

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y DOSIFICACIÓN DE QUÍMICA  
DEMULSIFICANTE, ANTIESCALA Y ANTICOROSIVA POR  
ARENA EN LOS POZOS DEL ACTIVO CUYABENO.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS**

**OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO**

**DANIEL ANDRÉS BONILLA MUÑOZ**  
danielb2803@hotmail.com

**DIRECTOR: Pablo Andrés Trejo Tapia**  
pablo.trejo@epn.edu.ec

**CODIRECTOR: Ignacio Bladimir Cerón Guerra**  
ignacio.ceron@epn.edu.ec

**Quito, Noviembre 2017**

## **DECLARACIÓN**

Yo Daniel Andrés Bonilla Muñoz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

DANIEL ANDRÉS BONILLA MUÑOZ

## **CERTIFICACIÓN**

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Daniel Andrés Bonilla Muñoz, bajo nuestra supervisión.

Msc. Pablo Andrés Trejo Tapia.  
**DIRECTOR DE TRABAJO**

Msc. Ignacio Bladimir Cerón Guerra  
**CODIRECTOR DE TRABAJO**

## AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios, por brindarme vida durante cada una de las etapas que he permanecido sobre la faz de la tierra.

Quiero agradecer de manera muy especial a mi padre Misael, a mi madre Luz María y a mis herman@s Mónica, Jenny, Silvia y Osvaldo; quienes han estado presentes con su aliento y apoyo durante estos años de carrera. Con sus consejos y sabiduría han sido mis cimientos durante las fases más duras a lo largo de mi vida, permaneciendo perseverantes y ayudándome a alcanzar cada uno de los objetivos con mucho esfuerzo y amor.

Agradezco también a mi familia, este logro no habría sido posible sin la presencia de ellos ya que han sido pieza fundamental para llegar a alcanzar este importante objetivo.

Agradecer de manera especial a Mayra Quintero por la sabiduría y el apoyo incondicional que me ha brindado durante el tiempo que hemos compartido juntos, por el amor, la paciencia, el respeto y la honestidad que siempre han sido los entes reguladores de nuestra relación.

Agradecer al grupo de amigos “Gochons” con quienes compartimos triunfos y derrotas.

Agradecer a todos los maestros que fueron parte de mi vida académica, ya que no solo me brindaron conocimientos sino también impartieron valores éticos y morales que son útiles en la vida profesional y personal.

De manera especial agradezco a los directores de mi trabajo de titulación, Ing. Pablo Andrés Trejo Tapia e Ing. Ignacio Bladimir Cerón, que con la sabiduría de cada uno de ellos, me brindaron orientación para realizar el proyecto.

A la Escuela Politécnica Nacional por brindarme la oportunidad de formar parte de una de las instituciones más grandes del país.

Quiero agradecer también a PETROAMAZONAS EP por el apoyo y la entrega de información para la realización de este proyecto de titulación, para los Ingenieros que conforman el departamento de Control de Químicos del bloque 58 y de manera especial a la Ingeniera Jenny Pacheco que ha sido artífice en la realización del estudio, ya que compartió su tiempo y conocimientos durante el desarrollo del proyecto.

## **DEDICATORIA**

Dedico este logro a mis padres Misael y Luz María que son los cimientos de mi vida, han sabido orientarme por el mejor camino, con sus consejos, sus valores y todo su amor me han enseñado a sobrellevar las adversidades y a disfrutar los triunfos, siempre con humildad y en compañía de los seres queridos. A mis hermanas Mónica y Jenny que me han brindado su amor y compañía incondicional, siempre hemos luchado juntos para buscar el bienestar de toda la familia. A Mayra que me ha brindado su amor incondicional siempre en las buenas y en las malas hemos permanecido juntos gracias a su sabiduría y perseverancia. A mi familia en general que me han apoyado a lo largo de toda la etapa universitaria.

**DANIEL ANDRÉS BONILLA MUÑOZ**

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
DEDICATORIA.....	IV
GLOSARIO.....	VI
RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. METODOLOGÍA.....	9
2.1 Marco Teórico.....	9
2.1.1 Agua de Formación.....	9
2.1.2 Emulsiones.....	10
2.1.3 Corrosión.....	12
2.1.4 Incrustaciones.....	13
2.2 Área de estudio.....	14
2.3 Adquisición de Datos.....	15
2.4 Ensayos de Laboratorio.....	16
2.4.1 Procedimientos para la correcta toma de muestras.....	16
2.4.2 Métodos para determinar las características físico-químicas del agua de formación y del crudo producido.....	19
2.4.3 Pruebas realizadas en el tratamiento de deshidratación de crudo, incrustaciones y corrosión en Petroamazonas EP.....	21
2.5 Procesamiento de datos.....	23
2.5.1 Análisis de Dosificaciones de Químicos Demulsificantes en los Tanques de Lavado.....	23
2.5.2 Análisis de Dosificaciones de Químicos Inhibidores de Incrustaciones.....	31
2.5.3 Análisis de Dosificaciones de Químicos Inhibidores de Corrosión.....	38
3. RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	42
3.1 Optimización de Dosificaciones de Químicos Demulsificantes.....	42
3.2 Optimización de Dosificaciones de Químicos Inhibidores de Incrustaciones.....	44
3.3 Optimización de Dosificaciones de Químicos Inhibidores de Corrosión.....	45
3.4 Análisis de Sensibilidad de Química Aplicada en el Activo Cuyabeno.....	47
4. CONCLUSIONES.....	48
5. RECOMENDACIONES.....	50
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	51
7. ANEXOS.....	55

## GLOSARIO.

**Ácido Etilendiaminotetracético (EDTA):** Reactivo químico utilizado para valorar los iones de calcio y magnesio en muestras de agua de formación.

**American Society of Test Methods (ASTM):** Organización de normas internacionales que desarrolla y publica acuerdos voluntarios de normas técnicas para una amplia gama de materiales, productos, sistemas y servicios. .

**Basic Sediment and Water (BSW):** Corresponde al contenido de agua libre y sedimentos presentes en los hidrocarburos líquidos.

**Barriles de petróleo por día (BPPD):** Cantidad de petróleo producido durante la fase de explotación hidrocarburífero.

**Barriles de agua por día (BAPD):** Cantidad de agua de formación producida durante las actividades de explotación de hidrocarburos.

**Corrosión:** Deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno.

**Demulsificante:** Sustancia química utilizada con el fin de separar dos o más fluidos previamente emulsionados

**Emulsión:** Mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en finas gotas en el otro.

**Índice de Saturación de Langelier (SI):** Indicador que permite conocer si el agua saturada con oxígeno puede dar inicio a la formación de incrustaciones de carbonatos o ser corrosiva

**Inhibir:** Impedir o reprimir la realización o desarrollo de una acción.

**Incrustaciones:** precipitaciones “in situ” de minerales inorgánicos previamente disueltos en el agua.

**The National Association of Corrosion Engineers (NACE):** Organismo mundial encargado del control y regulación de los procesos de corrosión.

**Mils per year penetration (MPY):** Unidad de medida para la tasa de corrosión en un cupón.

**Partes por Millón (PPM):** Unidad de medida de concentración.

**Pounds per Thousand Barrels (PTB):** Unidad de medida del potencial de depositación de  $\text{CaCO}_3$  en fluidos en estado líquido.

**Relación agua petróleo (RAP):** Cantidad de agua producida por barril de petróleo producido.

**Rata o velocidad de corrosión (CR):** Indicador que permite conocer la intensidad con la que se produce el fenómeno de corrosión.

**Víctor Hugo Ruales (VHR):** Campo petrolero del bloque 59 perteneciente al Activo Cuyabeno.

# **ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y DOSIFICACIÓN DE QUÍMICA DEMULSIFICANTE, ANTIESCALA Y ANTICOROSIVA POR ARENA EN LOS POZOS DEL ACTIVO CUYABENO.**

## **RESUMEN**

El tratamiento químico de los fluidos producidos constituye un rubro importante dentro de los costos que implican producir un barril de hidrocarburo bajo las normas de calidad nacionales e internacionales. Es por esto que existe la necesidad de analizar la forma que se realiza las dosificaciones en los tratamientos con el fin de optimizar estos valores y no lleguen a representar costos extras.

Para el presente estudio se hizo el análisis de los tratamientos de deshidratación en los tanques de lavado de las estaciones Cuyabeno, Sansahuari y VHR, con el fin de verificar la eficiencia de los químicos utilizados en un periodo de tiempo; bajo ciertos indicadores como la temperatura, tiempo de residencia, grado API y porcentaje de agua en la descarga del tanque de cada estación

En cuanto al problema de asentamiento de incrustaciones el análisis para la dosificación de químicos inhibidores de incrustaciones, se lo realizó en base a las características físico-químicas del agua de formación en los pozos de estudio CYB-14, CYB-55 y VNTA-01, con el adecuado monitoreo de residuales de fosfonatos en superficie y en conjunto con el programa SCALE SOFTPITZER V12.0 se determinó una adecuada dosificación de químicos antiescalas.

El problema de corrosión se analizó en los pozos CYB-14 y CYB-23, de acuerdo a la composición del agua de formación producida y con especial enfoque en los niveles de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S y a través de herramientas como cupones de corrosión se obtuvo una valoración de la tasa con la que ocurre este fenómeno. El monitoreo de la eficiencia del químico se la realiza a través del control de niveles de hierro en superficie.

Como resultado del análisis del tratamiento de deshidratación se obtuvo que en la estación Cuyabeno, el químico C fue el más óptimo durante su periodo de aplicación, ya que brindó una mayor estabilidad del tanque y con un costo de 0,09 US\$ dólares/barril con una producción de 451 966 barriles/mes. Para la estación Sansahuari el químico de mayor eficiencia fue el químico C con un costo de US\$ 0,24 dólares/barril con una producción promedio de 115 158 barriles/mes. Finalmente en la

estación VHR el químico que presentó mayor eficiencia fue el químico A que tiene un costo de US\$ 0,06 dólares/barril con una producción 175 495 barriles/mes.

Los resultados en el tratamiento de inhibición de incrustaciones determinó que los pozos de estudio tienen una tendencia severa a formar incrustaciones ya que el parámetro PTB se encuentra por arriba de 250, sin embargo la dosificación de químicos inhibidores de incrustaciones es óptima y varía entre 0,3 y 3,5 galones, esto lo comprueban los residuales de fosfonatos que tienen valores entre 15 y 17,8 ppm en los tres últimos meses del estudio.

El tratamiento de corrosión se optimizó en el mes de septiembre con el adecuado control y monitoreo de parámetros como la velocidad de corrosión, que tiene valores de 11,36 mpy y 10,84 mpy en los pozos de estudio CYB-14 Y CYB-23 respectivamente, esta tasa se logró disminuir a 0,65 mpy y 0,25 mpy gracias a dos acciones tomadas como el aumento de la dosis y un bacheo con 15 gal por 12 horas de químico anticorrosivo para aumentar el film protector de las tuberías y equipos. Estos resultados se evidenciaron también en la caída de los niveles de hierro en superficie.

**Palabras Claves:** Sensibilidad, Demulsificante, Antiescalas, Anticorrosión, Tratamiento Químico, Dosificación.

## **ABSTRACT**

The chemical treatment of fluids produced is an important item within the costs of producing a barrel of hydrocarbon under national and international quality standards. This is why there is a need to analyze the way the dosages are performed in treatments in order to optimize these values and do not come to represent extra costs.

For the present study the dehydration treatments were analyzed in the wash tanks of the Cuyabeno, Sansahuari and VHR stations, in order to verify the efficiency of the chemicals used in a period of time; under certain indicators such as temperature, residence time, grade API and percentage of water in the discharge of the tank of each station

As for the scale settlement problem, the analysis for the dosage of scale inhibitors was based on the physico-chemical characteristics of the formation water in the CYB-14, CYB-55 and VNTA-01 study wells, with the adequate monitoring of residual

phosphonates on the surface and in conjunction with the program SCALE SOFTPITZER V12.0 has an adequate dosage of chemical anti-scale.

The corrosion problem was analyzed in wells CYB-14 and CYB-23, according to the composition of the formation water produced and with special focus on CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S levels and through tools such as corrosion coupons that allow to have a valuation of the rate with which this phenomenon occurs. The monitoring of the chemical efficiency is done through the control of surface iron levels.

As a result of the analysis of the treatment of dehydration, it was obtained that in the Cuyabeno station, the chemical C was the most optimum during its period of application, since it provided a greater stability of the tank and with a cost of US\$ 0,09 dollars / barrel with a production of 451 966 barrels / month. For the Sansahuari station the most efficient chemical was the chemical C with a cost of US\$ 0,24 / barrel with an average production of 115 158 barrels / month. Finally in the VHR station the chemical that presented the highest efficiency was the chemical A that has a cost of US\$ 0,06 dollars / barrel with a production of 175 495 barrels / month.

The results in the fouling inhibition treatment determined that the study wells have a severe tendency to form fouling since the PTB parameter is above 250, however the dosage of fouling inhibitors is optimal and varies between 0,3 and 3,5 gallons, this is evidenced by the phosphonate residuals that have values between 15 and 17,8 ppm in the last three months of the study.

The corrosion treatment was optimized in September with the adequate control and monitoring of parameters such as the corrosion rate, which has values of 11,36 mpy and 10,84 mpy in the CYB-14 and CYB-23 study wells respectively, this rate was achieved to decrease to 0,65 mpy and 0,25 mpy thanks to two actions taken as the increase of the dose and a patching with 15 gal for 12 hours of anticorrosive chemical to increase the protective film of pipes and equipment. These results were also evidenced in the fall of surface iron levels.

**Keywords:** Sensitivity, Demulsifying, Antiscalas, Anticorrosion, Chemical Treatment, Dosage.

# 1. INTRODUCCIÓN.

El Activo Cuyabeno al ser uno de los primeros campos que se desarrollaron a lo largo de la historia de la industria petrolera ecuatoriana, está en un estado avanzado de vida productiva. Según un estudio realizado por Petroamazonas EP en el año 2016 se determinó que los campos que conforman principalmente este activo son: Cuyabeno-Sansahuari, Víctor Hugo Ruales (VHR<sup>1</sup>), Blanca, Tipishca-Huaico y Vinita. También incluye el campo Amilcar Espinel Díaz, el cual actualmente no se encuentra en producción.

