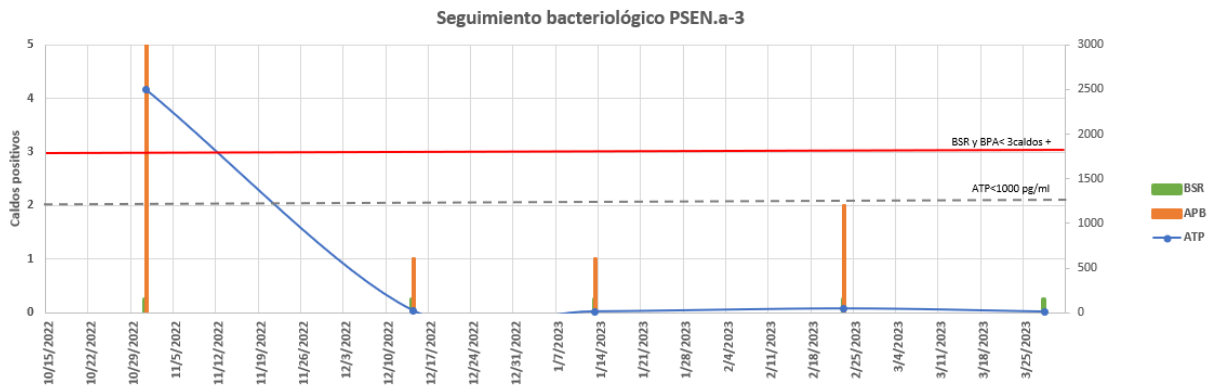
PSEN.x-2

Gráfico 1: Seguimiento bacteriológico PSEN.x-2



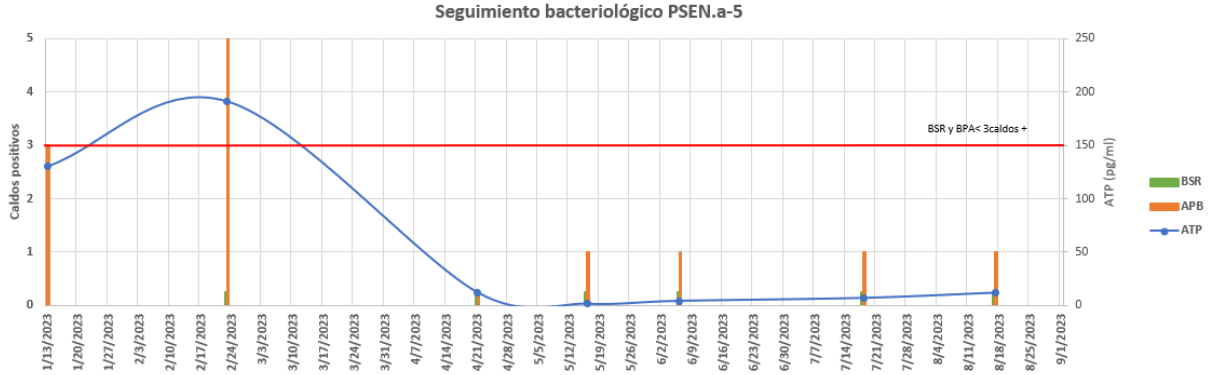
PSEN.a-3

Gráfico 2: Seguimiento bacteriológico PSEN.a-3



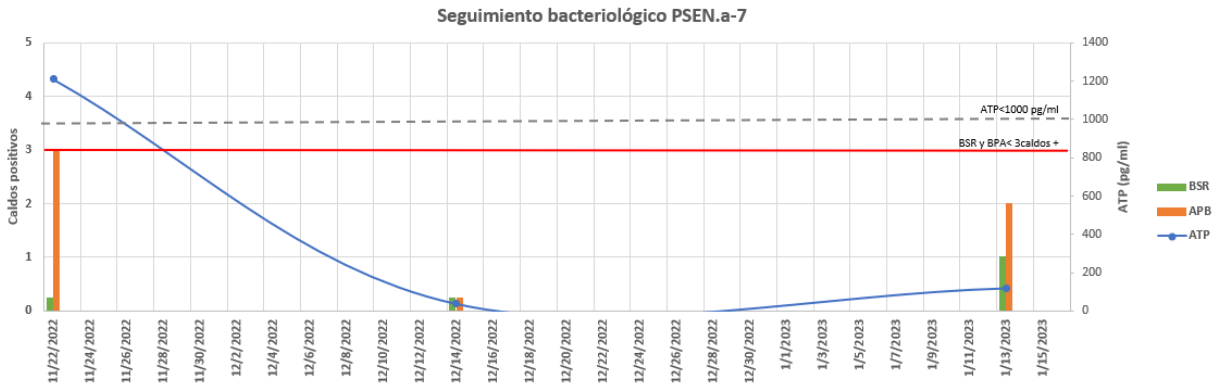
PSEN.a-5

Gráfico 3: Seguimiento bacteriológico PSEN.a-5



PSEN.a-7

Gráfico 4: Seguimiento bacteriológico PSEN.a-7



Se observó que, a excepción de PSEN.x-2, el resto de los pozos tuvo una concentración alta de bacterias productoras de ácido y de ATP en los primeros meses de producción (incluyendo muestreo asociado a flowback) y ningún caldo positivo de bacterias productoras. Posteriormente esta concentración disminuyó manteniéndose baja el resto de los meses de producción.

5.1.3. Análisis de Tendencia Incrustante

PSEN.x-2

Realizada a las siguientes condiciones en la puesta en marcha del pozo:

Condiciones	T (°C)	P (kg/cm ²)
Superficie	50	100
Fondo	83	210

Tabla 5: análisis de tendencia incrustante PSEN.x-2 boca y fondo de pozo

	Superficie PSEN.x-2		Fondo PSEN.x-2	
	IS	PTB	IS	PTB
CaCO ₃	-0.60	0	-0.67	0
BaSO ₄	0.38	4	-0.04	0
SrSO ₄	-0.01	0	0.00	0
Anhidrita	-0.64	0	-0.43	0
Hemi	-1.22	0	-1.09	0
Gypsum	-0.53	0	-0.66	0
FeCO ₃	-0.99	0	-1.07	0
NaCl	-1.71	0	-1.74	0

Se observó que PSEN.x-2 poseía poca tendencia a precipitar BaSO₄ en superficie y ninguna tendencia a precipitar el resto de las especies Carbonato y Sulfato tanto en superficie como en fondo.

PSEN.a-3

Realizada a las siguientes condiciones en la puesta en marcha del pozo:

Condiciones	T (°C)	P (kg/cm ²)
Superficie	50	85
Fondo	90	303

Tabla 6: análisis de tendencia incrustante PSEN.a-3 boca y fondo de pozo

	Superficie PSEN.a-3		Fondo PSEN.a-3	
	IS	PTB	IS	PTB
CaCO ₃	-4.14	0	-3.64	0
BaSO ₄	0.48	2	-0.12	0
SrSO ₄	-0.44	0	-0.29	0
Anhidrita	-3.73	0	-3.24	0
Hemi	-4.23	0	-3.87	0
Gypsum	-3.51	0	-3.49	0
FeCO ₃	-1.62	0	-1.05	0
NaCl	-5.42	0	-5.46	0

Se observó que PSEN.a-3 poseía poca tendencia a precipitar BaSO₄ en superficie y ninguna tendencia a precipitar el resto de las especies Carbonato y Sulfato tanto en superficie como en fondo.

PSEN.a-5

Realizada a las siguientes condiciones en la puesta en marcha del pozo:

Condiciones	T (°C)	P (kg/cm ²)
Superficie	52	120
Fondo	135	374

Tabla 7: análisis de tendencia incrustante PSEN.a-5 boca y fondo de pozo

	Superficie PSEN.a-5		Fondo PSEN.a-5	
	IS	PTB	IS	PTB
CaCO ₃	-3.98	0	-3.00	0
BaSO ₄	0.58	2	0.05	0
SrSO ₄	-0.09	0	0.29	35
Anhidrita	-3.01	0	-2.18	0
Hemi	-3.58	0	-2.76	0
Gypsum	-2.92	0	-2.93	0
FeCO ₃	-1.38	0	-0.54	0
NaCl	-5.44	0	-5.41	0

Se observó que PSEN.a-5 poseía poca tendencia a precipitar BaSO₄ en superficie y SrSO₄ en fondo y ninguna tendencia a precipitar el resto de las especies Carbonato y Sulfato tanto en superficie como en fondo.

PSEN.a-7

Realizada a las siguientes condiciones en la puesta en marcha del pozo:

Condiciones	T (°C)	P (kg/cm ²)
Superficie	45	40
Fondo	67	153

Tabla 8: análisis de tendencia incrustante PSEN.a-7 boca y fondo de pozo

	Superficie PSEN.a-7		Fondo PSEN.a-7	
	IS	PTB	IS	PTB
CaCO ₃	-3.98	0	-3.81	0
BaSO ₄	0.00	0	0.00	0
SrSO ₄	-2.05	0	-2.01	0
Anhydrita	-3.11	0	-2.93	0
Hemi	-3.65	0	-3.54	0
Gypsum	-2.97	0	-2.97	0
FeCO ₃	-1.40	0	-1.18	0
NaCl	-5.42	0	-5.45	0

Debido al poco aporte de sulfato y bajo/nulo aporte de estroncio y bario, se observó que PSEN.a-7 no poseía tendencia a precipitar ninguna especie de incrustación inorgánica tanto en superficie como en fondo.

5.1.4. Análisis de compatibilidad de aguas

Con estos físicos químicos se realizó el análisis de compatibilidad de la mezcla de agua de los PSEN y el agua de la Planta a las siguientes condiciones:

- Producción de agua de pozos Convencionales: 134 m³/día.
- Producción de agua de PSEN: 7 m³/d
- Agua de lavado: 135 m³/día.