En el Activo Cuyabeno se han definido los siguientes yacimientos productores mediante análisis de los historiales de producción, aunque no se descarta la inclusión de nuevos yacimientos según se vaya profundizando el conocimiento geológico y productivo de los diferentes campos. Los principales reservorios de los campos mencionados se detallan a continuación:

- Campo Cuyabeno-Sansahuari: Basal Tena, Us, Um, Ui, Ts y Ti.
- Campo Víctor Hugo Ruales: Basal Tena, M2, Us, Um, Ui, Ts y Ti.
- Campo Blanca: Arenisca Tena y M1.
- Campo Tipishca-Huaico: M1, M2, Us, Ui y Ts.
- Campo Vinita: M1 y M2.

Globalmente, con cada barril de petróleo se generan como mínimo tres barriles de agua. Aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 90% del volumen de líquidos que se lleva a la superficie. (Schlumberger, 2004). Actualmente la producción de crudo diaria del activo es de 24 400 BPPD<sup>2</sup>, pero uno de los inconvenientes es la producción de agua que se tiene en estos campos, ya que según los reportes diarios de producción se tiene aproximadamente 96 700 BAPD<sup>3</sup>, representando un porcentaje de BSW del 80%. (Petroamazonas EP., 2016)

El agua producida es considerada un mal necesario, es así que dependiendo de la cantidad que esté involucrada en el proceso de producción de hidrocarburos Navarro J. et al, (2016) la define como “agua buena, aquella que se produce por debajo del

---

<sup>1</sup> Víctor Hugo Ruales (VHR): Campo petrolero del bloque 59 perteneciente al Activo Cuyabeno.

<sup>2</sup> BPPD: Barriles de petróleo por día.

<sup>3</sup> BAPD: Barriles de agua por día.

límite económico de la relación Agua/Petróleo (RAP<sup>4</sup>)” o “agua mala, aquella que se produce por arriba del límite económico de la relación Agua/Petróleo (RAP)”.

El exceso de agua producida representa un pasivo y un costo significativo para las compañías productoras de petróleo y gas. Hoy en día, el mejoramiento de las técnicas de manejo de la producción combinadas con el manejo del ciclo del agua, permite minimizar el volumen de agua llevado a la superficie, convirtiendo el excedente de agua producida de residuo en recurso, mejorando así la rentabilidad, la productividad y el factor de recuperación de hidrocarburos del campo petrolero. (Schlumberger, 2004).

Dentro de los costos de producción se encuentra el tratamiento del fluido producido y como tal debe llevarse a cabo en forma eficiente para que la rentabilidad y costos estén dentro de parámetros aceptables. En muchas ocasiones se ha comprobado que la causa principal de los altos costos de tratamiento en las facilidades de producción se debe a la mala selección de los equipos de tratamiento y debido a una inadecuada dosificación de químicos. (Fierro J, 2006.)

Los costos relacionados con el tratamiento y la eliminación del agua en la superficie varían significativamente, pero prevalecen las estimaciones que oscilan entre US\$ 0,10 y US\$ 2,00 dólares por barril. (Schlumberger, 2004). En la actualidad en El Activo Cuyabeno conformado por los bloques 58 y 59 el tratamiento del barril de agua producida oscila en los US\$ 0,05 dólares por barril, esto considerando un periodo de tiempo desde enero de 2013 hasta junio de 2017. En cuanto al costo del tratamiento del crudo tenemos un aproximado de US\$ 0,17 dólares por barril, en el mismo periodo de tiempo.

El presente estudio se enfoca en el tratamiento del fluido producido en El Activo Cuyabeno con el fin de combatir problemas como corrosión, incrustaciones, y presencia de emulsiones de agua en el crudo, además se realizará un análisis económico en base al rendimiento de varios productos demulsificantes que se han aplicado en las estaciones de tratamiento en un determinado periodo de tiempo.

En el Activo Cuyabeno, actualmente podemos encontrar cuatro estaciones que brindan tratamiento de deshidratación luego de la producción de fluidos, dentro las cuales están Estación Cuyabeno, siendo la de mayor capacidad, Estación Sansahuari, Estación VHR y Estación Tiphisca. El proceso de deshidratación de crudo según

---

<sup>4</sup> RAP: Relación agua petróleo.

Chávez J. et al, (2016) se define como la separación del agua asociada con el petróleo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

La dosificación de demulsificantes se debe llevar a cabo de forma continua y su relación se determina mediante pruebas en laboratorio o campo conocidas como pruebas de botellas, reguladas bajo el método ASTM D-4007 "Método de Prueba Estándar para Agua y Sedimento en Aceite Crudo por el Método de Centrifugación".

Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm<sup>5</sup>, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Para crudos pesados se requiere mayor dosificación que los crudos ligeros. De acuerdo a los resultados obtenidos, serán consideradas como aprobatorias las muestras que cumplan con los parámetros de calidad de 0,5% como máximo de BSW<sup>6</sup>. (Ospino D. 2009)

Determinar la dosificación óptima del agente demulsificante permite disminuir costos, para el estudio se han manejado una serie de químicos en un lapso de tiempo por lo cual se buscará el mejor agente inyectado, en base a su estabilidad cumpliendo la función y el ahorro económico que se pueda producir. Además se busca prevenir la formación de una emulsión inversa por el exceso de demulsificante aplicado. (Ospino D. 2009).

El tratamiento anticorrosivo que se realiza en los pozos del Activo Cuyabeno se lo lleva a cabo mediante inyección de químicos por capilares o recirculación, con el fin de proteger los equipos que forman parte de la completación del pozo así como en superficie, evitando así el incremento en los costos de producción.

Globalmente se tiene diversos métodos para controlar o prevenir la corrosión en sistemas de manejo de agua. Estos pueden clasificarse en seis categorías generales: Alteración de la composición del material, alteración de la composición del electrolito, alteración física del sistema, aislamiento del metal del electrolito, inhibidores químicos y protección catódica. (Patton C. 1991). En el Activo Cuyabeno se ha optado por el tratamiento mediante químicos para combatir la corrosión, utilizando pruebas de cupones como medio de monitoreo además del control de diferentes iones como hierros o manganesos en superficie.

---

<sup>5</sup> Partes por Millón PPM: Unidad de medida de concentración.

<sup>6</sup> Basic Sediment and Water (BSW): Corresponde al contenido de agua libre y sedimentos presentes en los hidrocarburos líquidos.

En el Activo Cuyabeno como parte del tratamiento químico que se está aplicando se tiene la dosificación de agentes inhibidores de incrustaciones. La Inyección de químicos en forma continua a través de capilar además de restituir y mantener la producción de petróleo, ha manifestado otras grandes ventajas disminuyendo los costos asociados a la producción de petróleo. (Nava J. et al, 2012).

Uno de los principales productos que se ha utilizado para combatir la formación de incrustaciones a lo largo del desarrollo de la industria petrolera es el ácido etilendiaminotetracético (EDTA<sup>7</sup>), hoy en día este tipo de tratamiento resulta más costoso y requiere mayor tiempo para su funcionamiento que el que se podría alcanzar con el uso del ácido clorhídrico, el cual cumple de manera más eficiente el objetivo principal que es la remoción de incrustaciones. (Schulumberger, 2010)

Existen estudios acerca de la formación de incrustaciones que permiten conocer la tendencia a la formación de escalas y la cantidad de depósitos al que es susceptible un sistema sin un tratamiento químico adecuado. Es así que mediante el índice de saturación (SI<sup>8</sup>) de Langelier podemos conocer si el agua saturada con oxígeno puede dar inicio a la formación de incrustaciones de carbonatos o ser corrosiva. (Patton C. 1991)

Actualmente en el tratamiento realizado en los campos del Activo Cuyabeno se basan en el Método de Langelier combinado con Stiff y Davis para obtener un criterio en cuanto a la formación de incrustaciones, es así que de acuerdo a la cantidad de sólidos depositados (PTB<sup>9</sup>) se puede obtener un criterio de clasificación. (Patton C. 1991)

Además de determinar la tendencia del agua de formación de cada pozo, es necesario realizar diferentes pruebas de laboratorio que permitan tener de forma más precisa parámetros que ayuden a la dosificación óptima de químicos antiescalas. Las pruebas de “Limpieza de cupones de incrustaciones y cálculo de la tasa de depósito” que está regulada bajo las normas internacionales y que forman parte del grupo de procedimientos aplicados por Petramazonas EP en sus laboratorios, nos permitirán

---

<sup>7</sup> Ácido Etilendiaminotetracético (EDTA): Reactivo utilizado para valorar los iones de calcio y magnesio en muestras de agua.

<sup>8</sup> SI: Índice de Saturación de Langelier

<sup>9</sup> Pounds per Thousand Barrels (PTB): Unidad de medida del potencial de depositación de CaCO<sub>3</sub> en fluidos en estado líquido.

mediante el contacto del cupón con el fluido producido ubicado en puntos estratégicos, conocer el estado de los equipos y predecir algún tipo de daño en caso de no combatir con un tratamiento químico adecuado.

Mediante el análisis de los historiales de pruebas y dosificaciones que se ha venido realizando por parte de Petroamazonas EP y empresas privadas en el Activo Cuyabeno se podrá caracterizar las propiedades del agua de formación producida en los pozos así como optimizar la manera de dosificar los químicos inhibidores de incrustaciones, inhibidores de corrosión y demulsificantes que se van a inyectar en los pozos o líneas de producción. Para una posterior evaluación de los resultados obtenidos durante la realización de estos procesos.

## **2. METODOLOGÍA.**

### **2.1 Marco Teórico.**

#### **2.1.1 Agua de Formación**

Mancilla R. et al. (2012), considera al agua de formación como el agua que puede ser obtenida en superficie a través de los pozos de petróleo y/o gas desde la formación de interés, la que posee ciertas propiedades físico químicas que dependen de los procesos al que ha sido sometida in situ por el medio ambiente.

En lo que respecta a la composición y propiedades del agua de formación, depende de ciertos factores como el ambiente depositacional, la mineralogía de la formación, el historial de presión y temperatura y el influjo o migración de los fluidos. Hay que tener en cuenta que las propiedades y composición del agua de formación varían conforme se va produciendo el yacimiento, ya que pueden ser sustituidas por nuevas aguas debido a la migración. Al estar formada el agua por una serie de cationes, aniones y gases disueltos en la misma, puede llegar a tener una tendencia corrosiva o incrustante. (Schlumberger, 2011.)

En cuanto a beneficios que presenta el agua de formación tenemos que su movimiento en el reservorio estimula el desplazamiento del hidrocarburo, afectando de forma positiva el barrido vertical y areal, determinando así el factor de recuperación de crudo de un campo. (Mancilla R. et al, 2012). Por otro lado la producción en exceso de agua ocasiona problemas como disminución de la producción de crudo, saturación de los sistemas de tratamientos de agua y daño a los equipos por efectos de la corrosión e incrustaciones. (Navarro J. et al, 2016)

Existen parámetros del agua como la temperatura, color, sabor y olor, turbidez, potencial de hidrógenos, grasas y aceites, sólidos, salinidad, dureza, conductividad, oxígeno disuelto y demanda total de oxígeno, que nos permiten caracterizar el agua producida cuando se realiza una evaluación de su estado inicial, estos procedimientos deben ser realizados bajo las normas internacionales ASTM<sup>10</sup> e incluidos como mínimo en cualquier programa de monitoreo con el fin de aplicar un tratamiento adecuado a la misma, mejorando la calidad de aguas provenientes de la industria de hidrocarburos. (Navarro J. et al, 2016).

---

<sup>10</sup> ASTM: American Society of Test Methods.

## **2.1.2 Emulsiones.**

Para Ospino, (2009) una emulsión es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en finas gotas en el otro. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa. En los campos petroleros las emulsiones se clasifican en tres grupos: Emulsión de agua en aceite (W/O) o emulsión directa, emulsión de aceite en agua (O/W) o emulsiones inversas y emulsiones múltiples o complejas (O/W/O o W/O/W).

Por lo general, se requieren tres pasos básicos para separar una emulsión formada por crudo y agua; 1. Desestabilización mediante calor o compuestos químicos, 2. Coalescencia a través de la atracción de gotas formando una de mayor tamaño, 3. Separación por gravedad luego de un periodo de asentamiento se separan por diferencia de gravedades. (Smith H., 1987). Los agentes químicos demulsificantes son los que permiten que estos tres pasos mencionados se realicen con éxito.

### **2.1.2.1 Parámetros que afectan a las emulsiones.**

Existe una diversidad de parámetros que afectan a las emulsiones, estos parámetros son: temperatura, diferencia de viscosidades entre las fases, grado API, velocidad del flujo del fluido, tamaño y concentración de partículas finas, tamaño de las gotas, salinidad del agua, aromaticidad del hidrocarburo, pH de la fase acuosa, eficiencia de los químicos demulsificantes, tiempo del accionar de los químicos y demás parámetros que se detallan en el anexo 1. (Figueroa V., 2009.)

El presente estudio se enfocará en el análisis de parámetros como la temperatura, tiempo de residencia del químico, grado API y eficiencia de los químicos demulsificantes.

#### **2.1.2.1.1 Temperatura.**

Mediante la suministración de calor al sistema de separación de emulsiones las gotas de agua se expanden debido al aumento del movimiento molecular y la película que rodea a éstas se rompe o reduce su resistencia; asimismo la viscosidad del aceite se abate, y por la ley de Stokes se produce el asentamiento más rápido de las partículas acuosas. (Figueroa V., 2009.)

### 2.1.2.1.2 Los tiempos de residencia y demulsificación.

Es el tiempo que puede requerir la separación de las emulsiones bajo el accionar de los químicos demulsificantes, en los tanques de lavado, este puede variar desde segundos hasta horas, incluso días. Existe un "tiempo teórico" que se obtiene de dividir la capacidad del tanque de tratamiento por el caudal y existe también un "tiempo real o efectivo". Esto se debe a que la emulsión (o cualquier otro fluido) sigue un camino de menor resistencia al flujo lo cual resulta en una modificación del tiempo de residencia "teórico". La diferencia entre ambos tiempos depende del diseño interior del equipo de tratamiento. (G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S. R. L., 2014)

### 2.1.2.1.3 Grado API.

El grado API juega un papel importante en la cantidad de agua emulsionada, que varía ampliamente desde 1 a 60 % en volumen. En los crudos medianos y livianos (>20 °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados y extrapesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua. (Marfisi S. y Salager J., 2004)

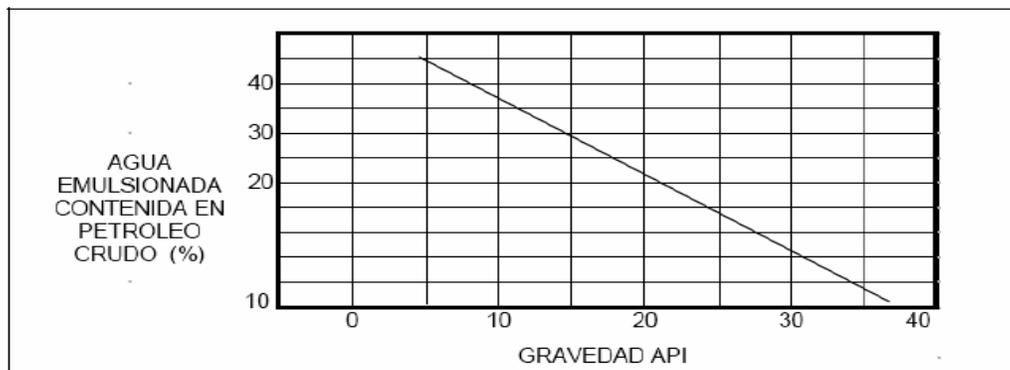


Figura 1. Estimación de agua emulsionada en el crudo. Fuente: Galvis Y., 2007.

### 2.1.2.1.4 Efectividad del Demulsificante.

Debido a que cada emulsión se puede llevar a cabo de diferente manera; se requiere tratar la emulsión con un producto en específico y reposo temporal (asentamiento por gravedad) provocando que las gotas de la fase dispersa se unan. (Figuroa V., 2009.)

### 2.1.3 Corrosión.

NACE<sup>11</sup> International (2004) define a la corrosión como “el deterioro de una sustancia (usualmente un metal) o sus propiedades debido a la reacción con su medio ambiente”, además afirma que es un proceso electroquímico. Esto significa que la corriente eléctrica fluye durante el proceso de corrosión y debe existir una fuerza impulsora, o una fuente de voltaje y un circuito eléctrico completo. En la industria petrolera el agua tratada en los campos presenta una afinidad muy alta a la corrosión por bacterias, por gases ácidos o erosión por sólidos suspendidos, generando con ello grandes costos por mantenimiento y reposición de equipos y tuberías. (Agurto E. 2012)

#### 2.1.3.1 Parámetros que permiten el análisis de la corrosión.

Dentro del proceso de corrosión existen agentes promotores como bacterias, gases ácidos, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y como principal agente el oxígeno. El grado de afectación a los equipos como producto de la corrosión está dado por la velocidad de corrosión y la solubilidad de los productos de corrosión en el agua. (Agurto E. 2012.).

##### 2.1.3.1.1 Velocidad de Corrosión.

Se define a la velocidad de corrosión (CR<sup>12</sup>) como la pérdida de peso de los materiales en un determinado intervalo de tiempo, se mide en unidades de milímetros por año (mpy<sup>13</sup>). Existe un rango según NACE International (2004) que permite tener un criterio acerca del proceso de corrosión basado en la velocidad con la que pueda ocurrir este proceso. Se tiene corrosión controlada cuando mpy es menor a 1, de 1 a 4,9 la corrosión es moderada, de 5 a 10 la corrosión es severa y se tiene corrosión muy severa cuando mpy es mayor a 10. Se emplea la ecuación 1 para determinar la velocidad de corrosión en milésimas de pulgada por año (mpy):

$$CR = \frac{22,3 * Pérdida de peso (mg)}{Densidad \left( \frac{g}{cm^3} \right) * Área expuesta(A) * Tiempo (días)} (mpy) \quad Ec. 1$$

<sup>11</sup> The National Association of Corrosion Engineers (NACE): Organismo mundial encargado del control y regulación de los procesos de corrosión.

<sup>12</sup> CR: Rata o velocidad de corrosión.

<sup>13</sup> Mils per year penetration (MPY): Unidad de medida para la tasa de corrosión en un cupón.

Tabla 1. Variación de la constante al calcular la CR en diferentes unidades.

<b>Velocidad de Corrosión Deseada</b>		
Unidad CR	Área de unidad (A)	Constante por 22,3
Mmy	<i>pulg<sup>2</sup></i>	566
Mpy	<i>cm<sup>2</sup></i>	143,7
mmy	<i>cm<sup>2</sup></i>	3,65

Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Méndez J. 2010.

### **2.1.4 Incrustaciones.**

Larrea A. (2009) define a las incrustaciones como las *precipitaciones "in situ"* de minerales inorgánicos previamente disueltos en el agua. Los principales problemas causados por la formación de incrustaciones son: reducción de la producción de petróleo, taponamiento del pozo, reducción de la capacidad de transporte de tuberías, impedancia de transferencia de calor, aumento de los riesgos de seguridad operacional y principalmente aumentos en los costos operativos. (Nalco/Exxon Energy Chemicals, L.P. 1997)

La solubilidad juega un papel importante dentro de la formación de incrustaciones es así que Fierro J. (2006) define a la solubilidad como la cantidad limitante de un soluto que puede ser disuelto en un solvente bajo determinadas condiciones físicas. El agua tiene una capacidad limitada para mantener estos compuestos en solución, y el cambio de condiciones de presión y temperatura puede hacer que los compuestos se precipiten en la solución como sólidos, lo que conlleva a la inminente formación de incrustaciones.

#### **2.1.4.1 Parámetros que permiten el análisis de incrustaciones.**

A través del conocimiento de ciertos parámetros como el índice de Saturación de Langelier y Stiff & Davies, los cuales se encargan de relacionar las diferentes concentraciones de óxidos presentes en el agua de formación bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, se puede determinar la tendencia a formar incrustaciones dentro de un sistema.

#### **2.1.4.1.1 Índice de saturación (SI<sup>14</sup>) de Langelier.**

Permite conocer si el agua saturada con oxígeno puede dar inicio a la formación de incrustaciones de carbonatos o ser corrosiva. El SI surge de relacionar el pH real del agua con el pH de agua saturada con carbonato de calcio, obteniéndose este último a partir de dos constantes empíricas y las concentraciones de calcio, bicarbonatos y carbonatos del agua. Si SI es mayor a 0 entonces tiene tendencia a ser incrustante, si es negativo el SI tiene tendencia corrosiva. (Patton C. 1991)

#### **2.1.4.1.2 Método de Stiff y Davis**

Conjuntamente con F. Valone y K. Skillern, desarrollaron un indicador que permite obtener un criterio en cuanto a la formación de incrustaciones, el cual se basa en la cantidad de sólidos depositados (PTB), es así que para un PTB menor a 0 no se tiene incrustaciones, cuando PTB está entre 0 y 100 el criterio es leve, cuando se tiene un PTB entre 100 y 250 el criterio es moderado y finalmente cuando los PTB son mayores a 225 se tiene un criterio severo. El rango de cálculo es 0-800 ppm de TDS y 0-90°C. (Patton C. 1991).

## **2.2 Área de estudio.**

Se consideraron las Estaciones Cuyabeno, Sansahuari y VHR como área de estudio para evaluar la dosificación y rendimiento del mejor químico demulsificante aplicado, esto debido a los diferentes problemas que se presentaron tanto de inestabilidad del porcentaje de BSW así como de sobresaturación de químico en los tanques de lavado.

Dentro del bloque de la planta de deshidratación tenemos los Tanques de Lavado y de Surgencia, los cuales permiten que por medio del accionar de la gravedad y de la inyección de químicos, principalmente demulsificantes, se produzca la separación de agua del crudo, alcanzando el parámetro de calidad requerido, (menor al 0.5% de BS&W), para esto es importante tener en consideración valores de temperatura y tiempos de residencia. (Montoya C, 2013.).

En la tabla 2 se puede observar la capacidad de los tanques de lavado, las cuales son utilizadas para determinar el tiempo de residencia teórico en el tratamiento del crudo.

---

<sup>14</sup> SI: Índice de Saturación de Langelier

Tabla 2. Capacidad de Tanques de Lavado y Surgencia.

ESTACIÓN		VOLUMENES	
		TK LAVADO	TK SURGENCIA
<b>CUYABENO</b>	<i>Nominal</i>	18130	24680
	<i>Operativo</i>	16115	12030
<b>SANSAHUARI</b>	<i>Nominal</i>	12590	18130
	<i>Operativo</i>	11540	14130
<b>VHR</b>	<i>Nominal</i>	24680	11000
	<i>Operativo</i>	21779	9807

Fuente: Petroamazonas EP.

Para la optimización de químicos inhibidores de escalas se decidió trabajar con los pozos CYB-14, CYB-55 y VNTA-01, debido al análisis que se realizó de la tendencia a formar incrustaciones en estos pozos sin una adecuada dosificación.

Finalmente para analizar el funcionamiento de inhibidores de corrosión se seleccionó los pozos CYB-14 y CYB-23 por el alto desgaste en los equipos en los períodos que no se tenía una adecuada dosificación según los informes realizados en los respectivos pozos.

### 2.3 Adquisición de Datos.

En el proceso de deshidratación de crudo que se lleva a cabo en las estaciones Cuyabeno, Sansahuari y VHR que forman parte del activo, se realizó una recolección de información desde enero de 2016 hasta junio de 2017. Dentro del paquete de información tenemos reportes de consumo diario de químicos elaborados por Petroamazonas EP, donde podemos encontrar también los perfiles de los tanques de lavado en las diferentes estaciones.

Para el tratamiento de químicos inhibidores de incrustaciones que se aplica a los diferentes pozos del activo, el periodo de tiempo en que se obtuvo información es a partir de junio de 2016 hasta junio de 2017. En lo que respecta a la información adquirida se cuenta con los informes de inspección de cupones de escala de los pozos, informes de residuos de inhibidores de incrustaciones y reportes de análisis físico-químicos de los fluidos producidos. (Petroamazonas EP, 2017).

Combatir la corrosión es un proceso de extrema importancia, es así que para poder tener un control de la velocidad con la que puede ocurrir este proceso contamos con informes de cupones de corrosión realizados en los pozos así como en las líneas de flujo. Además es necesario contar con informes de concentraciones de ciertos compuestos como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, contenidos de hierros y contenidos de manganesos, que son elaborados para Petroamazonas EP por el departamento de control de químicos y corrosión de la empresa.

## **2.4 Ensayos de Laboratorio.**

Un proceso importante para poder optimizar el tratamiento de deshidratación, inhibición de incrustaciones e inhibición de corrosión es realizar un análisis del agua de formación en superficie así como del crudo que se produce, con pruebas de laboratorio o equipos de alta tecnología, que permitan determinar las diferentes características físico-químicas, tanto en superficie como in situ. Previo a esto es importante conocer los procedimientos para la toma adecuada de las muestras de agua y crudo, con la finalidad que estas sean significativas y cumplan con las normas internacionales.

### **2.4.1 Procedimientos para la correcta toma de muestras.**

Con el fin de optimizar los procedimientos y minimizar los errores que puedan producirse en la toma de muestras se debe tener en cuenta factores como: las características de los recipientes a usar y la forma de realizar el muestreo.

#### **2.4.1.1 Características de Recipientes.**

Para la realización del muestreo de aguas es recomendable utilizar botellas plásticas y con tapas que permitan un cierre hermético, no se deben utilizar elementos metálicos, debido a la inminente contaminación a la que estaría expuesta la muestra de agua, también se pueden hacer uso de recipientes de vidrio siempre y cuando el agua sea para un análisis de contenido de aceite debido a que el plástico puede absorber las sustancias del agua alterando la toma de datos, el volumen de muestra que normalmente se lleva al laboratorio para su análisis es de 500 ml, sin embargo dependiendo de las condiciones de muestreo y los requerimientos para el análisis, es recomendable tomar varias muestras con el fin de conseguir una mejor representatividad y homogeneidad de las mismas, también debe etiquetarse la botella (la tapa no se debe marcar es muy propenso a generar confusión), se debe usar marcadores permanentes. (Patton C. 1991.)

Cuando el análisis se realiza para conocer el contenido de petróleo u otros constituyentes orgánicos deberán utilizar una botella de vidrio, el petróleo y otras sustancias orgánicas se adherirán a las paredes de una botella de plástico o hasta serán absorbidos dando como resultado lecturas bajas; en caso de pruebas destructivas se debe manejar una contra muestra. (Patton C. 1991.)

### 2.4.1.2 Muestreo.

Este procedimiento puede realizarse en la cabeza del pozo, en las líneas de flujo o en los sistemas de filtración de acuerdo a los parámetros de cada una de las zonas de muestreo.

#### 2.4.1.2.1 Muestreo en cabeza de pozo.

Este muestreo consta de 5 pasos esenciales que permiten una óptima recolección de la muestra, lo que se hace es conectar a la válvula de muestreo el recipiente y permitir la recolección de la muestra. (Méndez J. 2016.). Los cinco pasos a seguir son:

1. Conectar tubo de plástico o caucho a la válvula de muestreo.
2. Dejar fluir un poco antes de tomar la muestra.
3. Introducir el tubo al fondo del contenedor.
4. Dejar desplazar varios volúmenes de fluido.
5. Retirar el tubo y etiquetar.

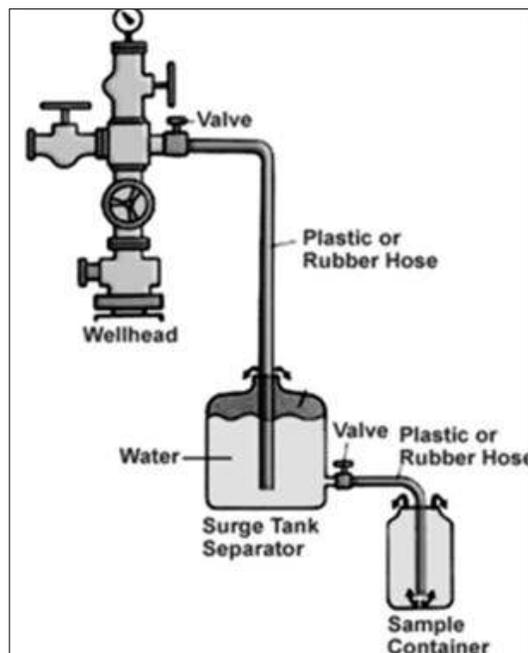


Figura 2. Muestreo en cabeza de pozo.

### 2.4.1.2.2 Muestreo en línea de flujo.

Para este método se coloca el recipiente en la línea de flujo directamente y se permite el llenado del mismo. (Méndez J. 2016.). Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Hacer el montaje sobre una línea de flujo.
2. Abrir todas las válvulas.
3. Cerrar válvula posterior al contenedor.
4. Cerrar válvula anterior al contenedor.
5. Retirar y etiquetar el contenedor.