5.1.4.1. Simulación 1: Ingreso y Salida de Sep. Trifásico

Condiciones	T (°C)	P (kg/cm ²)
Inicial	20	3.5
Final	20	3.2

a) Condición previa a la PEM de PSEN:

Tabla 9: análisis de compatibilidad ingreso y salida Sep. Trifásico previo a la PEM de PSEN

	Ingreso a CAHLL-1001		Salida CAHLL-1001	
	IS	PTB	IS	PTB
CaCO3	0.68	27	0.70	27
BaSO4				
SrSO4				
Anhydrita				
Hemi				
Gypsum				
FeCO3	-0.73	0	-0.60	0
NaCL	-1.44	0	-1.48	0

Se observa un bajo grado de precipitación de CaCO3. No se observa riesgo de precipitación de otras especies.

b) Condición posterior a la PEM de PSEN:

Tabla 10: análisis de compatibilidad ingreso y salida Sep. Trifásico posterior a la PEM de PSEN

	Eda trifásico		Sda trifásico	
	IS	PTB	IS	PTB
CaCO3	0.45	20	0.47	21
BaSO4	1.20	10	0.68	9
SrSO4	-1.35	0	-1.29	0
Anhydrita	-2.03	0	-1.72	0
Hemi	-2.55	0	-2.36	0
Gypsum	-1.87	0	-1.91	0
FeCO3	-0.83	0	-0.70	0
NaCL	-1.45	0	-1.49	0

Se observa que el grado de precipitación de CaCO3 se mantiene e incrementa la tendencia a depositarse BaSO4, esto es debido al aporte de iones sulfato en el agua de Puesto Sentado, y el aporte de bario en el agua de los pozos Convencional.

5.1.4.2. Simulación 2: Succión y descarga de bomba de inyección

Condiciones	T (°C)	P (kg/cm ²)
Inicial	35	1
Final	40	100

a) Condición previa a la PEM de PSEN:

Tabla 11: análisis de compatibilidad succión y descarga de bomba de inyección previo a la PEM de PSEN

	Eda trifásico		Sda trifásico	
	IS	PTB	IS	PTB
CaCO ₃	0.45	20	0.47	21
BaSO ₄	1.20	10	0.68	9
SrSO ₄	-1.35	0	-1.29	0
Anhydrita	-2.03	0	-1.72	0
Hemi	-2.55	0	-2.36	0
Gymsum	-1.87	0	-1.91	0
FeCO ₃	-0.83	0	-0.70	0
NaCL	-1.45	0	-1.49	0

Se observa un bajo grado de precipitación de CaCO₃ y BaSO₄. No se observa riesgo de precipitación de otras especies.

b) Condición posterior a la PEM de PSEN:

Tabla 12: análisis de compatibilidad succión y descarga de bomba de inyección posterior a la PEM de PSEN

	Succión bba inyección		Descarga bba inyección	
	IS	PTB	IS	PTB
CaCO ₃	0.46	11	0.65	15
BaSO ₄	1.39	19	0.85	17
SrSO ₄	-1.24	0	-1.19	0
Anhydrita	-1.93	0	-1.61	0
Hemi	-2.44	0	-2.24	0
Gymsum	-1.73	0	-1.77	0
FeCO ₃	-0.70	0	-0.44	0
NaCL	-2.11	0	-2.14	0

Se observa un bajo grado de precipitación de CaCO₃ y BaSO₄. No se observa riesgo de precipitación de otras especies.

Conclusión: como a partir de la mezcla de aguas se evidencia la posible tendencia a formar BaSO₄, se define la necesidad de cambiar el inhibidor de incrustaciones que se encontraba a la salida del Tk-100/101 que solo inhibía incrustaciones de tipo carbonatos a uno que tenga un efecto de inhibición dual: inhibición de CaCO₃ y BaSO₄.

5.1.5. Calidad de agua de inyección de Planta

Se realiza mensualmente medición de ciertos parámetros tales como hidrocarburo en agua (O/W según sus siglas en inglés) y Sólidos Totales en Suspensión (TSS según sus siglas en inglés) en el agua de inyección, lo que permitió tener una tendencia de la Calidad de la misma tanto previo como después de la puesta en marcha de los pozos Puesto Sentado.

Gráfico 5: Seguimiento histórico de hidrocarburo en agua (O/W)

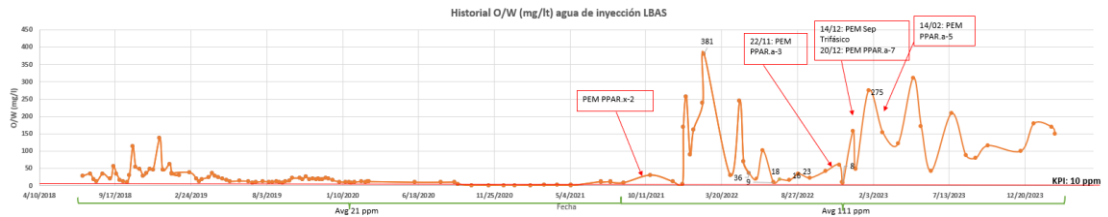
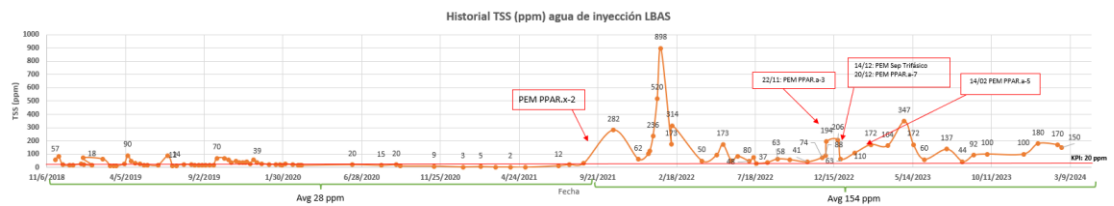
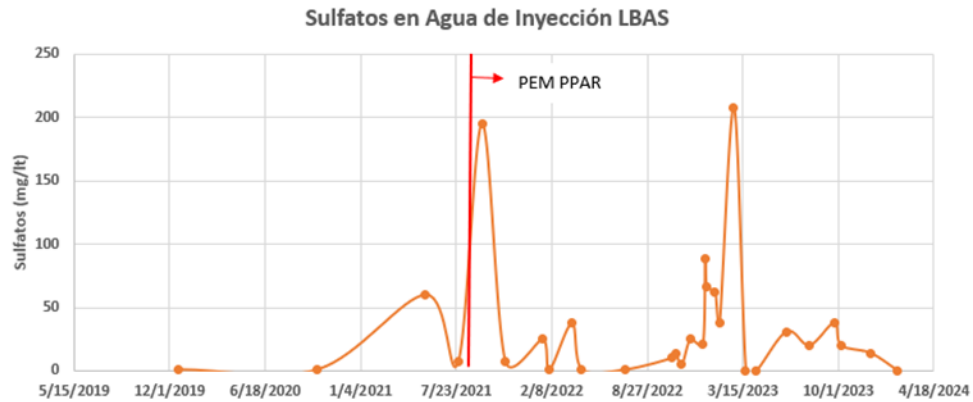


Gráfico 6: Seguimiento histórico de Sólidos Totales en Suspensión en agua (TSS)



Se observa que a partir de la PEM de PSEN la calidad del agua de inyección empeora, aumentando la concentración de hidrocarburo en agua y sólidos totales en suspensión en orden del 500%.

Gráfico 7: Seguimiento histórico de iones Sulfato en agua



Se observa que desde la PEM de los PSEN hay presencia de sulfato en el agua de inyección. Según lo inferido del gráfico, en mayor parte se estima que proviene del agua dulce utilizada para la fractura de los pozos ya que en los últimos meses de producción de los mismos se observa que la concentración de sulfato en el agua de inyección ha disminuido.

Gráfico 8: Seguimiento histórico de bario en agua



Del gráfico se infiere que la concentración de Bario en el agua de inyección era aportada por el fluido Convencional.

5.2. Caracterización del Gas

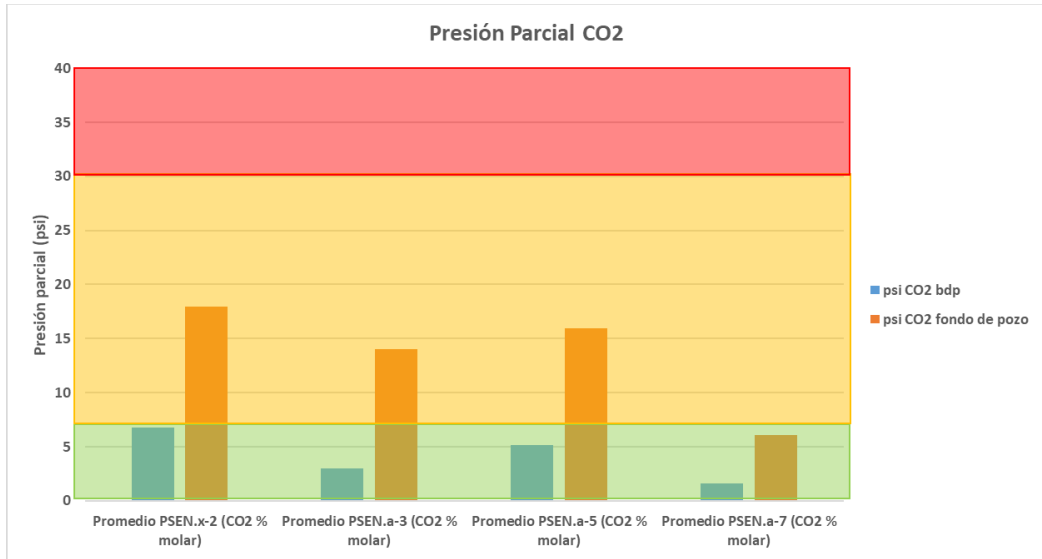
En función de las cromatografías y mediciones de H₂S realizados, se realiza un análisis de variables corrosivas asociadas al fluido de producción.

5.2.1. Valores promedio de CO2 molar en pozos PSEN

Tabla 13: % molar promedio de CO2 en cada pozo

Punto	% molar prom	CO2	psi CO2 bdp	psi CO2 fondo de pozo
Promedio PSEN.x-2 (CO2 % molar)	0.32355	0.00324	7	18
Promedio PSEN.a-3 (CO2 % molar)	0.32503	0.00325	3	14
Promedio PSEN.a-5 (CO2 % molar)	0.30105	0.00301	5	16
Promedio PSEN.a-7 (CO2 % molar)	0.27975	0.00280	2	6

Gráfico 9: Presión Parcial de CO2 para cada pozo



Conclusiones: Para PSEN.x-2, PSEN.a-3 y PSEN.a-5, las presiones parciales de CO2 son mayores a 7 psi en fondo de pozo (considerando la presión de fondo obtenida del primer Gradiente de Presión del pozo, es decir la peor condición – ya que con el pasar del tiempo el pozo se va depletando), por lo que según los límites sugeridos por NACE se define como “corrosión posible por CO2”.