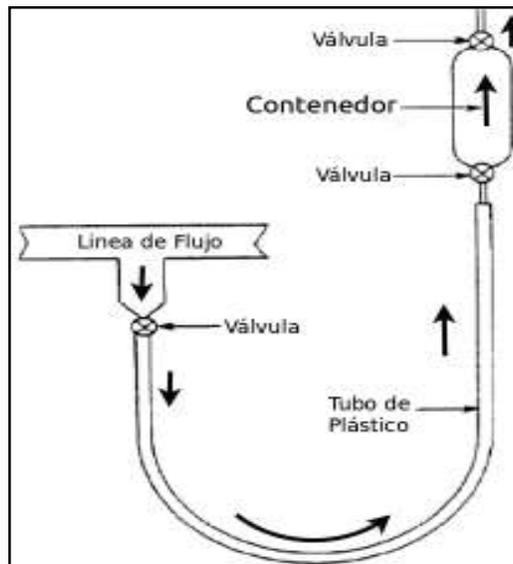
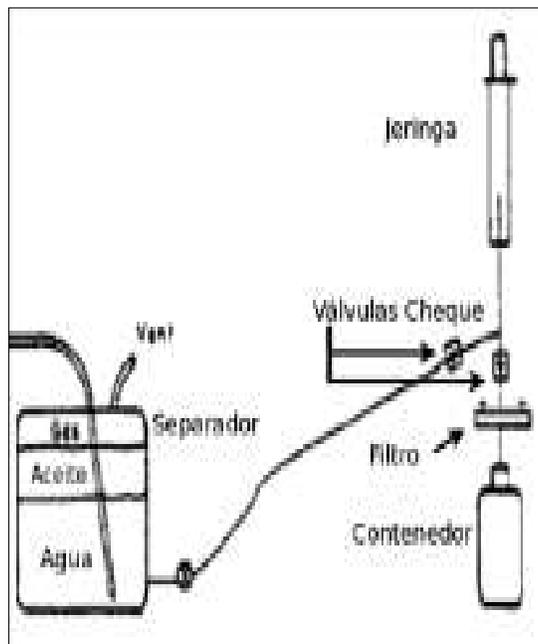


Figura 3. Muestro en línea de flujo.

### 2.4.1.2.3 Muestreo con sistemas de filtración.

En este método se realiza el muestreo por medio de una jeringa la cual hace las veces de una bomba llenando el recipiente. (Méndez J. 2016.). Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Llevar la manguera a la jeringa.
2. La jeringa actúa como bomba.
3. Repetir el paso anterior hasta llenar el contenedor.
4. Retirar el contenedor.



**Figura 4.** Con sistema de filtración.

#### **2.4.2 Métodos para determinar las características físico-químicas del agua de formación y del crudo producido.**

En el anexo 2 se detalla de forma completa las propiedades físico-químicas de los fluidos producidos en el proceso de obtención de hidrocarburos, así como los diferentes métodos con los que se puede realizar los ensayos de laboratorio acorde a normas de calidad nacional e internacional.

En cuanto a las pruebas que se realizan dentro de Petroamazonas EP para poder determinar las principales propiedades de los fluidos producidos en los pozos que son objeto de estudio, se tiene un detalle de los valores obtenidos en el mes de mayo del 2017 como se detalla en la tabla 3. Además mediante el uso de los siguientes programas podemos determinar la tendencia de los pozos a ser corrosiva o incrustante:

- SCALE SOFTPITZER V12.0 Software para determinar la Tendencia Incrustante del agua de formación en pozos de producción. (Petroamazonas EP., 2017)
- Norsok Software para determinar la tendencia corrosiva del agua de formación en pozos de producción. (Petroamazonas EP., 2017)

Tabla 3. Características físico-químicas del fluido producido en mayo de 2017.

Pozo :		CYB-014UI	CYBH-055UM	CYBE-023TS	VNT-001
<b>Propiedades.</b>	<b>Unidades</b>				
Na <sup>+</sup>	(mg/l)*	8850	3825	3775	7300
Mg <sup>2+</sup>	(mg/l)	124,8	43,2	110,4	156,0
Ca <sup>2+</sup>	(mg/l)	416	592	376	700
Ba <sup>2+</sup>	(mg/l)	4	0	4	4
Total Fe	(mg/l)	6,25	3,65	4,9	1,05
Cl <sup>-</sup>	(mg/l)	7300	6500	5750	12000
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	(mg/l)	236	130	350	175
Bicarbonatos	(mg/l HCO <sub>3</sub> )	15250,0	1000,4	1659,2	1708,0
Acidos carboxílicos			ND	ND	
TDS (calculado)	(mg/l)*	29633	12040	11794	21908
TDS (medido)	(mg/l)*	7700	9600	8900	13400
pH condiciones normales	---	7,63	7,88	7,42	6,97
CO <sub>2</sub> gas	(%)	12	45	2	40
CO <sub>2</sub> agua	(mg/l)	480,00	1140,00	520,00	580,00
H <sub>2</sub> S gas	(ppm)	8	5	6	70
H <sub>2</sub> S agua	(mg/l)	0,3	0,1	0,3	0,1
Gas/día	(MSCFPD)	68	4	57	2
Oil/día	(BOPD)	217	104	450	90
Agua/día	(BWPD)	2189	81	875	507
Arena de producción	ARENA	UI	UM	TS	M1
Densidad API	° API	24,4	26,2	25,7	14,7
Temperatura de Intake o Surveyvor	(°F)	205,0	210	203	181
Temperatura de cabeza	(°F)	191	106	182	157
Presión de fondo	(psia)				
Presión de Intake o Surveyvor	(psia)	2520,0	813	900	705
Presión de cabeza	(psia)	360	115	190	65
Indice de saturación fondo	SI	2,30	1,78	2,11	1,4
Potencial de depositación fondo	PTB	361,75	185,38	251,75	253,4
Indice de saturación cabeza	SI	2,52	1,00	1,98	1,4
Potencial de depositación cabeza	PTB	362,86	127,82	240,80	251,2
Tendencia incrustante fondo	-----	SEVERA	MODERADA	SEVERA	SEVERA
Tendencia incrustante cabeza	-----	SEVERA	MODERADA	MODERADA	SEVERA
Corrosividad en cabeza	MPY	SEVERA	BAJA	SEVERA	MODERADA

Fuente: Petroamazonas EP.

### **2.4.3 Pruebas realizadas en el tratamiento de deshidratación de crudo, incrustaciones y corrosión en Petroamazonas EP.**

Además de los análisis físico químicos que se realizan a los fluidos producidos durante la etapa de producción de hidrocarburos, es de gran importancia desarrollar otro tipo de pruebas para los procesos de deshidratación de crudo en las estaciones Cuyabeno, Sansahuari y VHR, así como para los procesos que tienen como fin evitar la formación de incrustaciones y el deterioro de los equipos y tuberías por la presencia de la corrosión en sus distintas formas.

#### **2.4.3.1 Pruebas de Laboratorio para la Deshidratación de Crudo en los Tanques de Lavado.**

Para poder optimizar la dosificación de químicos deshidratantes es necesario la realización de pruebas como:

- ✓ *Determinación de la Dureza de Emulsión. Pruebas de Botella.*

Las pruebas en laboratorio ayudan a determinar cuál química puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa.

- ✓ *Agua y Sedimentos por Centrifugación. Norma ASTM-D 4007.*

Mediante estas pruebas podemos construir perfiles de porcentajes de BSW en los tanques de lavado de las estaciones, con el fin de alcanzar un valor menor al 1% como lo indican las normas internacionales.

#### **2.4.3.2 Pruebas de Laboratorio para el Tratamiento de Inhibición de Incrustaciones.**

Para el tratamiento de inhibición de incrustaciones se ocupa dos tipos de pruebas:

- ✓ *Prueba de Limpieza de Cupones de Incrustación-Tasa de Depósito.*

Mediante estas pruebas se determina a través del uso de cupones la tasa de depositación de óxidos en los diferentes equipos y tuberías que ayudan a la explotación, producción y transporte de hidrocarburos. Estas pruebas se realizan generalmente cada mes, los cupones se ubica en sectores estratégicos dentro de cada uno de los pozos que presentan mayor tendencia a formar incrustaciones.

- ✓ *Residuales de Inhibidores de Incrustaciones-Determinación de Fosfonatos.*

Controlar periódicamente los niveles de fosfonatos que retornan a superficie es de gran importancia ya que permiten saber si el químico inhibidor de escalas se encuentra haciendo efecto. Las concentraciones que deben retornar a superficie dependen de la eficiencia del químico inyectado y oscilan entre 10 y 15 ppm de fosfonatos. (HACH Method Phosphonates.)

### **2.4.3.3 Pruebas de Laboratorio para el tratamiento de inhibición de corrosión.**

Las pruebas para medir la velocidad de corrosión dentro de los pozos, líneas de flujo y equipos se las lleva a cava a través de cupones, los cuales consisten en el asentamientos de ciertas piezas de metal llamadas “cupones” en un sistema para evaluar uno o más de los siguientes ítems:

- Corrosividad del sistema
- Performance del material
- Performance del inhibidor.

Es importante tomar el peso antes de ser insertados en el sistema y luego de ser retirados del mismo para determinar la cantidad de metal perdido. El tiempo que deben estar en contacto con los fluidos producidos oscila entre los 15 y 90 días para un mayor éxito al momento de evaluar resultados. Con los datos obtenidos se calcula según NACE Internacional (2005) la velocidad de corrosión (mpy).

Además es importante tener un control periódico de los niveles de hierros, manganesos, concentraciones de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S con el fin de verificar que la dosificación aplicada es la óptima.

A continuación se detallan las pruebas realizadas en los laboratorios con el fin de tener un adecuado tratamiento ante la presencia del fenómeno de corrosión en los pozos y líneas de transporte en el Activo Cuyabeno:

- ✓ *Pruebas de Cupones de Corrosión. Norma NACE Standard RP0775-2005*
- ✓ *Determinación de Hierros en Agua de Formación. Manual de Procedimientos de HACH DR 2800*
- ✓ *Determinación de Manganesos en Agua de Formación. Manual de Procedimientos de HACH DR 2800*
- ✓ *Determinación de concentraciones de CO<sub>2</sub> Y H<sub>2</sub>S.*

## **2.5 Procesamiento de datos.**

Con el fin de cumplir los objetivos planteados en el estudio, se procede a realizar un análisis de historiales de dosificaciones de químicos demulsificantes, inhibidores de escalas e inhibidores de corrosión y análisis de características físico químicas del agua de formación, con el fin de evaluar estos procesos y optimizar la dosificación de químicos en caso de ser necesario. Además se desarrollará un análisis de rendimientos de los diferentes químicos que han sido utilizados en el periodo de enero-2016 a junio- 2017 en el ámbito de la deshidratación de crudo en los tanques de lavado con el fin de conocer el químico más apto para cada una de las estaciones donde se realiza el estudio.

### **2.5.1 Análisis de Dosificaciones de Químicos Demulsificantes en los Tanques de Lavado.**

En el proceso de explotación de petróleo, la mezcla bifásica crudo y agua se desplazan en un medio poroso a una velocidad del orden de 1 pie/día, lo que significa que es insuficiente para que se forme una emulsión. Sin embargo el arreglo de tuberías y accesorios (bombas, equipos auxiliares, válvulas, codos), producen una agitación suficiente para que el agua se mezcle con el petróleo y forme así una emulsión.

Una forma de contrarrestar las emulsiones es mediante el uso de ciertos productos químicos llamados demulsificantes. Debido a que los agentes demulsificantes son tan numerosos y complejos, seleccionar el demulsificante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera. (Figuroa V., 2009.)

Para el análisis del presente estudio se tomó parámetros de afectación a la estabilidad de las emulsiones localizadas en los tanques de lavado como: Grado API del fluido, Temperatura de los fluidos en los tanques de Lavado, Tiempo de Residencia y eficiencia de los químicos dosificados.

#### **2.5.1.1 Análisis del Grado API.**

En la tabla 4 se puede observar el grado API de los crudos que se tiene en cada una de las estaciones. Al ser crudos mayores a 20 grados API están dentro del rango de

“crudos livianos” por lo que en teoría la estabilidad de las emulsiones disminuye permitiendo mayor facilidad de separación de las fases líquidas.

Tabla 4. Grado API de los crudos de las Estaciones.

Estación	Grado API
Cuyabeno	26,1
Sansahuari	24,6
VHR	26,3

Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

### 2.5.1.2 Análisis de Tiempos de Residencia de los Tanques de Lavado.

En la tabla 5 se observa los tiempos de residencia con los que se trabaja en cada uno de los tanques de las estaciones. Mientras mayor sea el tiempo de residencia mayor efectividad tendrá el proceso de deshidratación en los tanques de lavado. El tanque de lavado de la estación VHR por su mayor capacidad y poca producción tiene el mayor tiempo de residencia lo que produce una mejor separación de la emulsión permitiendo tener una mejor estabilidad de los tanques.

Tabla 5. Tiempos de Residencia en los Tanques de Lavado.

Estación	Tiempo de residencia Práctico		Capacidad de Tanques	Producción	Tiempo de residencia Teórico	
	Horas	Días			Bls/día	Horas
Cuyabeno	11,7	0,49	16115	14134	27,36	1,14
Sansahuari	13,1	0,55	11540	3189	86,85	3,62
VHR	84,1	3,5	21779	4875	107,21	4,47

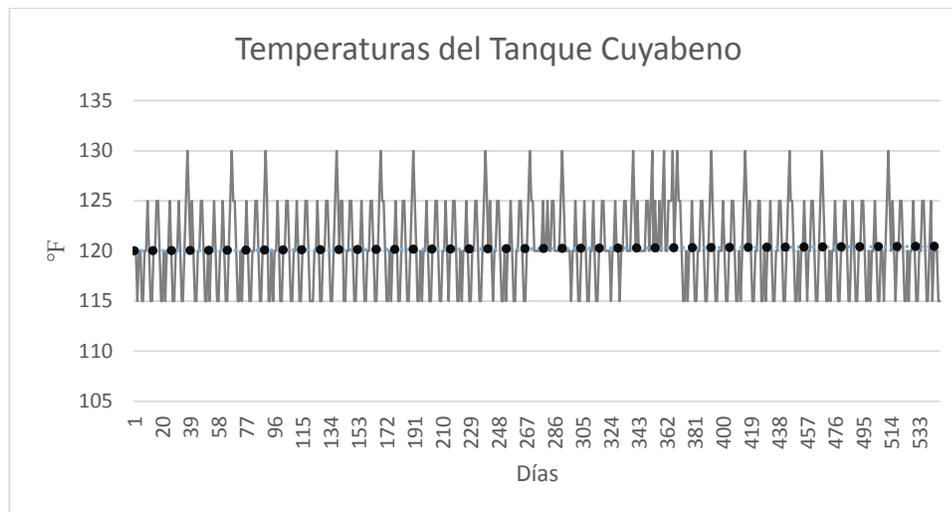
Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

### 2.5.1.3 Análisis de Temperaturas de los Tanques de Lavado.

Las temperaturas de operación de los tanques desempeñan un papel importante en los procesos de separación, cuanto mayor es la temperatura más facilidad de separación de emulsiones se tendrá.

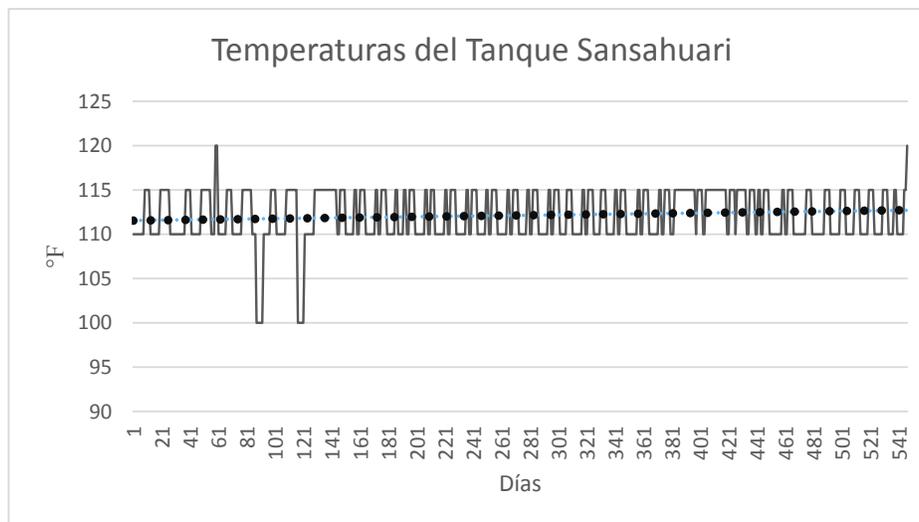
Las variaciones de temperatura dependen de varios factores como el clima de la ciudad, del diseño de facilidades de superficie y la temperatura del fluido que transportan desde el yacimiento, este último depende del tipo de levantamiento con el que se extraiga el petróleo, cuando es tipo BES se tiene mayor temperatura que con levantamiento Power Oil debido a que no se inyecta fluido motriz.

En el gráfico 1 se tiene el rango de operación de los tanques de lavado en la estación Cuyabeno. Este rango oscila entre los 125°F y 115 °F con picos intermitentes de 130°F que es la temperatura operacional más alta que ha alcanzado en el periodo de estudio.



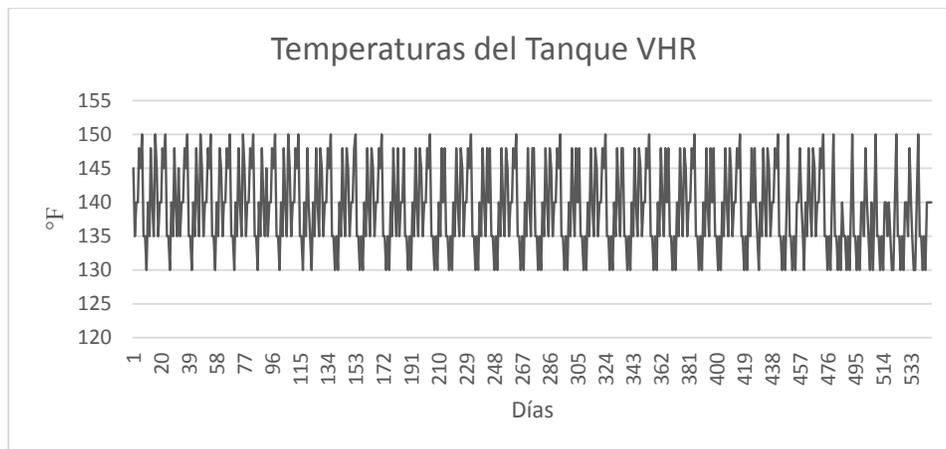
**Gráfico 1.** Temperaturas de operación del Tanque Cuyabeno.  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

En el gráfico 2 se tiene el rango de operación de los tanques de lavado en la estación Sansahuari. Este rango oscila entre los 115°F y 110 °F con picos intermitentes de 100°F que es la temperatura operacional más baja, mientras que la temperatura más alta que ha alcanzado es de 120°F.



**Gráfico 2.** Temperaturas de Operación del Tanque Sansahuari.  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

En el gráfico 3 se tiene el rango de operación de los tanques de lavado en la estación VHR. Este rango oscila entre los 148°F y 130 °F alcanzando incluso temperaturas de 150 °F que es la temperatura operacional más alta que ha alcanzado en el periodo de estudio.

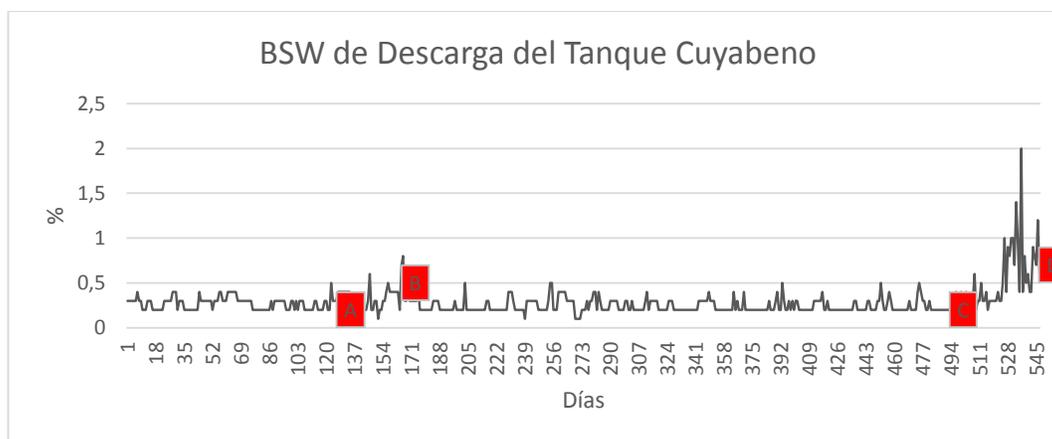


**Gráfico 3.** Temperaturas de Operación del Tanque VHR.  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

#### 2.5.1.4 Perfiles de BSW de Descarga de los Tanques de Lavado.

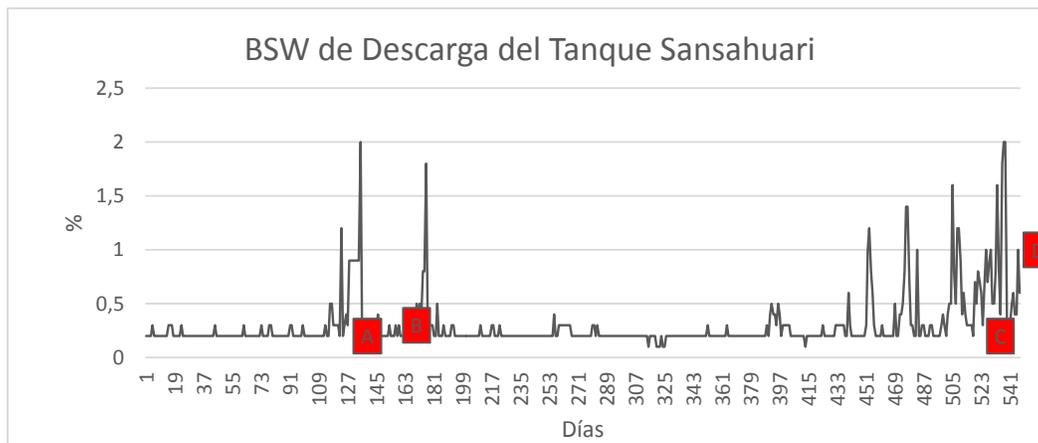
Los valores de BSW de descarga son el resultado de un adecuado tratamiento de deshidratación de crudo. Sus valores medidos en los tanques de lavado, deben ser menores a 5% debido a que después de los tanques de lavado si el crudo es apto pasa a los tanques de almacenamiento para su posterior transporte por el oleoducto ZOTE y finalmente la comercialización del crudo.

En el gráfico 4 se puede observar la estabilidad del tanque de lavado determinada por los perfiles de BSW de descarga del tanque en la Estación Cuyabeno.



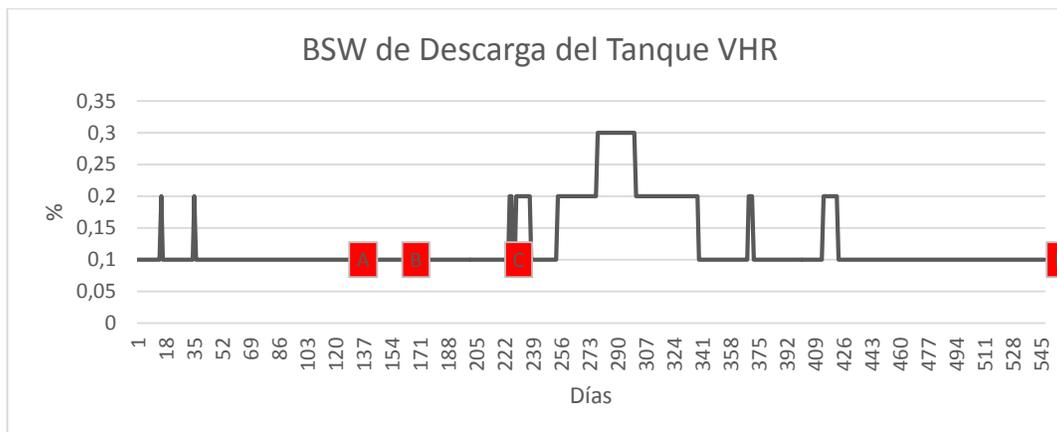
**Gráfico 4.** Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado en la Estación Cuyabeno  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

En el gráfico 5 se puede observar la estabilidad del tanque de lavado determinada por los perfiles de BSW de descarga del tanque en la Estación Sansahuari.



**Gráfico 5.** Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado en la Estación Sansahuari  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

En el gráfico 6 se puede observar la estabilidad del tanque de lavado determinada por los perfiles de BSW de descarga del tanque en la Estación VHR.

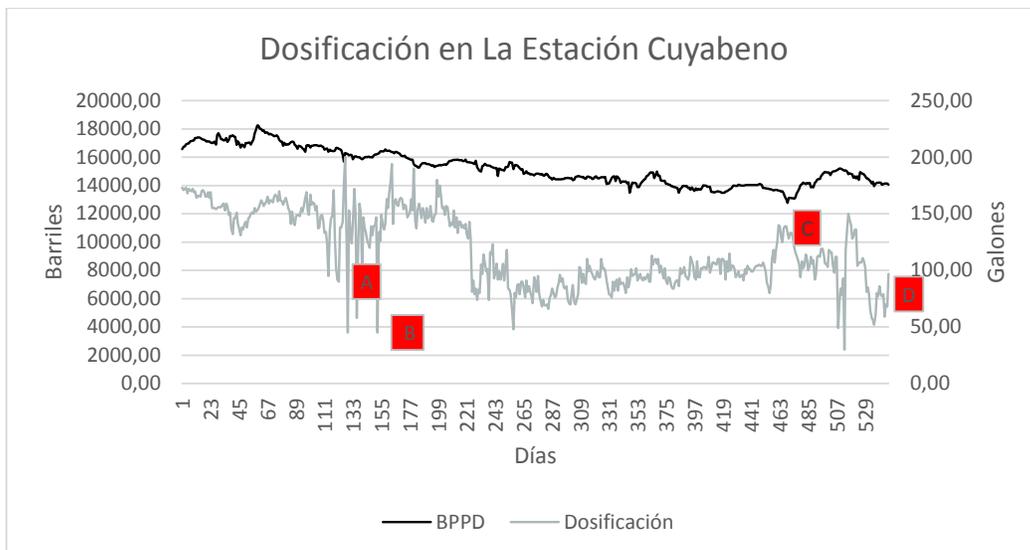


**Gráfico 6.** Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado en la Estación VHR.  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

### 2.5.1.5 Análisis de Dosificación de Químicos Demulsificantes.

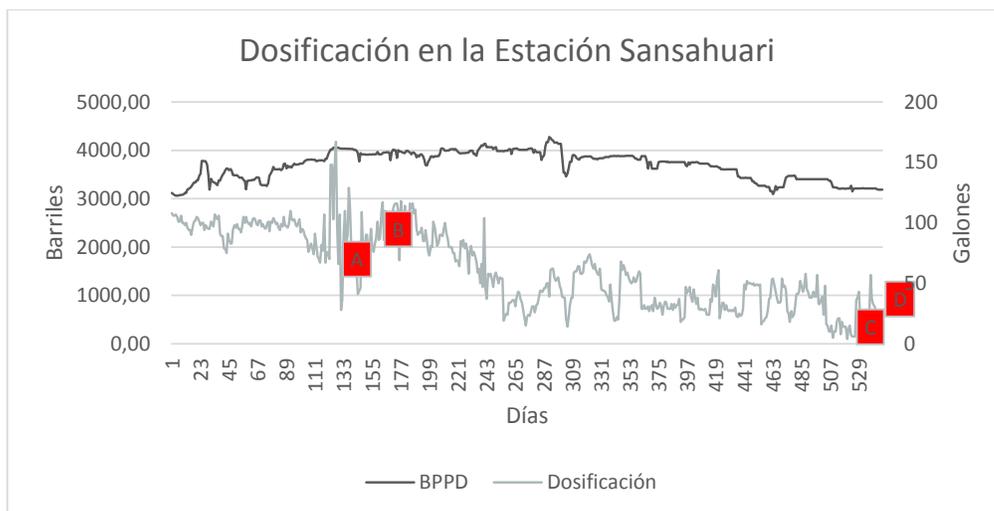
La dosificación de químicos demulsificantes además de depender de la dureza de la emulsión formada por el agua de formación y el crudo, cuantitativamente depende también de la cantidad de fluido que se tiene que tratar. Para el estudio se consideró cinco químicos con su respectiva formulación cada uno, se han administrados en un lapso de tiempo de año y medio. A los químicos se los ha denominado como Químico A, Químico B, Químico C, Químico D y Químico E

En el gráfico 7 se puede observar la dosificación diaria realizada en el tanque de lavado de la Estación Cuyabeno, con los respectivos químicos en cada uno de los períodos; Así también podemos evidenciar el historial de producción de crudo tratado diariamente en esta estación. En esta estación intervinieron los Químicos A, B, C y D.