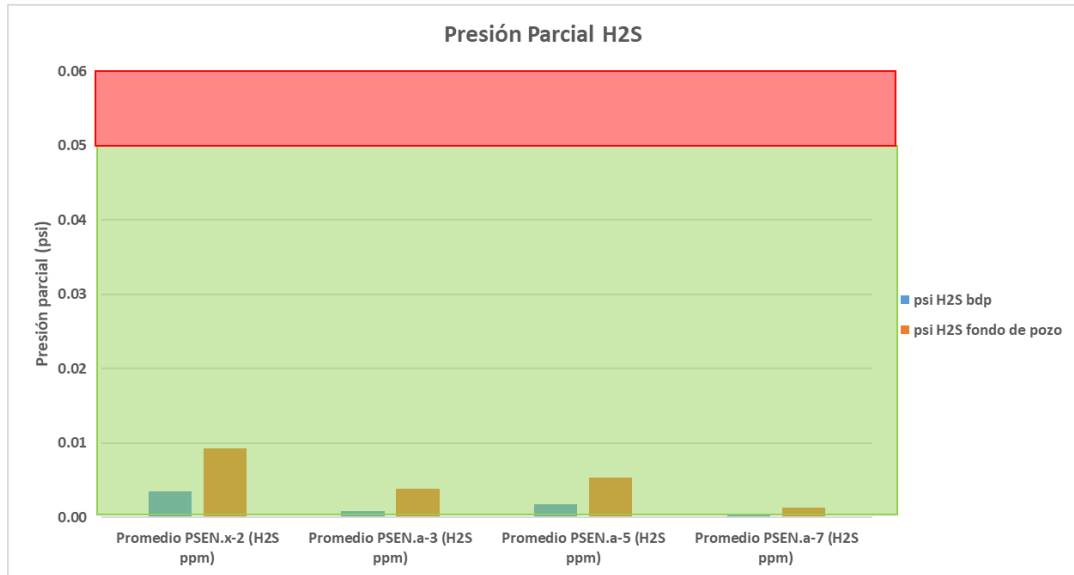
En fondo de pozo para PSEN.a-7 y en bdp (boca de pozo) para todos los pozos, las presiones parciales de CO2 son inferiores a 7 psi, lo que según la NACE define como “corrosión poco probable”.

5.2.2. Valores promedio de H2S molar en pozos PSEN

Tabla 14: % molar promedio de H2S en cada pozo

Punto	% molar prom	H2S	psi H2S bdp	psi H2S fondo de pozo
Promedio PSEN.x-2 (H2S ppm)	1.68	0.00000	0.00	0.01
Promedio PSEN.a-3 (H2S ppm)	0.90	0.00000	0.00	0.00
Promedio PSEN.a-5 (H2S ppm)	1.00	0.00000	0.00	0.01
Promedio PSEN.a-7 (H2S ppm)	0.60	0.00000	0.00	0.00

Gráfico 10: Presión Parcial de H2S para cada pozo



Conclusiones: Para los 4 pozos, al poseer valores bajos de SH2 en gas, las presiones parciales de H2S son menores a 0.05 psi tanto para bdp como para fdp, por lo que según los límites sugeridos por NACE se define como “corrosión posible por H2S”.

5.3. Caracterización del Petróleo:

En la presente sección, se introducirá la caracterización de los fluidos de los pozos Puesto Sentado que se realizaron desde la puesta en marcha de los mismos a la fecha.

5.3.1. CrudePlus

Las muestras analizadas y la fecha de extracción de las mismas son las siguientes:

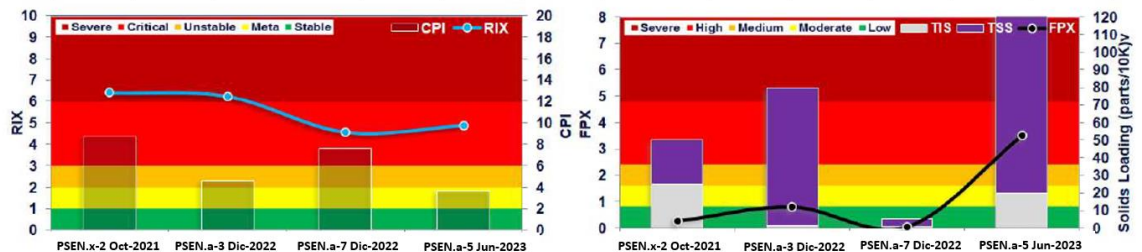
Tabla 15: Muestras tomadas para realización de Crude Plus

Nombre de muestra	Fecha	Sample ID
PSEN.x-2	Octubre-2021	PSEN.x-2 Oct 2021
PSEN.a-3	Diciembre-2022	PSEN.a-3 Dic 2022
PSEN.a-7	Diciembre-2022	PSEN.a-7 Dic 2022
PSEN.a-5	Junio-2023	PSEN.a-5 Jun 2023

Tabla 16: Parámetros obtenidos en Crude Plus

Instability/incompatibility model					Fouling Potential Model			
No.	Sample ID	RIX	CPI	RIX SEVERITY	FPX	TIS	TSS	FPX SEVERITY
1	PSEN.x-2 Oct-2021	6.4	8.7	Severely Unstable	0.3	25	25	High
2	PSEN.a-3 Dic-2022	6.2	4.6	Severely Unstable	0.8	1.5	78.5	High
3	PSEN.a-7 Dic-2022	4.6	7.7	Critically Unstable	0	1	4	Moderate
4	PSEN.a-5 Jun-2023	4.9	3.6	Critically Unstable	3.5	20	350	Severe

Gráfico 11: Parámetros obtenidos en Crude Plus para cada pozo



Las 4 muestras poseen un valor RIX alto, los cuales se encuentran dentro del rango “crítico” y “severo”. En estos rangos, el crudo experimentará lo siguiente:

- Arrastre de sólidos en el petróleo crudo y su posterior acumulación en la interfaz tanto en los equipos de separación como en los equipos de proceso.
- Disminución del tiempo de residencia.
- Aumento de la salinidad debido al arrastre de agua de formación encapsulada en el crudo.
- Aumento potencial de deposición de parafina del crudo.

Por otro lado, la muestra de PSEN.a-5 muestra un valor muy superior en contenido de sólidos inorgánicos (tipo TIS) con riesgo de ensuciamiento severo, al igual que PSEN.x-2. PSEN.a-5 también posee un valor de TSS elevado, lo que genera que los valores de FPX del pozo aumenten, encontrándose dentro de la zona de riesgo crítica. Esto quiere decir que podríamos tener un aumento significativo en las parafinas presentes en el crudo

y su posterior deposición y/o precipitación en Planta. Este último punto, explica también el ensuciamiento observado en el agua de inyección mostrado en el punto 5.1.4.

5.3.2. Contenido de agua y sólidos inorgánicos

Tabla 17: Contenido de agua y sólidos inorgánicos

Muestra	Agua libre (%v/v)	Agua de emulsión (%v/v)	Sólidos inorgánicos (%p/p)
PSEN.x-2	0	1.3	0.2
PSEN.a-3	0	<0.1	0.1
PSEN.a-5	15	10.6	1.7
PSEN.a-7	0	8.4	0.3

Se evidencia que PSEN.a-5 y PSEN.a-7 posee valores de emulsión superiores a los otros.

PSEN.a-5 también posee contenido de sólidos inorgánico marcadamente superior, lo cual valida el primer estudio de Crude Plus realizado en la primer etapa de producción del pozo.

5.3.3. Caracterización de petróleo

Tabla 18: Caracterización de petróleo

Muestra	Densidad @15.5 (g/cm3)	Peso Molecular medio (g/mol)	Viscosidad dinámica @25°C (cP)	% C20+ (%p/p)	Densidad C20+ @15.5 °C (g/cm3)	PMm C20+ (g/mol)
PSEN.x-2	0.8484	218	9.2	51.3	0.9149	458
PSEN.a-3	0.8979	224	6.71	51.6	0.8979	444
PSEN.a-5	0.9213	237	11.7	51.4	0.9213	491
PSEN.a-7	0.9357	248	17.8	58	0.9357	483

5.3.4. Temperatura de escurrimiento

Tabla 19: Caracterización de petróleo

Muestra	Temperatura de escurrimiento (°C)
PSEN.x-2	0
PSEN.a-3	<-6.0
PSEN.a-5	12
PSEN.a-7	15

Se evidencia que los pozos PSEN.a-7 y PSEN.a-5 poseen puntos de escurrimientos más altos.

5.3.5. Contenido de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA)

Tabla 20: Contenido SARA en pozos

Muestra	Saturados (%)	Aromáticos (%)	Resinas (%)	Asfaltenos (%)
PSEN.x-2	58.9	26.1	14.6	0.4
PSEN.a-3	63.2	28.6	8	<0.1
PSEN.a-5	58.3	30.3	11	0.4
PSEN.a-7	59.8	32.8	7.2	0.1

5.3.6. WAT y WDT

5.3.6.1. Determinación experimental por DSC

Tabla 21: Determinación de WAT y WDT por DSC

Muestra	WAT 1 (°C)	WAT 2 (°C)	WAT 3 (°C)	WDTi (°C)	WDT (°C)
PSEN.x-2	25.0	50.1	74.2	20.9	79.3
PSEN.a-3	24.5	50.6	75.1	21.6	79
PSEN.a-5	25.8	50.1	72.5	20.9	79.5
PSEN.a-7	24.1	50.6	71.9	19.9	78.3