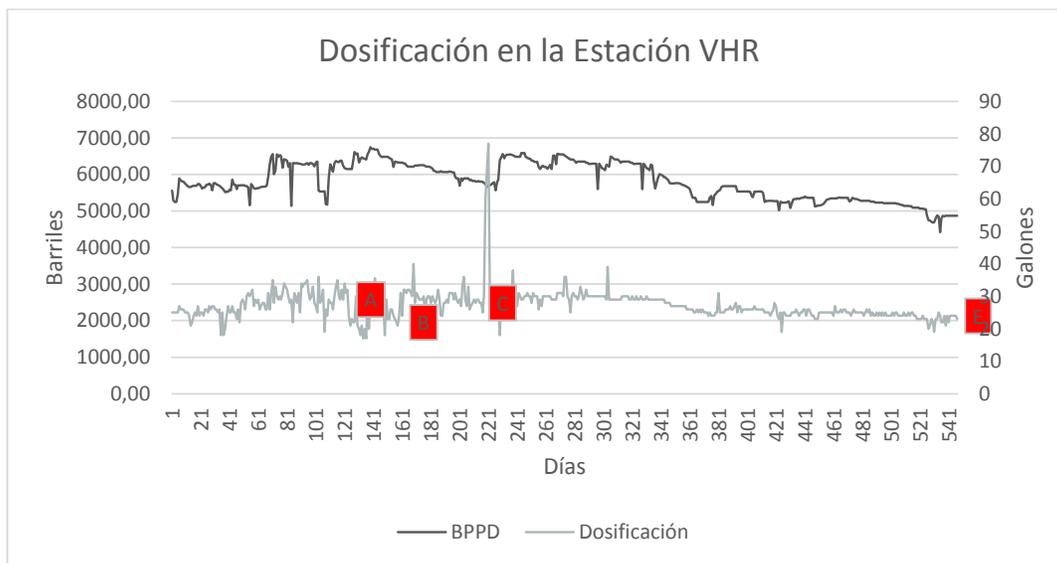
**Gráfico 7.** Dosificación y Producción Diaria en la Estación Cuyabeno. Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

En el gráfico 8 se puede observar la dosificación diaria realizada en el tanque de lavado de la Estación Sansahuari, con los respectivos químicos en cada uno de los períodos; Así también podemos evidenciar el historial de producción de crudo tratado diariamente en esta estación. Los químicos que fueron dosificados en esta estación son: Químico A, B, C y D.



**Gráfico 8.** Dosificación y Producción Diaria en la Estación Sansahuari. Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

En el gráfico 9 se puede observar la dosificación diaria realizada en el tanque de lavado de la Estación VHR, los químicos A, B, C y E fueron dosificados en esta estación en los correspondientes períodos; Así también podemos evidenciar el historial de producción de crudo tratado diariamente en esta estación.

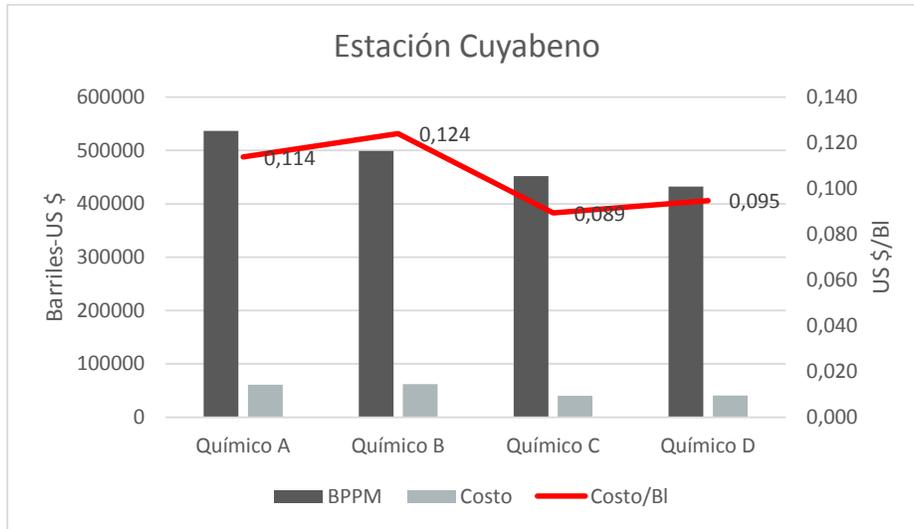


**Gráfico 9.** Dosificación y Producción Diaria en la Estación VHR.  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

### 2.5.1.6 Análisis de Eficiencias de los Químicos Demulsificantes.

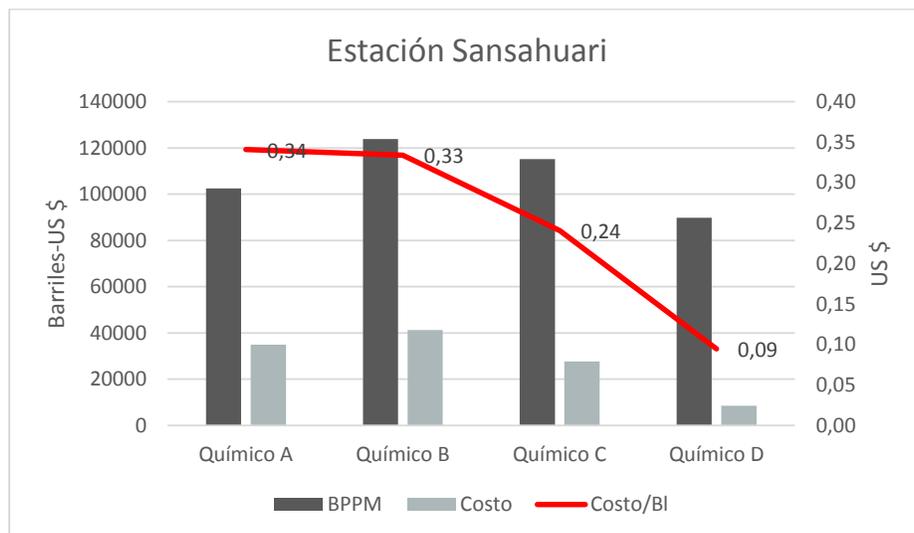
Para el análisis de eficiencia de químicos demulsificantes utilizados en las tres Estaciones del Activo Cuyabeno se consideró un lapso de tiempo de un mes de dosificaciones. El objetivo es determinar el químico cuyo valor de tratamiento por barril sea el menor pero que a su vez permita tener estabilidad en el tanque y cumpla con la norma de mantener el BSW por debajo del 0,5%.

En el gráfico 10 observamos el rendimiento de los químicos en la Estación Cuyabeno, se consideró los barriles de crudo tratados durante un intervalo de tiempo de un mes y el costo de los galones de químicos demulsificantes utilizados para el tratamiento. Además se tomó en cuenta el análisis de estabilidad de cada químico que se puede visualizar en el anexo 3. Se llegó a la conclusión que el químico más óptimo para las condiciones presentadas en la estación cuyabeno es el Químico C.



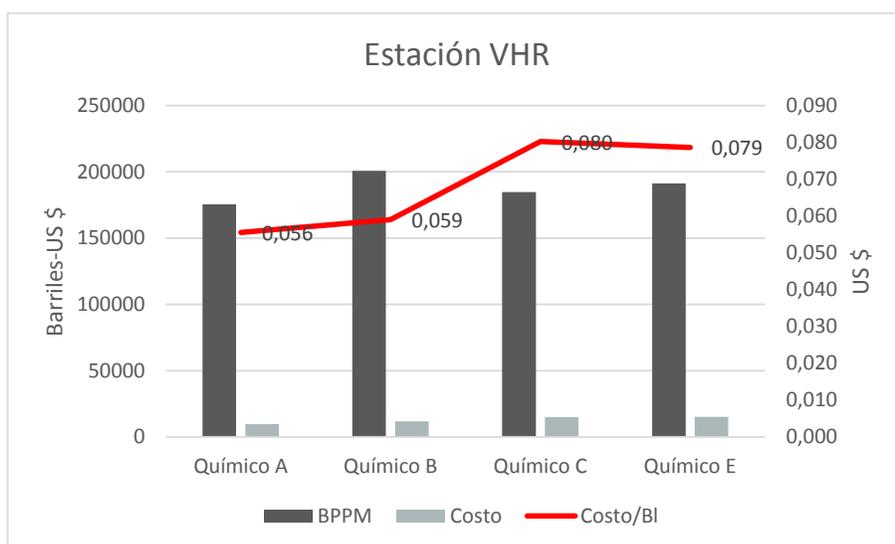
**Gráfico 10.** Análisis Costo-Beneficio de Químicos Demulsificantes-Cuyabeno. Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

En el gráfico 11 observamos el rendimiento de los químicos en la Estación Sansahuari, se consideró los barriles de crudo tratados durante un intervalo de tiempo de un mes y el costo de los galones de químicos demulsificantes utilizados para el tratamiento. Además se considera el análisis de estabilidad de cada químico que se puede visualizar en el anexo 4. Se observa que el químico de menor costo por barril es el químico D pero el perfil de estabilidad en los tanques de lavado no cumple con los requisitos ya que es muy inestable y está fuera de la norma; por el contrario el químico óptimo para brindarle estabilidad es el químico C, el cual también es conveniente económicamente.



**Gráfico 11.** Análisis Costo-Beneficio de Químicos Demulsificantes-Sansahuari. Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

En el gráfico 12 observamos el rendimiento de los químicos en la Estación VHR, se consideró los barriles de crudo tratados durante un intervalo de tiempo de un mes y el costo de los galones de químicos demulsificantes utilizados para el tratamiento. Además el análisis de estabilidad de cada químico que se puede visualizar en el anexo 5. Se llegó a la conclusión que el químico más óptimo para las condiciones presentadas en la Estación VHR es el Químico A.



**Gráfico 12.** Análisis Costo-Beneficio de Químicos Demulsificantes-VHR. Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

### 2.5.2 Análisis de Dosificaciones de Químicos Inhibidores de Incrustaciones.

Existen diversos compuestos presentes en el agua de formación que pueden dar origen a las incrustaciones. El carbonato de calcio  $\text{CaCO}_3$ , es el depósito de incrustación más frecuentemente encontrado en la producción de gas y petróleo y ocurre en todas las regiones geográficas. Los análisis de tendencia a formar escalas se basan en las concentraciones de carbonatos de calcio para determinar las dosis apropiadas, permitiendo tener un óptimo tratamiento.

La selección de los químicos inhibidores de escala depende de algunos factores críticos como: temperatura del sistema, residual de inhibidor, tipo de incrustación,

severidad del problema de incrustación, costo, temperatura, pH, clima, compatibilidad y técnica de aplicación. (Montoya C., 2013.)

Las técnicas utilizadas en los campos del Activo Cuyabeno se basan en el control mediante cupones de incrustaciones instalados en lugares estratégicos en los pozos, para obtener información relevante, complementado por un monitoreo continuo de niveles de residuales de fosfonatos con el fin de evaluar si el químico inhibidor de incrustaciones está cumpliendo adecuadamente su función.

Mediante el análisis físico químico del agua de formación que se observa en la tabla 3 y el uso del programa SCALE SOFTPITZER V12.0 se determina la tendencia incrustante de cada uno de los pozos productores en el Activo Cuyabeno, a través de los parámetros como: El Índice de saturación SI y la medición del potencial de depositación de carbonatos de calcio PTB.

### 2.5.2.1 Análisis del Pozo CYB-14

En la tabla 6 se observa el criterio de la tendencia a formar incrustaciones del pozo CYB-14 acorde al valor de PTB determinado por el software en campo. Además se visualiza los valores de dosificación de químico que ha sido inyectado desde junio de 2016 hasta junio de 2017. Para el estudio se utiliza el análisis de tendencia de fondo debido a que la dosificación se la realiza mediante inyección, por capilar o recirculación, en el fondo de pozo.

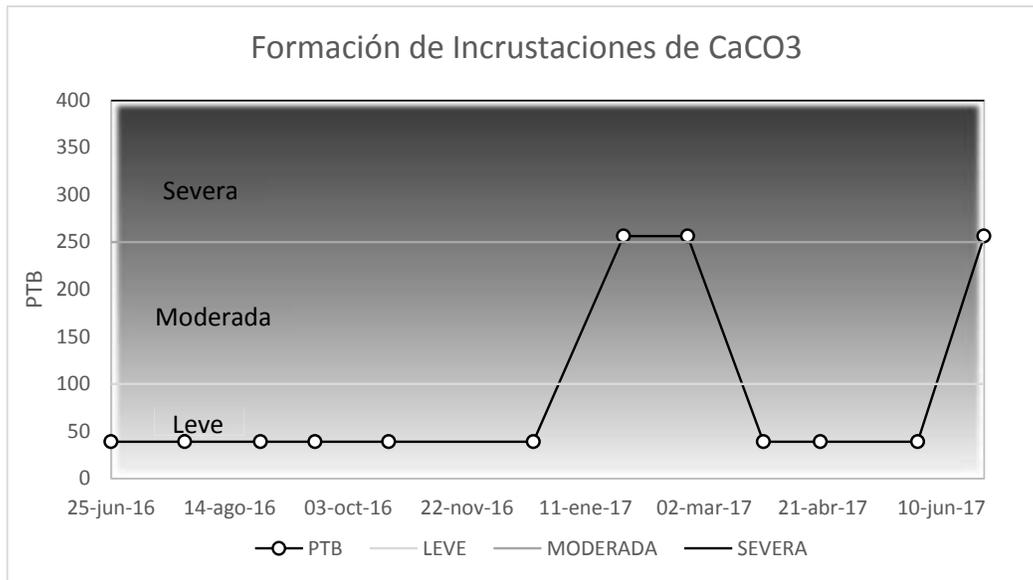
Tabla 6. Análisis de Tendencias Incrustantes del Pozo Cuyabeno-14.