Gráfico 11: Curva de calentamiento y enfriando en DSC PSEN.x-2

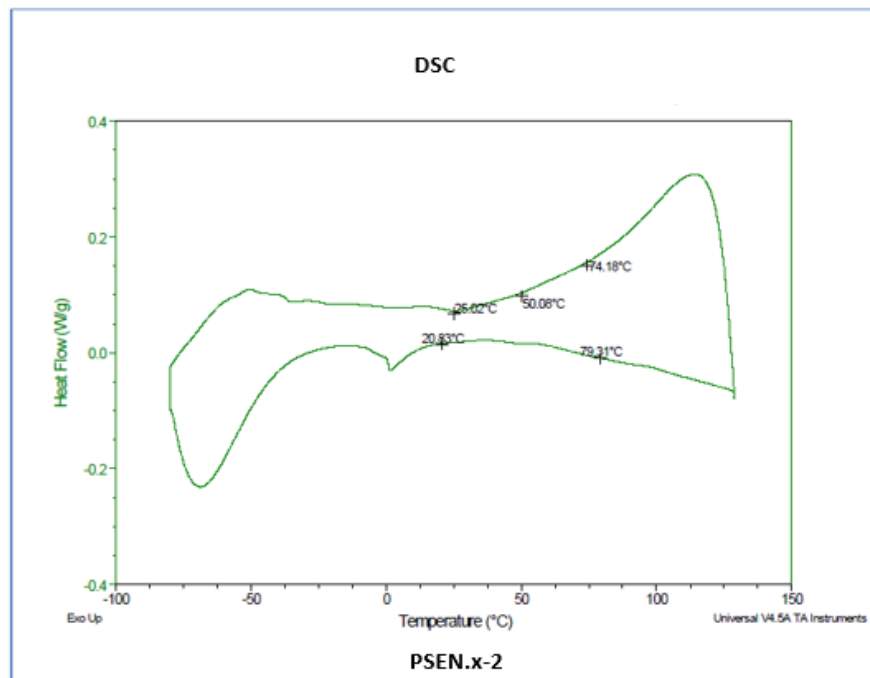


Gráfico 12: Curva de calentamiento y enfriando en DSC PSEN.a-3

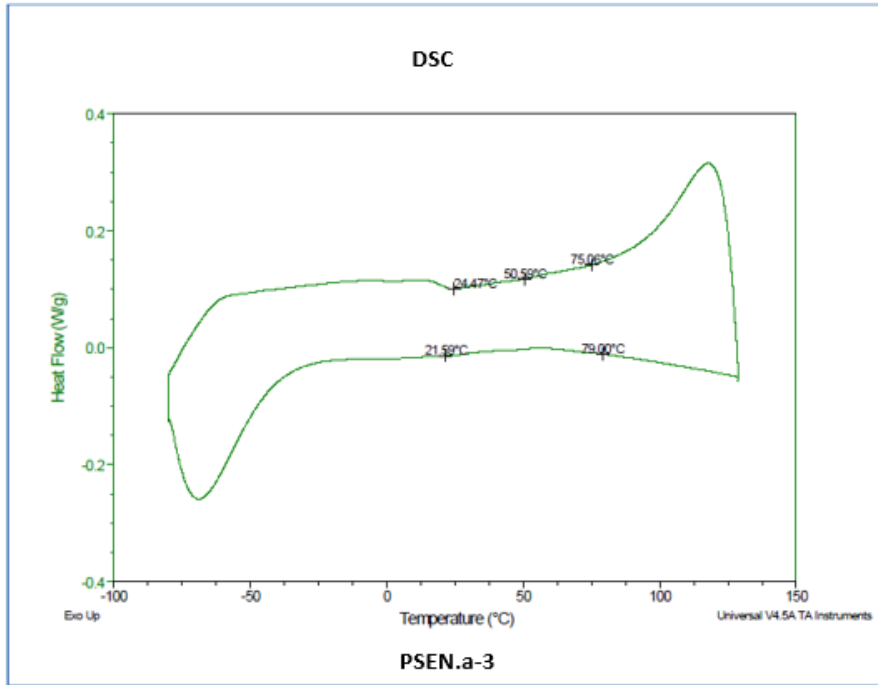


Gráfico 13: Curva de calentamiento y enfriando en DSC PSEN.a-5

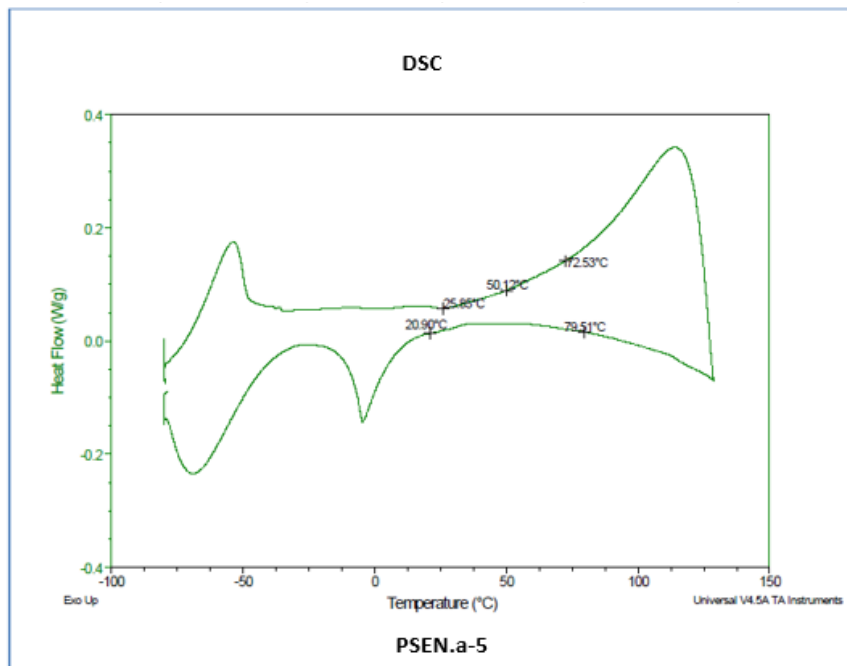
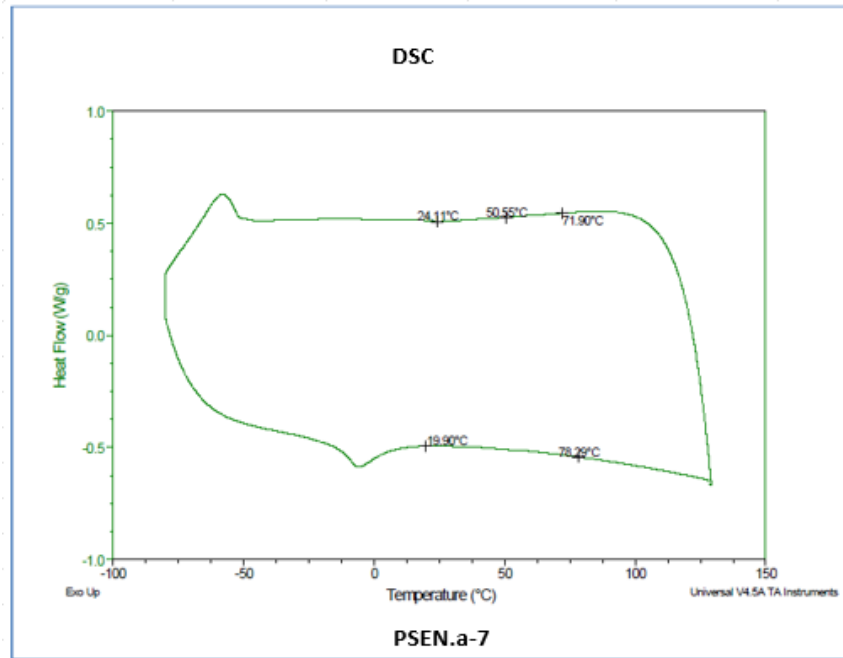


Gráfico 14: Curva de calentamiento y enfriando en DSC PSEN.a-7



Si bien la definición formal de WAT (Wax Appearance Temperature) es temperatura de aparición de parafinas e indica la temperatura a la cual aparece el primer cristal sólido de parafinas, se utilizará la sigla WATx para denotar la presencia de 3 temperaturas características en los termogramas de cada muestra.

Todas las muestras presentan 3 valores de WAT, el primero de ellos WAT1 cercano a los 25°C promedio de mayor preponderancia, el segundo WAT2 rondando los 50°C y por último entre los 72°C y 75°C el WAT3 de menor magnitud y asociado a cristales de componentes de mayores temperaturas de cristalización.

Los valores de WDTi corresponden al comienzo de la fusión de los cristales de parafina, mientras que los valores reportados como WDT corresponden al final de la fusión de la fase sólida presente en la muestra (Wax Dissolution Temperature).

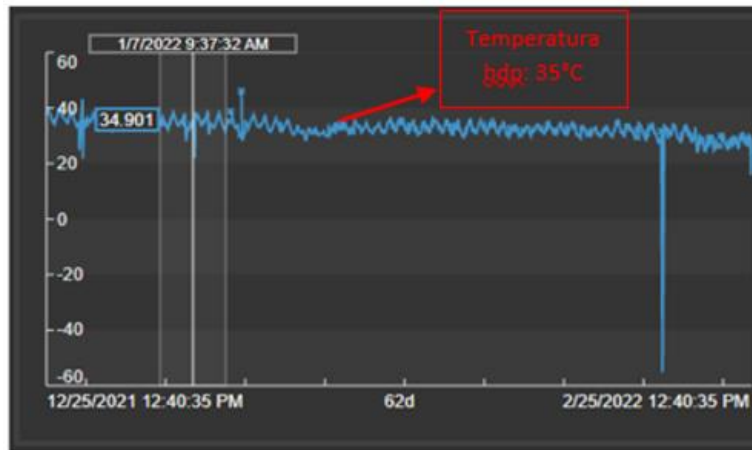
5.3.6.2. Verificación en campo

El 07/01/2022 se realiza apertura y chequeo de CPO (Caja porta orificio) de PSEN.x-2. La temperatura de boca de pozo rondaba los 35°C. Se observa orificio y CPO limpios sin presencia de parafina.

Esquema 2: Fotografía de Caja Porta orificio desarmada sin parafina



Gráfico 15: Print pantalla de monitoreo de temperatura de bdp por telemetría

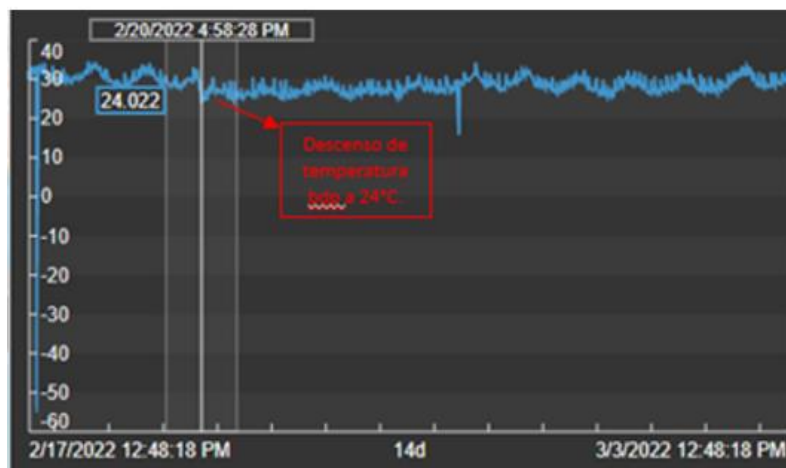


El 25/02/2022 se realiza nuevamente apertura y chequeo de CPO, la temperatura de boca de pozo rondaba los 24°C, viéndose afectada por el descenso de temperatura ambiente. Se detecta, en este último caso, presencia de parafina en la CPO y orificio parcialmente obstruido, verificándose en campo las WAT obtenidas en ese momento experimentalmente.