							TENDENCIA FONDO		
FECHA	Pozo	Arena Productora	BAPD	DOSIS (GL/D)	PPM	Resi. PPM	IS	PTB	CRITERIO
24-jun-16	CYB-14	UI	1871	2	26		0,1	39	LEVE
26-jul-16	CYB-14	UI	2200	2,5	26		0,1	39	LEVE
27-ago-16	CYB-14	UI	1125	2,5	28	9	0,1	39	LEVE
19-sep-16	CYB-14	UI	2125	3,5	39,2	10	0,1	39	LEVE
20-oct-16	CYB-14	UI	2125	3,5	39,2	15	0,1	39	LEVE
20-dic-16	CYB-14	UI	2051	2,5	29	14	0,1	39	LEVE
27-ene-17	CYB-14	UI	2351	3	30,4	17	1,1	256,3	SEVERA
23-feb-17	CYB-14	UI	2351	3	30,4	17	1,1	256,3	SEVERA
27-mar-17	CYB-14	UI	2189	3	32,6	18	0,1	39	LEVE
20-abr-17	CYB-14	UI	2195	2	31,7	17,8	0,1	39	LEVE
31-may-17	CYB-14	UI	2200	2,5	33,1	15	0,1	39	LEVE
01-jun-17	CYB-14	UI	2351	3	30,4	16,5	1,1	256,3	SEVERA

Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

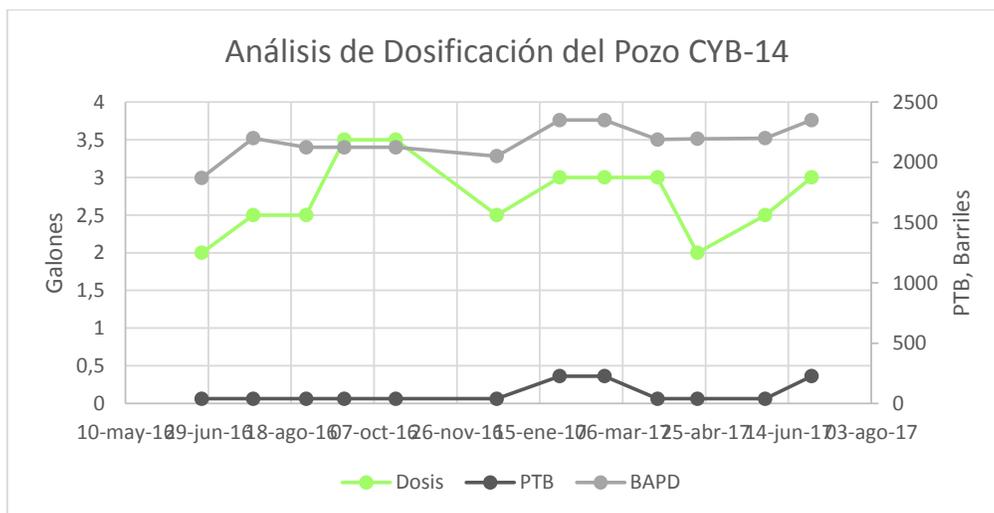
En el gráfico 13 se determina el criterio de formación de Incrustaciones mensual del pozo CYB-14 de acuerdo a los niveles del parámetro PTB de Stiff y Davies. Este

parámetro tiene rangos que ubican al pozo con tendencia a formar incrustaciones de forma severa, moderada o leve.



**Gráfico 13.** Criterio de formación de Incrustaciones de CaCO3 en el Pozo CYB-14. Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

En el gráfico 14 se analiza los galones de químico inhibidor dosificados en el Pozo CYB-14, acorde a los valores de PTB y los barriles de agua de formación producida. Para considerar la dosis de inhibidor de incrustaciones se considera los resultados obtenidos del análisis físico-químico y su correspondiente predicción incrustante, esto permite mantener la dosis adecuada cuyo retorno será igual o mayor a 15 ppm, asegurando el control del fenómeno incrustante



**Gráfico 14.** Análisis de Dosificación de Químico Inhibidor de Incrustaciones. Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

### 2.5.2.2 Análisis del Pozo CYB-55

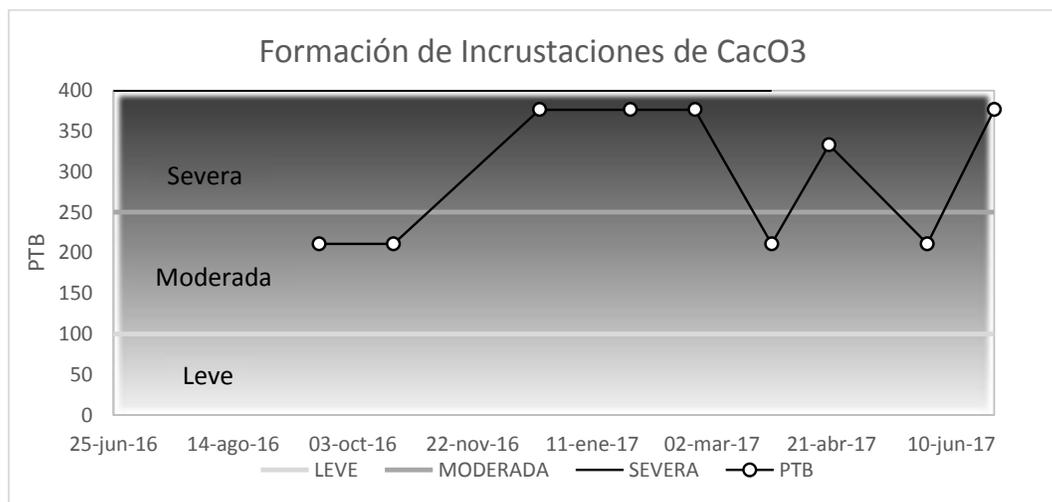
En la tabla 7 se puede visualizar el criterio de la tendencia a formar incrustaciones del pozo CYB-55 acorde al valor de PTB determinado por el software en campo. Además se visualiza los valores de dosificación de químico que ha sido inyectado desde septiembre de 2016 hasta junio de 2017. Para el estudio se utiliza el análisis de tendencia de fondo debido a que la dosificación se la realiza mediante inyección, por capilar o recirculación, en el fondo de pozo.

Tabla 7. Análisis de Tendencias Incrustantes del Pozo Cuyabeno-55.

FECHA	Pozo	Arena Productora	BAPD	DOSIS (GL/D)	PPM	Resi. PPM	TENDENCIA FONDO		
							IS	PTB	CRITERIO
19-sep-16	CYBH-55	UM	124	0,3	48	12	0,8	211	MODERADA
20-oct-16	CYBH-55	UM	124	0,3	48	22	0,8	211	MODERADA
20-dic-16	CYBH-55	UM	127	1	46,9	4	2,09	376,4	SEVERA
27-ene-17	CYBH-55	UM	157	1	37,9	2	2,09	376,4	SEVERA
23-feb-17	CYBH-55	UM	90	1	66,1	1	2,09	376,4	SEVERA
27-mar-17	CYBH-55	UM	82	0,7	87,3	9	0,8	211	MODERADA
20-abr-17	CYBH-55	UM	82	1,2	65,5	15,3	2,7	333	SEVERA
31-may-17	CYBH-55	UM	85	0,7	84	15,7	0,8	211	MODERADA
01-jun-17	CYBH-55	UM	157	1,4	37,9	15,1	2,09	376,4	SEVERA

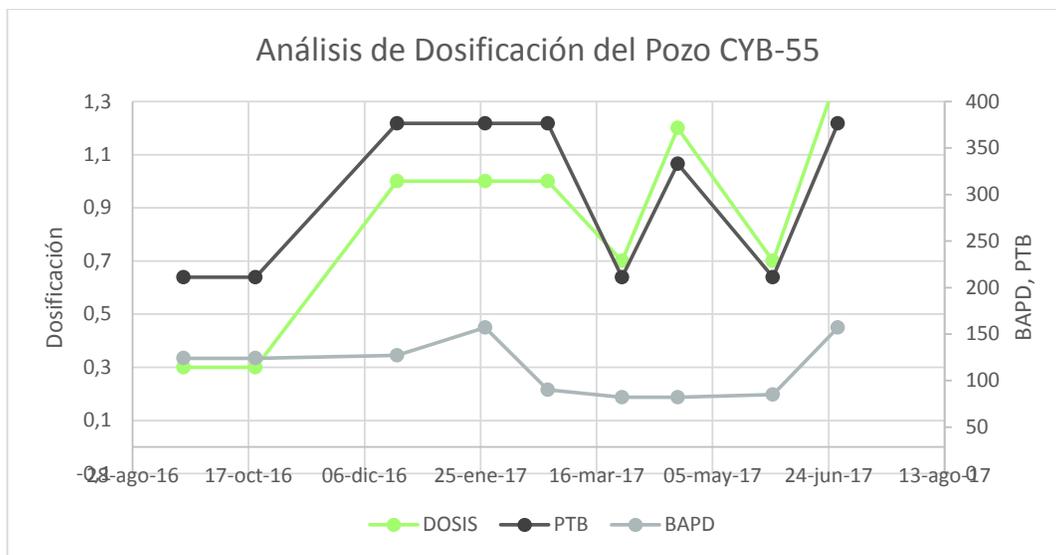
Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

En el gráfico 15 se observa el criterio de formación de Incrustaciones mensual del pozo CYB-55 de acuerdo a los niveles del parámetro PTB de Stiff y Davies. Este parámetro tiene rangos que ubican al pozo con tendencia a formar incrustaciones de forma severa, moderada o leve.



**Gráfico 15.** Criterio de formación de Incrustaciones de CaCO<sub>3</sub> en el Pozo CYB-14. Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

En el gráfico 16 se analiza los galones de químico inhibidor dosificados en el Pozo CYB-55, acorde a los valores de PTB y los barriles de agua de formación producida. Para considerar la dosis de inhibidor de incrustaciones se considera los resultados obtenidos del análisis físico-químico y su correspondiente predicción incrustante, esto permite mantener la dosis adecuada cuyo retorno será igual o mayor a 15 ppm, asegurando el control del fenómeno incrustante.



**Gráfico 16.** Análisis de Dosificación de Químico Inhibidor de Incrustaciones. Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

### 2.5.2.3 Análisis del Pozo Vinita-01

En la tabla 8 se puede determinar el criterio de la tendencia a formar incrustaciones del pozo Vinita-01 acorde al valor de PTB determinado por el software en campo. Además se visualiza los valores de dosificación de químico que ha sido inyectado desde junio de 2016 hasta junio de 2017. Para el estudio se utiliza el análisis de tendencia de fondo debido a que la dosificación se la realiza mediante inyección, por capilar o recirculación, en el fondo de pozo.

Tabla 8. Análisis de Tendencia Incrustante del Pozo Vinita-01.

FECHA	Pozo	Arena Productora	BAPD	DOSIS (GL/D)	PPM	Resi. PPM	TENDENCIA FONDO		
							IS	PTB	CRITERIO
24-jun-16	VNTA-01	M1	392	0,7	63		2,7	333	SEVERA
26-jul-16	VNTA-01	M1	392	1	63		2,7	333	SEVERA
27-ago-16	VNTA-01	M1	507	0,7	63	8	2,7	333	SEVERA
19-sep-16	VNTA-01	M1	507	0,7	63	15	1,5	314	SEVERA
20-oct-16	VNTA-01	M1	507	0,7	63	15	1,5	314	SEVERA
20-dic-16	VNTA-01	M1	507	0,7	63	8	1,5	314	SEVERA
27-ene-17	VNTA-01	M1	507	0,7	63	14	1,5	314	SEVERA
23-feb-17	VNTA-01	M1	507	0,7	63	16	1,5	314	SEVERA
27-mar-17	VNTA-01	M1	508	0,5	53,4	1	2,7	333	SEVERA
20-abr-17	VNTA-01	M1	508	1,2	56,2	15,1	2,7	333	SEVERA
31-may-17	VNTA-01	M1	508	2	83,7	15,2	2,7	333	SEVERA
01-jun-17	VNTA-01	M1	507	0,7	63	15,2	1,5	314	SEVERA

Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

En el gráfico 17 se observa el criterio de formación de Incrustaciones mensual del pozo CYB-55 de acuerdo a los niveles del parámetro PTB de Stiff y Davies. Este parámetro tiene rangos que ubican al pozo con tendencia a formar incrustaciones de forma severa, moderada o leve.

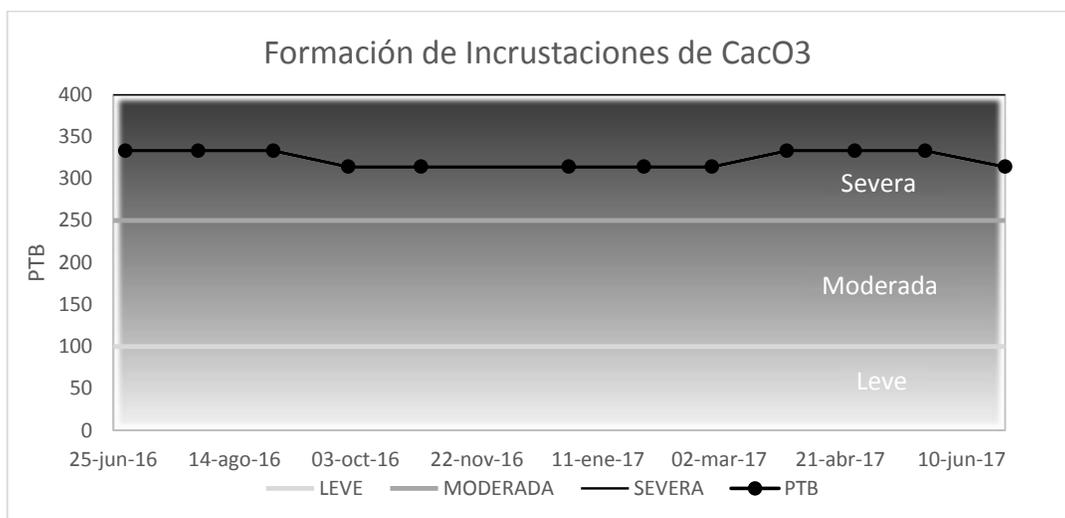
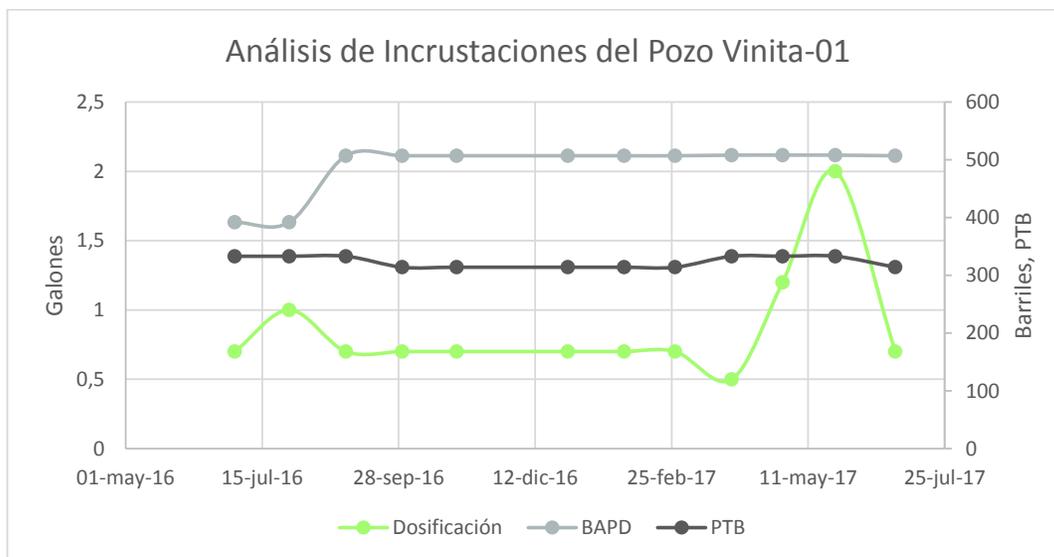