Esquema 3: Fotografía de Caja Porta orificio desarmada con parafina

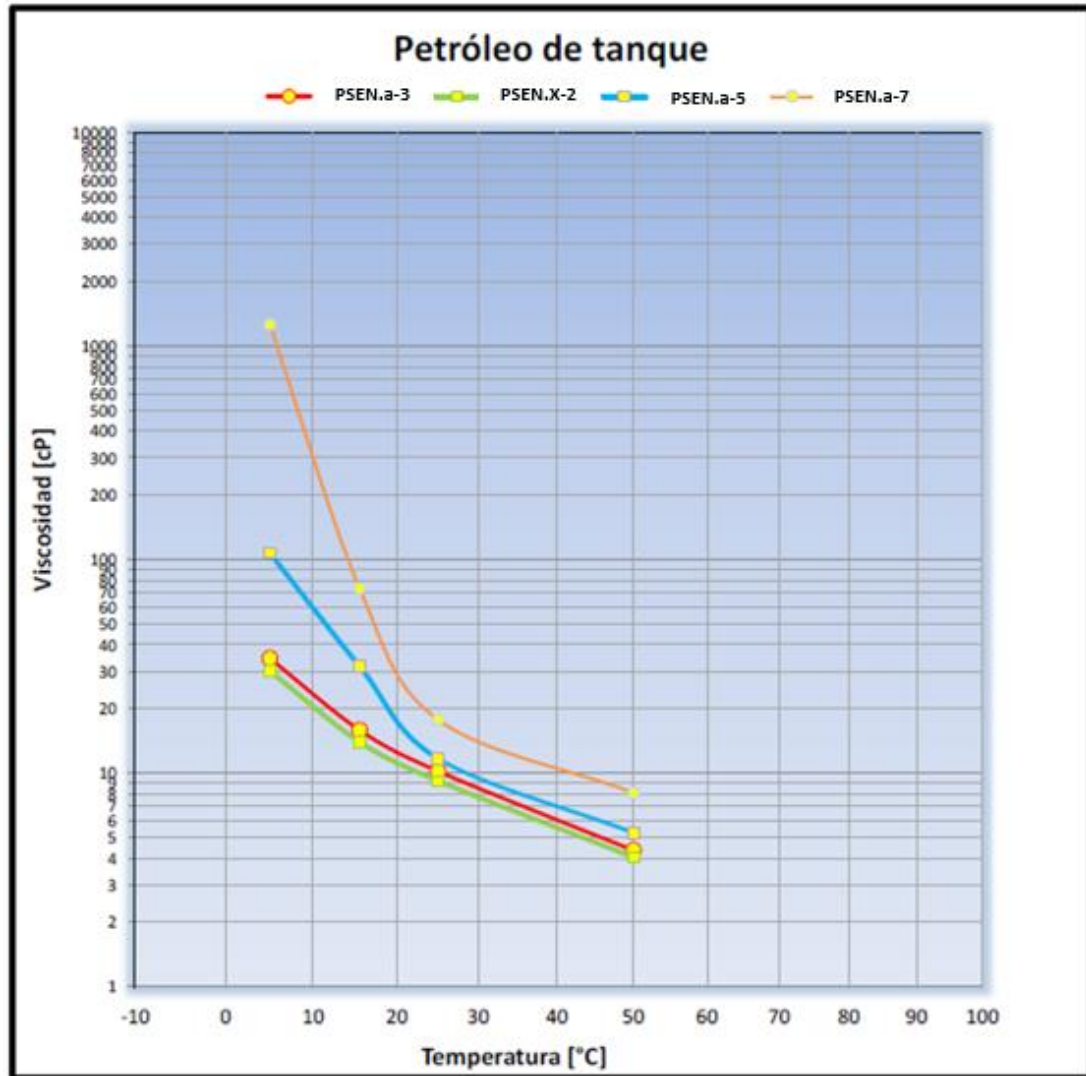


Gráfico 16: Print pantalla de monitoreo de temperatura de bdp por telemetría



5.3.7. Viscosidad dinámica vs temperatura

Gráfico 17: Viscosidad dinámica vs temperatura de pozos PSEN



Se observó que los pozos PSEN.a-5 y PSEN.a-7, exhibían valores de viscosidad mayores respecto a los pozos restantes.

5.3.8. Viscosidad por esfuerzo de corte vs temperatura

A continuación, se observan las curvas de viscosidad por esfuerzo de corte en función de la temperatura de cada uno de los pozos:

Gráfico 19: Viscosidad por esfuerzo de corte en función de la temperatura PSEN.x-2

PSEN.x-2

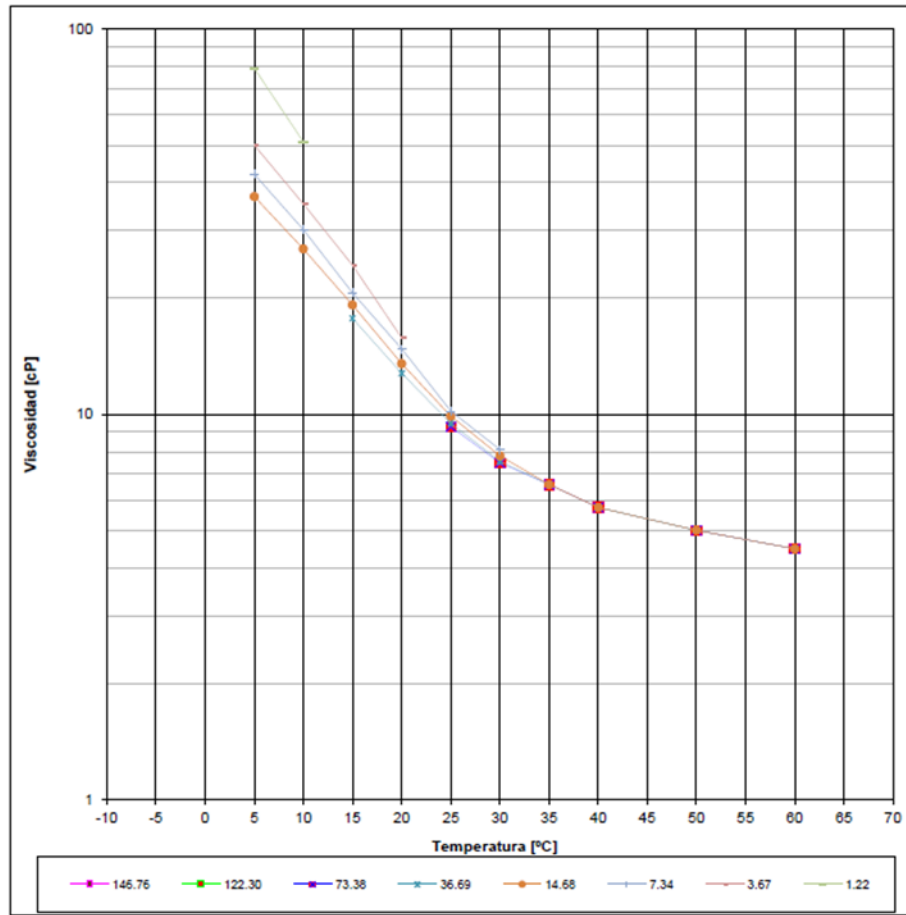


Gráfico 20: Viscosidad por esfuerzo de corte en función de la temperatura
 PSEN.a-3

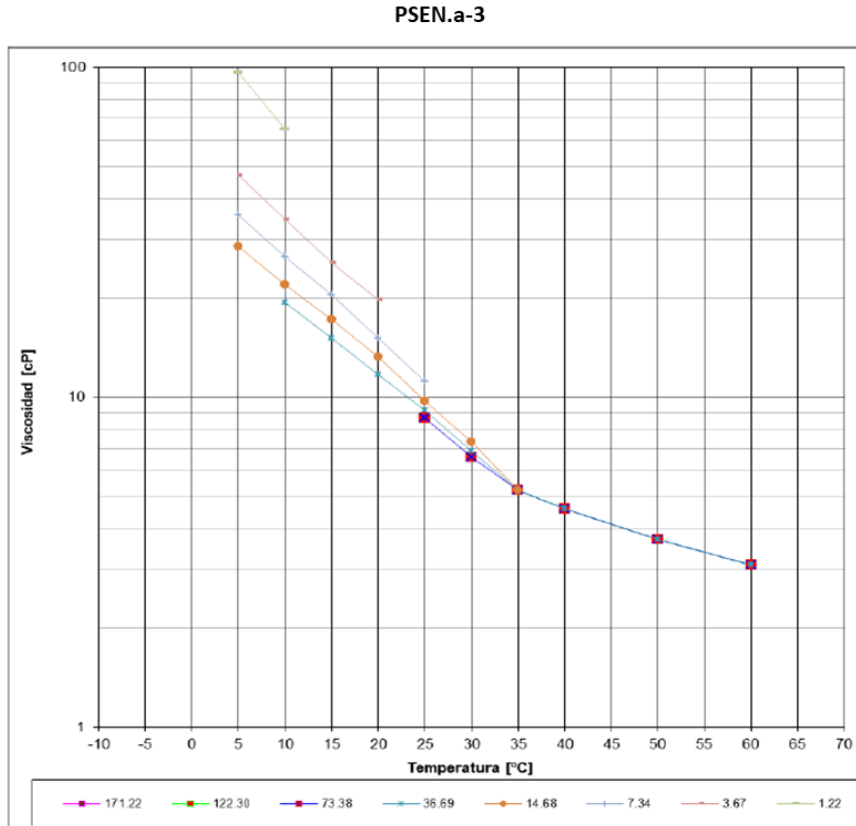


Gráfico 21: Viscosidad por esfuerzo de corte en función de la temperatura PSEN.a-5

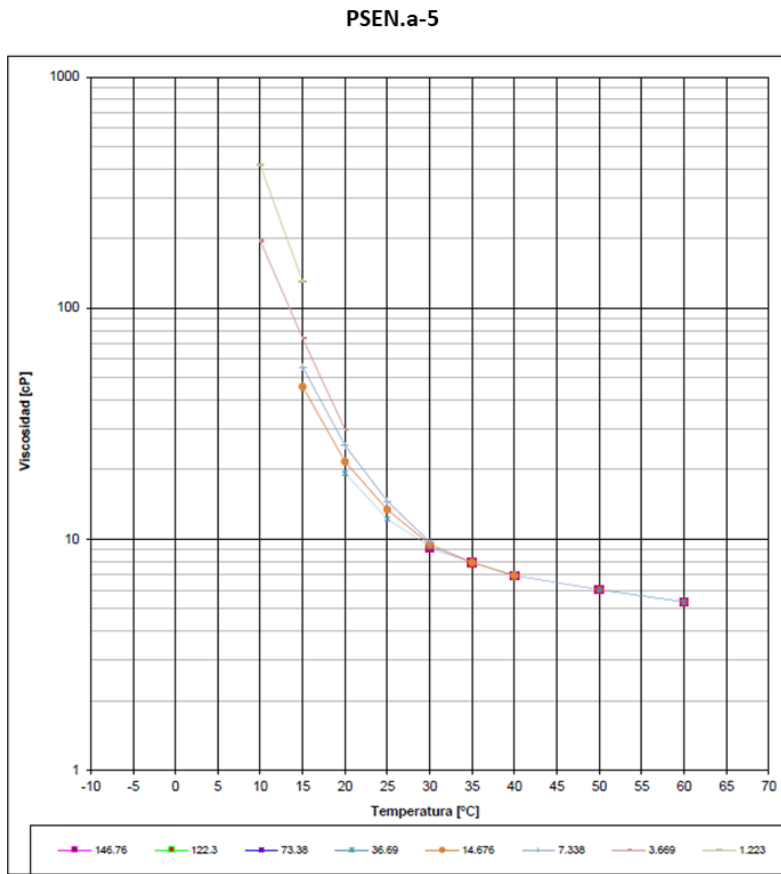
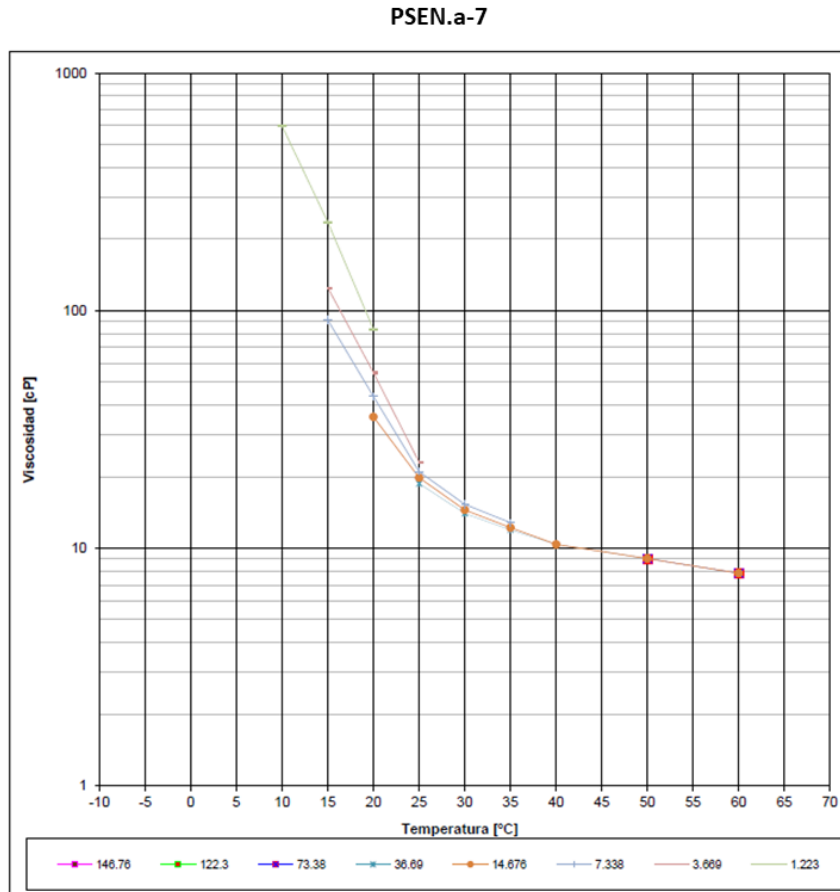


Gráfico 22: Viscosidad por esfuerzo de corte en función de la temperatura
PSEN.a-7



Por arriba de los 40°C, la viscosidad se mantiene constante, siendo independiente del esfuerzo cortante, lo que indica que el fluido se comporta como newtoniano. Debajo de los 40°C, se observa que las muestras presentan un cambio de viscosidad, para una misma temperatura, variando el esfuerzo cortante, lo que indica que el fluido dejó de comportarse como newtoniano. Ésto debido predominantemente a la aparición de cristales de parafina, lo cual permite visualizar lo que se conoce como WAT por viscosimetría (WATv).

Esta WATv no necesariamente representa la temperatura de aparición de los primeros cristales de parafinas en la muestra, si no que puede estar combinado con el crecimiento de cristales preexistentes.

5.3.9. Análisis cromatográficos

5.3.9.1. PSEN.x-2

Tabla 22: Cromatografía líquida de PSEN.x-2

PSEN.x-2		
Composición en masa hasta C20		%Molar
Propano	0.12	0.62
i-Butano	0.07	0.27
Butano	0.36	1.39
i-pentano	0.36	1.13
pentano	0.70	2.17
hexano	0.96	2.57
heptano	3.44	8.07
octanos	4.27	8.97
nonanos	4.32	8.04
decanos	4.25	7.13
undecanos	3.80	5.82
dodecanos	3.57	4.99
tridecanos	3.58	4.60
tetradecanos	3.48	4.12
pentadecanos	3.56	3.88
hexadecanos	3.09	3.13
heptadecanos	2.99	2.83
octadecanos	2.90	2.60
nonadecanos	2.88	2.46
C20+	51.30	25.20
Total	100.00	100.00

5.3.9.2. PSEN.a-3

Tabla 23: Cromatografía líquida de PSEN.a-3

PSEN.a-3		
Composición en masa hasta C20		%Molar
Propano	0.18	0.86
i-Butano	0.11	0.42
Butano	0.55	2.04
i-pentano	0.51	1.52
pentano	0.93	2.78
hexano	2.14	5.51
heptano	3.58	8.07
octanos	4.36	8.81
nonanos	4.19	7.50
decanos	4.01	6.48
undecanos	3.61	5.31
dodecanos	3.29	4.41
tridecanos	3.28	4.05
tetradecanos	3.27	3.73
pentadecanos	3.32	3.48
hexadecanos	2.89	2.82
heptadecanos	2.76	2.52
octadecanos	2.72	2.34
nonadecanos	2.70	2.22
C20+	51.60	25.13
Total	100.00	100.00

5.3.9.3. PSEN.a-5

Tabla 24: Cromatografía líquida de PSEN.a-5

PSEN.a-5		
Composición en masa hasta C20		%Molar
Propano	0.09	0.48
i-Butano	0.05	0.21
Butano	0.27	1.06
i-pentano	0.27	0.87
pentano	0.52	1.67
hexano	1.54	4.23
heptano	3.14	7.55
octanos	4.13	8.91
nonanos	4.13	7.88
decanos	4.08	7.04
undecanos	3.81	5.98
dodecanos	3.53	5.06
tridecanos	3.54	4.67
tetradecanos	3.56	4.32
pentadecanos	3.62	4.06
hexadecanos	3.17	3.30
heptadecanos	3.07	2.99
octadecanos	3.04	2.80
nonadecanos	3.04	2.67
C20+	51.42	24.25
Total	100.00	100.00

5.3.9.4. PSEN.a-7

Tabla 25: Cromatografía líquida de PSEN.a-7

PSEN.a-7		
Composición en masa hasta C20		%Molar
Propano	0.10	0.58
i-Butano	0.05	0.23
Butano	0.26	1.11
i-pentano	0.25	0.84
pentano	0.46	1.59
hexano	1.31	3.86
heptano	2.64	6.82
octanos	3.39	7.88
nonanos	3.44	7.07
decanos	3.44	6.38
undecanos	3.28	5.54
dodecanos	3.08	4.76
tridecanos	3.16	4.49
tetradecanos	3.10	4.05
pentadecanos	3.16	3.81
hexadecanos	2.86	3.20
heptadecanos	2.63	2.75
octadecanos	2.70	2.67
nonadecanos	2.67	2.52
C20+	58.00	29.82
Total	100.00	100.00

En función de las cromatografías líquidas presentadas, se observa que PSEN.a-5 y PSEN.a-7 son los que presentan mayor proporción de hidrocarburos pesados, de moléculas C20 en adelante.

5.3.10. Hallazgos a partir de los ensayos realizados

- Las propiedades reológicas de los pozos PSEN.x-2, PSEN.a-3, PSEN.a-5 y PSEN.a-7 muestran características similares entre ellas, siendo los pozos PSEN.a-5 y PSEN.a-7 los que presentan las viscosidades más altas, los mayores tenores de agua en emulsión (cerca al 10%), junto con temperaturas más elevadas en los puntos de escurrimientos (12°C y 15°C) y mayores porcentajes de hidrocarburos pesados en su composición.
- Los análisis de calorimetría diferencial de barrido (DSC) revelaron tres temperaturas de cristalización características para cada termograma analizado en cada una de las muestras, situando la

WAT de estos crudos por definición en valores entre 72° y 75°C y dos WAT menores. Como se mencionó anteriormente el WAT de mayor preponderancia se sitúa cerca de los 25°C (la temperatura más baja), mientras que los dos restantes tienen menor intensidad y rondan los 50°C y 72/75°C°C respectivamente.

- Se verificó el análisis de benchmarking realizado en el que otras operadoras mencionan la deposición temprana de parafinas a lo largo de las líneas de producción y el proceso.
- Se detectó la necesidad de implementar tratamiento de desemulsionante, inhibidor y dispersante de parafinas, con el objetivo de atenuar las problemáticas mencionadas anteriormente.

5.4. Desarrollo de tecnologías para tratamiento de pozos PSEN

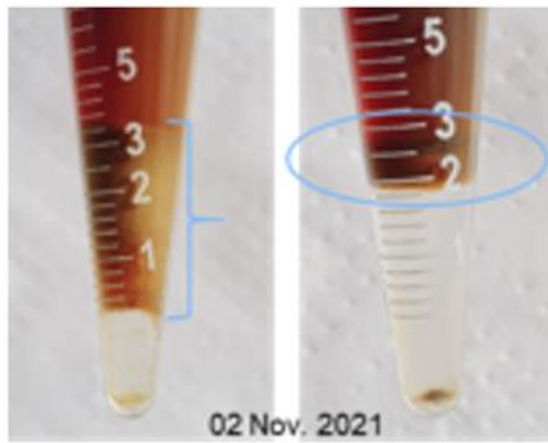
El desarrollo de las tecnologías de tratamiento se realizó con muestras del pozo PSEN.x-2, ya que, al ser exploratorio, fue el primero que se puso en marcha.

5.4.1. Desemulsionante

Con la puesta en marcha de los pozos Puesto Sentado, se evidenció la necesidad de implementar desemulsionante con el objetivo de mejorar la calidad del crudo y así favorecer las lecturas de caudales en los equipos de medición.

Para verificar la performance del desemulsionante, se tomó muestra del crudo de PSEN.x-2, en la cual se detectó 2% de emulsión y 1% de interfase asociada a parafina.

Esquema 4: Fotografía de presencia de BSW en fluido PSEN.x-2

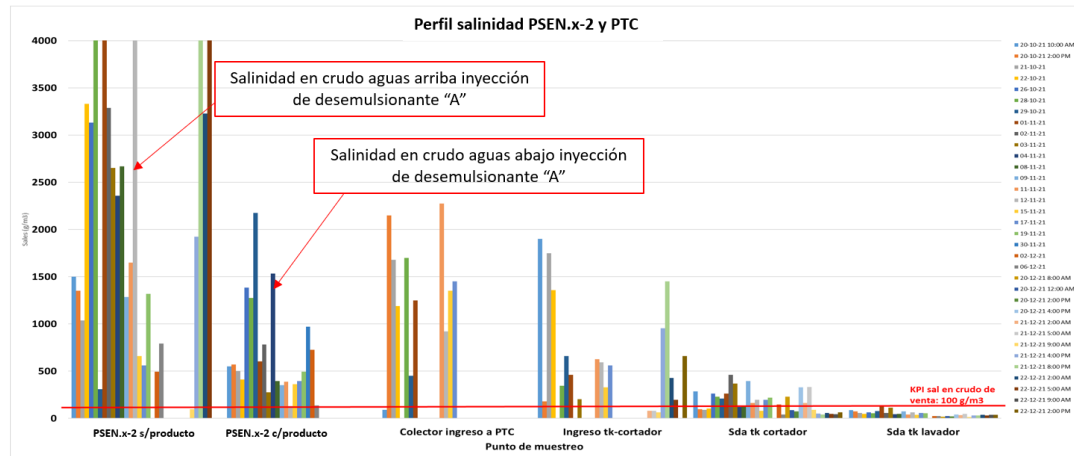


Izquierda: Muestra de PSEN.x-2 con 6% de emulsión. Derecha: muestra con desemulsionante + calentado y centrifugado.

En la imagen del esquema 4, se observa: a la izquierda la muestra (blanco) centrifugada. En el tubo de ensayo de la derecha se colocó desemulsionante A con la muestra calentada y centrifugada. Se evidencia que el producto favorece la separación de fases, mejorando la calidad del petróleo.

En el gráfico 23, se muestra el perfil de salinidad del pozo PSEN.x-2: blanco y con desemulsionante + tks en PTC:

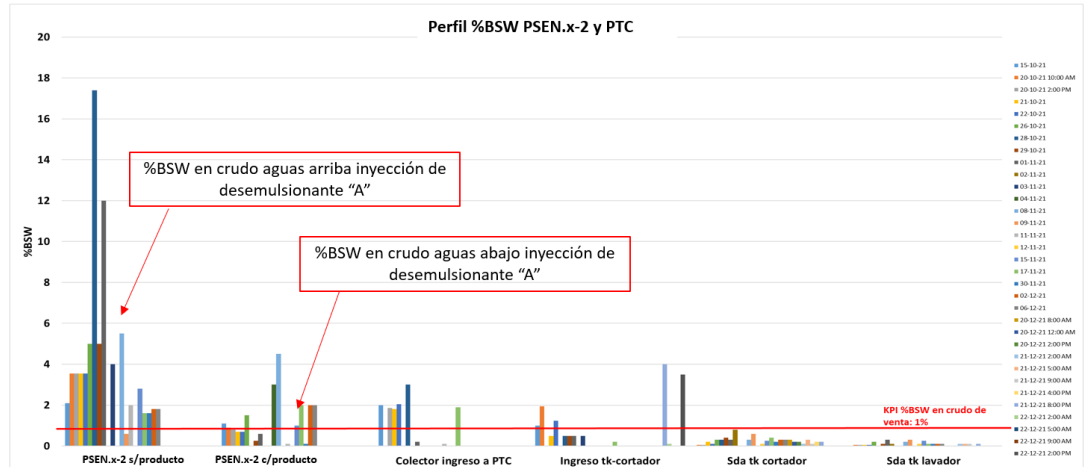
Gráfico 23: Perfil de salinidad PSEN.x-2 con y sin desemulsionante y PTC



Valores promedio de salinidad en crudo:

- CON: 1300 g/m³
- PSEN s/ producto: 3100 g/m³
- PSEN c/ producto: 686 g/m³
- Tk cortador: 644 g/m³
- Tk lavador: 50 g/m³

Gráfico 24: Perfil de %BSW PSEN.x-2 con y sin desemulsionante y PTC



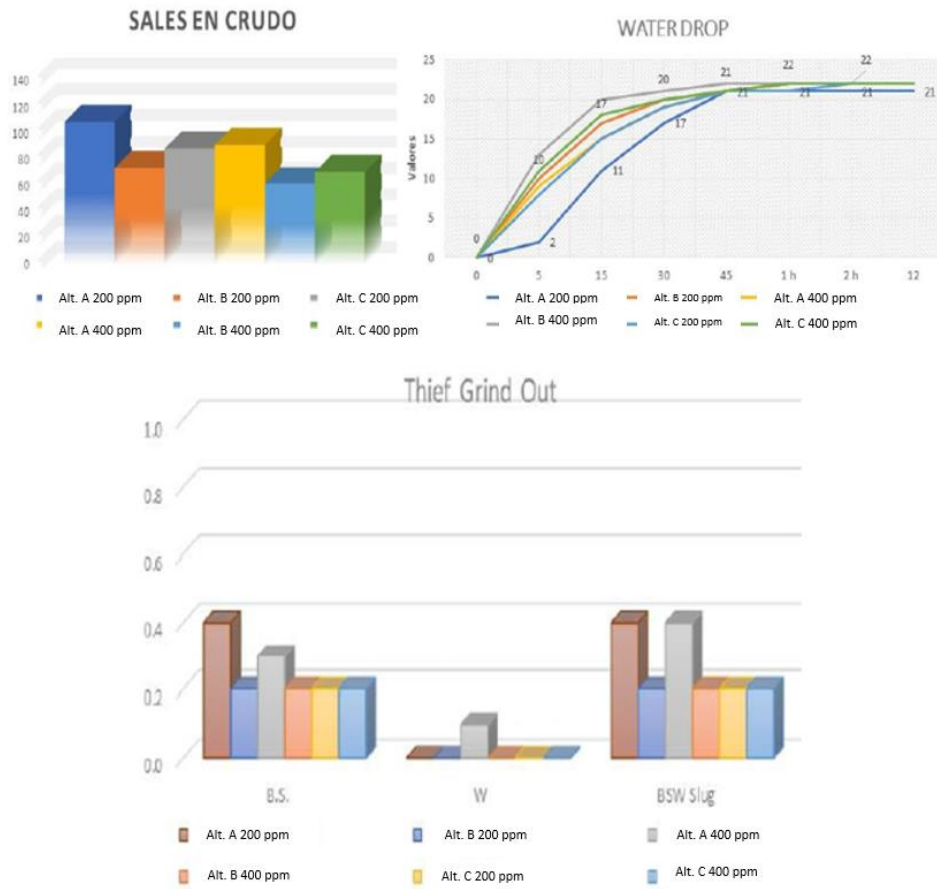
Valores promedio de BSW en crudo:

- CON: 1.2%
- PSEN s/ producto: 4%
- PSEN c/ producto: 1%
- Tk cortador: 0.2%
- Tk lavador: 0.08%

El desemulsionante seleccionado posee buena performance, sin embargo, la empresa proveedora de servicio realizó el desarrollo de una tecnología nueva apta para crudos No Convencionales. Dentro de un amplio abanico de opciones, se seleccionó finalmente el desemulsionante B (Blend #17), el cual permite:

- Mejorar la velocidad de caída de gota: permite mejorar la separación de la fase de agua.
- Mejorar la desalinización del crudo entre el 27% y el 38% respecto del producto propuesto anteriormente.
- Mejorar las características del thief.
- Lograr mejores resultados con menor dosis.

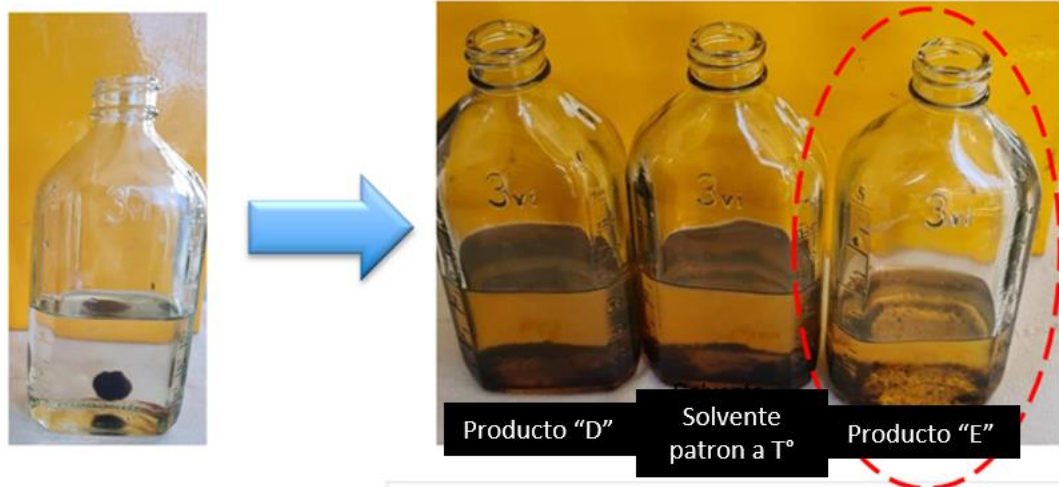
Esquema 5: Eficiencias de deshidratación en las comparativas de productos



5.4.2. Dispersante de parafinas

Para seleccionar el producto se realizó un ensayo de dispersión utilizando una muestra sólida de parafina obtenida del pozo PSEN.x-2. Se ensayaron dos tecnologías solventes:

Esquema 6: Ensayo de dispersión realizado



Se evidenció que el producto “E” demuestra poder disolver correctamente la parafina, sin temperatura. Se observó también, que, en presencia de temperaturas por encima de los 75°C, el depósito se vuelve prácticamente líquido.

5.4.3. Inhibidor de parafinas

El primer ensayo consistió en la evaluación de distintos productos químicos disponibles junto con un blanco. Se realizó un barrido en el equipo “Cold Finger” desde los 0°C hasta los 40°C. La WAT reportada del pozo PSEN.x-2 fue de 27°C.

Tabla 26: % de inhibición de distintas tecnologías inhibidoras de parafinas – primera corrida

Temperatura: 0°C - 40°C		
Producto	Dosis (ppm)	% Inhibición
Blanco	-	-
Alternativa "F"	1200	53
Alternativa "G"	1200	34
Alternativa "H"	1200	25
Alternativa "I"	1200	19
Alternativa "J"	1200	17

Se detectó que las mejores alternativas eran los productos “F” y “G”, cuyas materias primas son importadas.

En el año 2022, por restricciones en la provisión de las mismas y en las importaciones, se realizó un nuevo ensayo que consistió en la evaluación de distintos productos químicos disponibles localmente. Las condiciones de evaluación fueron severas desde el punto de vista térmico, haciendo un barrido desde los -10°C hasta los 35°C.

Tabla 27: % de inhibición de distintas tecnologías inhibidoras de parafinas – segunda corrida

Temperatura: -10°C - 35°C		
Producto	Dosis (ppm)	% Inhibición
Alternativa "F"	2000	53
Alternativa "K"	2000	58
Alternativa "L"	2000	56
Alternativa "G"	3000	47
Alternativa "K"	3000	69
Alternativa "L"	3000	62

Se observó que los productos de mejor eficiencia fueron la alternativa “K” y la alternativa “L”.

5.4.4. Cuadro resumen de productos químicos propuestos

Tabla 28: Cuadro resumen de productos químicos seleccionados

Familia Química	Desemulsionante	Dispersante de parafinas	Inhibidor de parafinas
Producto recomendado	1) Alternativa “B” 2) Alternativa “A”	Alternativa “E”	1) Alternativa “K” 2) Alternativa “C” 3) Alternativa “L” 4) Alternativa “G”

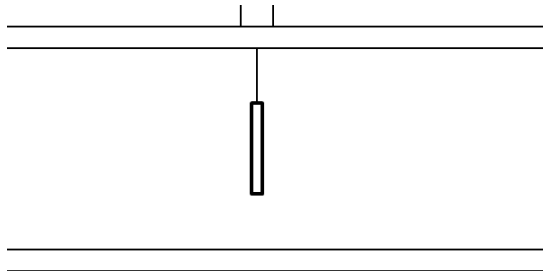
5.4.5. Monitoreo de tratamiento contra parafinas

Se colocaron cupones de incrustación en los puntos más fríos de la línea de conducción de cada PSEN, con la finalidad de monitorear la deposición de parafina, eficiencias de las limpiezas con hotwater y de los tratamientos. A partir de dichas observaciones, se determinó la necesidad de modificar las dosis de aplicación en cada punto siempre en búsqueda de la optimización.

Esquema 7: Fotografía de cupón



Esquema 8: esquema de perfil de cómo queda colocado el cupón en la cañería

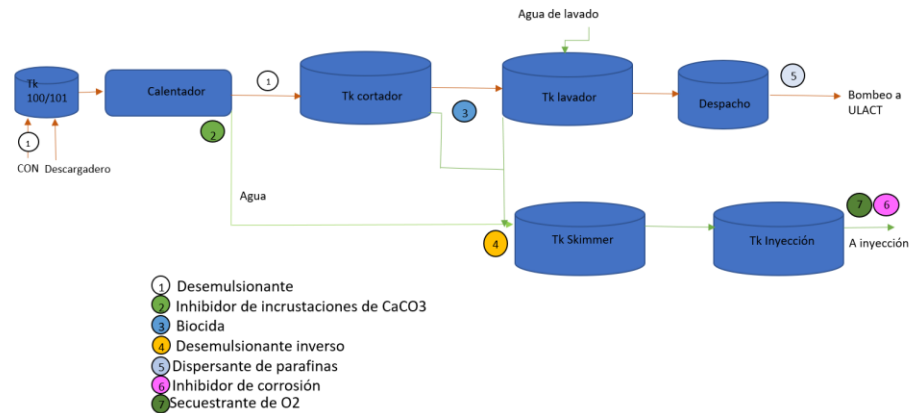


5.5. Modificación de tratamientos en Planta de Tratamiento de Crudo y Planta de Tratamiento de Gas

5.5.1. Tratamientos Químicos antes de PEM PSEN

Esquema 9: esquema de tratamiento en PTC/PTA previo a la PEM de pozos Puesto Sentado

Esquema de tratamiento PTC/PTA – Los Espados



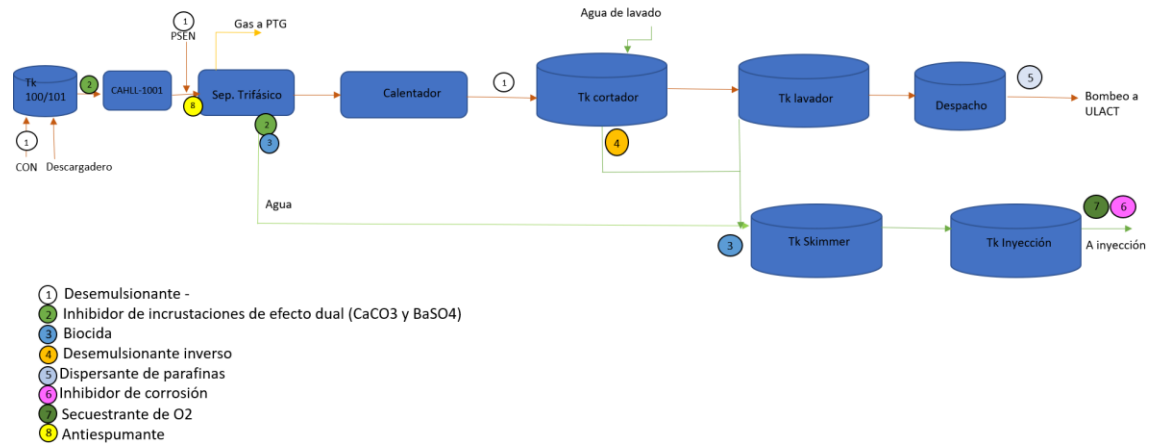
5.5.2. Tratamientos Químicos antes de PEM PSEN

Con el ingreso de PSEN se detectaron las siguientes necesidades:

- Con las modificaciones del proceso, se detectó la necesidad de reubicar los tratamientos ya existentes.
- Se detectó que la corriente de agua de PSEN aporta iones SO₄ mientras que el agua de Convencional aporta iones Ba, por lo que se debió cambiar de inhibidor de incrustaciones de especies Carbonatos a uno de efecto de inhibición dual (CaCO₃ + BaSO₄).
- Se detectó que el mayor ingreso de gas al sistema generaba una baja eficiencia de separación en el Separador trifásico, por lo que fue necesario la implementación de un antiespumante.

Esquema 10: esquema de tratamiento en PTC/PTA posterior a la PEM de pozos Puesto Sentado

Esquema de tratamiento PTC/PTA – Los Espados post-PEM PSEN



6. Conclusiones

- Tal como se mencionó anteriormente, las propiedades reológicas del crudo de los pozos PSEN.x-2, PSEN.a-3, PSEN.a-5 y PSEN.a-7 muestran características similares entre ellas, siendo los pozos PSEN.a-5 y PSEN.a-7 los que presentan las viscosidades más altas, los mayores tenores de agua en emulsión (cerca del 10%), junto con temperaturas más elevadas en los puntos de escurrimientos (12°C y 15°C) y mayores porcentajes de hidrocarburos pesados en su composición.
- Los análisis de calorimetría diferencial de barrido (DSC) revelaron tres temperaturas de cristalización características para cada termograma analizado en cada una de las muestras, situando la WAT de estos crudos por definición en valores entre 72° y 75°C y dos WAT menores. Como se mencionó anteriormente el WAT de mayor preponderancia se sitúa cerca de los 25°C (la temperatura más baja), mientras que los dos restantes tienen menor intensidad y rondan los 50°C y 72/75°C°C respectivamente. Fue posible verificar la WAT de mayor preponderancia en campo.
- Con la potencial problemática de deposición de parafinas verificada mediante ensayos de laboratorio, se logró verificar el análisis de benchmarking realizado en el que otras operadoras mencionaron la deposición temprana de parafinas a lo largo de las líneas de producción y el proceso.
- Se detectó la necesidad de implementar tratamiento de desemulsionante, inhibidor y dispersante de parafinas, con el objetivo de atenuar las problemáticas mencionadas anteriormente. También fue necesario iniciar con la dosificación de un antiespumante

- en la PTG, con el objetivo de mejorar la tensión superficial del gas con el petróleo, favoreciendo de esta manera la separación de ambas corrientes.
- La puesta en marcha de estos pozos No Convencionales obligó a realizar modificaciones en el procesamiento y tratamiento de las Plantas de Tratamiento de Gas y Crudo respectivamente, con el objetivo de aumentar la capacidad de procesamiento y realizar una contribución a la Seguridad Operativa.
 - Se determinó, además, la necesidad de cambiar el tratamiento de inhibidor de incrustaciones presente en la PTC, migrando de uno cuyo objetivo era inhibir CaCO_3 a uno de efecto dual: CaCO_3 y BaSO_4 .

En conclusión, la realización de ensayos en las etapas iniciales de producción de los pozos fueron un factor clave ya que lograron detectar potenciales problemáticas asociadas a los fluidos de los mismos, las cuales lograron ser mitigadas y reducidas con la aplicación de tratamientos químicos. Además, la aplicación de dichos productos favoreció el transporte del crudo y ayudaron con la puesta en especificación del mismo, logrando su venta sin penalidades ni restricciones.

7. Bibliografía utilizada

- Brandt, F. Año 2021. Curso: Tratamiento Químico del Petróleo y Aguas de Formación. Neuquén, Argentina. Bauerberg Klein Training & Consulting.
- Bergero, M. Año 2024. “Caracterización de Crudos y depósitos de parafinas” Informe realizado para Tecpetrol S.A. Buenos Aires, Argentina. Inlab S.A.
- Cortez, F. y Triviño, T. Año 2006. Metodología para el control de parafinas. Neuquén, Argentina. Petrobras Energía S.A.
- Ebner, C.A. Año 2020. Curso: Tratamientos Químicos en los Fluidos de Producción de Yacimientos Maduros de Petróleo y Gas. Neuquén, Argentina. CTI Consultores de Tecnología e Ingeniería.
- Patton, C. Año 2007. Applied Water Technology 3rd Edition. Dallas, Texas. John M. Campbell and Company.
- Penagos, G.O. Año 2011. Control de Parafinas y Asfaltenos. Neuquén, Argentina. GE Water & Process Technologies.