Gráfico 17. Criterio de formación de Incrustaciones de CaCO3 en el Pozo CYB-14. Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

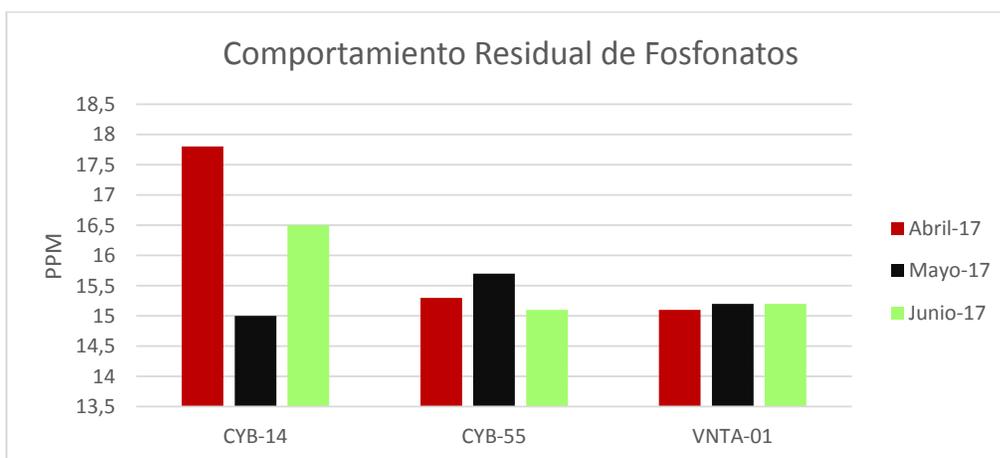
En el gráfico 18 se analiza los galones de químico inhibidor dosificados en el Pozo Vinita-01, acorde a los valores de PTB y los barriles de agua de formación producida. Para considerar la dosis de inhibidor de incrustaciones se considera los resultados

obtenidos del análisis físico-químico y su correspondiente predicción incrustante, esto permite mantener la dosis adecuada cuyo retorno será igual o mayor a 15 ppm, asegurando el control del fenómeno incrustante



**Gráfico 18.** Análisis de Dosificación de Químico Inhibidor de Incrustaciones. Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente Petroamazonas EP.

Para evaluar la eficiencia de la aplicación de químicos inhibidores de incrustaciones en forma continua, se realizan mediciones mensuales del residual de fosfonato en los pozos con tratamiento químico. En el gráfico 19 se puede observar los valores residuales de fosfonatos. Además de estos valores residuales es importante mantener el seguimiento de los parámetros de fondo y de cabeza que permita la mayor estabilidad en sus valores.



**Gráfico 19.** Comportamiento Residual de Fosfonatos. Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

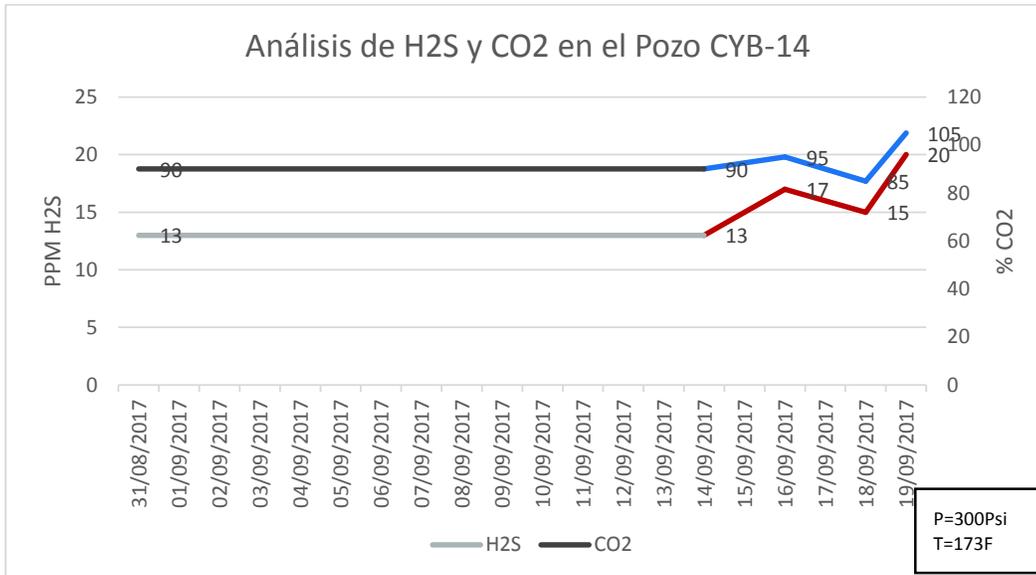
### **2.5.3 Análisis de Dosificaciones de Químicos Inhibidores de Corrosión.**

La presencia de gases corrosivos solubles en agua como O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S dan origen a la formación de este fenómeno, que produce el deterioro de los equipos y tuberías que están expuestas al contacto con el agua de formación, que es el medio de transporte de los gases. Un constante monitoreo de los niveles de estos gases puede ayudar a predecir la tendencia corrosiva del agua de formación que se está produciendo.

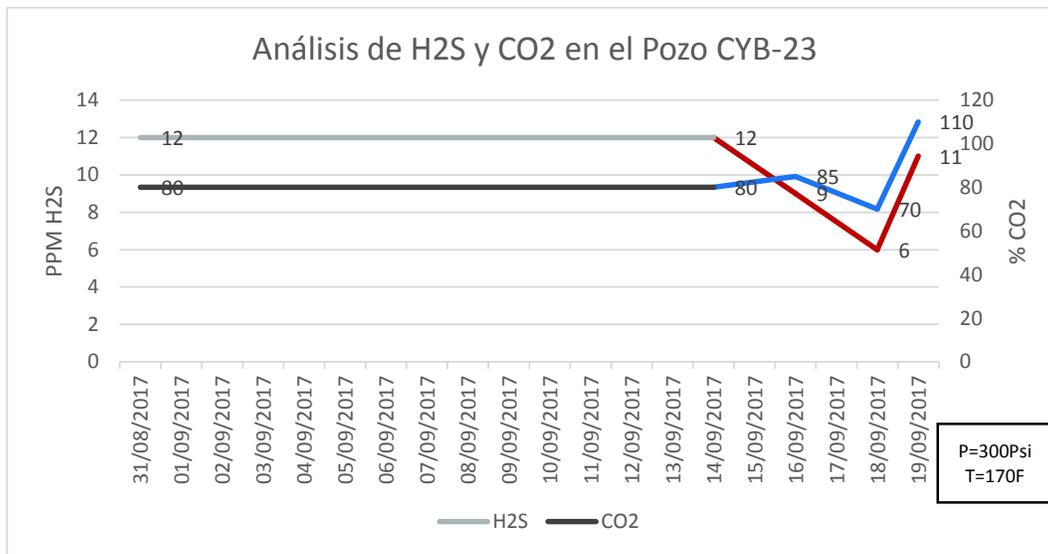
La técnica para llevar un óptimo tratamiento en los campos del Activo Cuyabeno describe procesos como el análisis del agua de formación que se presenta en la tabla 3, la medición de la velocidad de corrosión a través de cupones metálicos, el recubrimiento de las paredes metálicas por medio de la dosificación óptima de químicos inhibidores de corrosión, esta dosificación se realiza de forma continua y por bacheo con el fin de darle mayor protección al equipo y tubería, y finalmente para completar el tratamiento se realiza un constante monitoreo de niveles de hierros en superficie los cuales permiten conocer la eficiencia del químico inhibidor.

Para el estudio se tomó a los pozos CYB-14 y CYB-23 debido a la tendencia corrosiva que poseen. Al no contar con un continuo seguimiento de parámetros importantes para tener un tratamiento óptimo, se sugirió realizar un mayor control en el mes de septiembre de estos parámetros y de las dosificaciones realizadas en función de la tasa de corrosión de cada uno de los pozos, con el fin de controlar este fenómeno y evaluar el estado de los pozos.

El análisis de los niveles de gases como el H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> de los pozos CYB-14 y CYB-23 se presenta en los gráficos 20 y 21 respectivamente. Los valores son medidos en el cabezal del pozo.

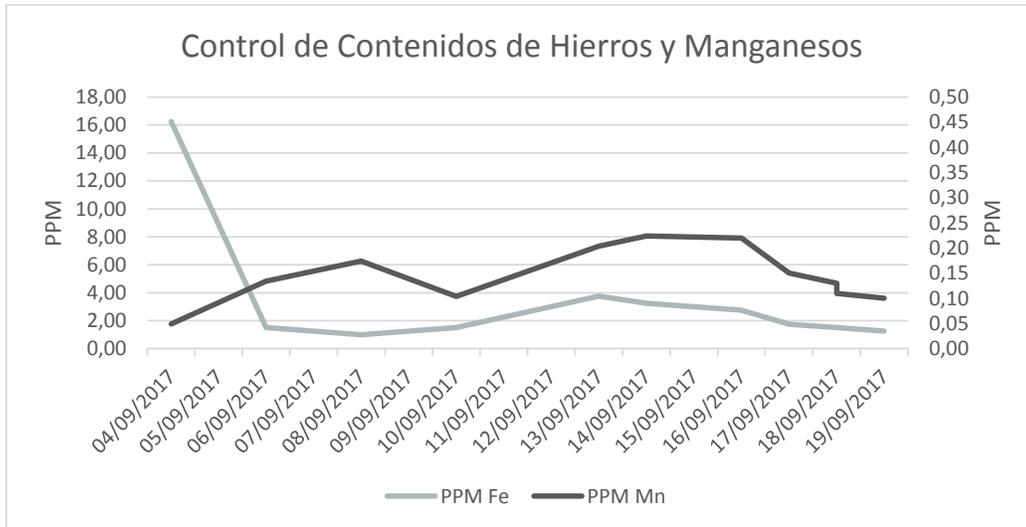


**Gráfico 20.** Análisis de H2S y CO2 en el Pozo CYB-14  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

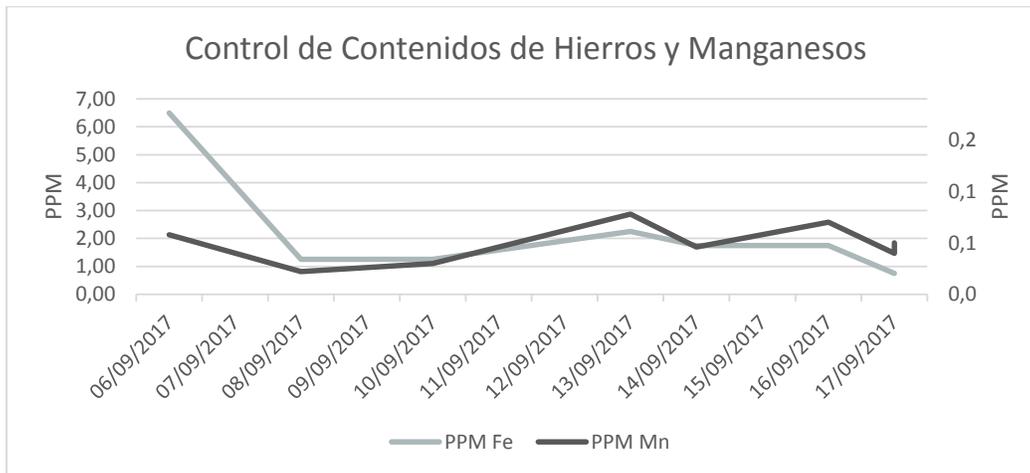


**Gráfico 21.** Análisis de H2S y CO2 en el Pozo CYB-23  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

Los contenidos de hierros y manganesos son parámetros importantes de medida de eficiencia del químico, dependiendo de los valores se debe incrementar o mantener la dosis actual del químico. En los gráficos 22 y 23 se observa las curvas de niveles de hierros y manganesos de los pozos CYB-14 y CYB-23.

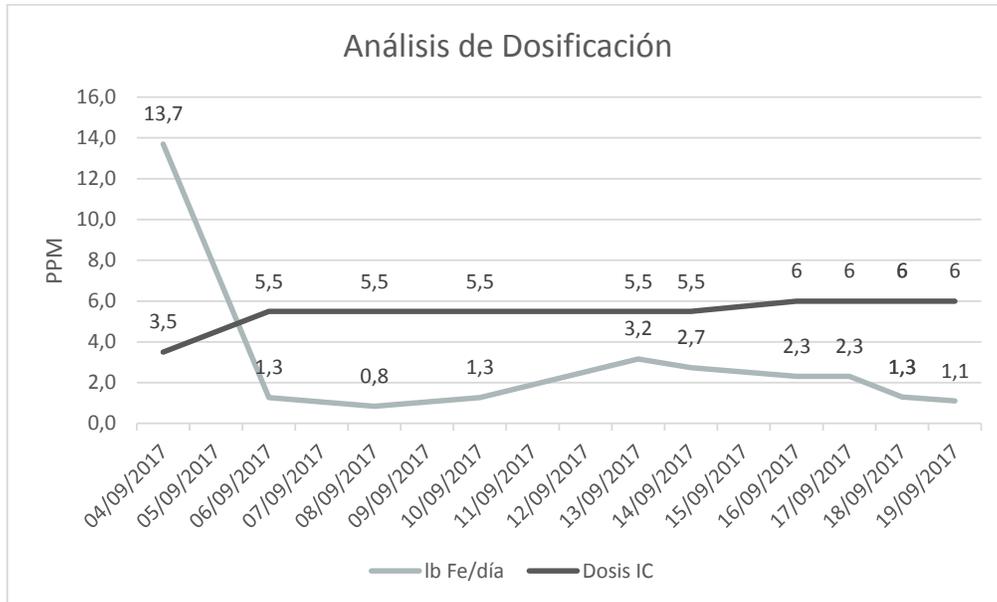


**Gráfico 22.** Análisis de Contenidos de Hierros y Manganesos-Pozo CYB-14. Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

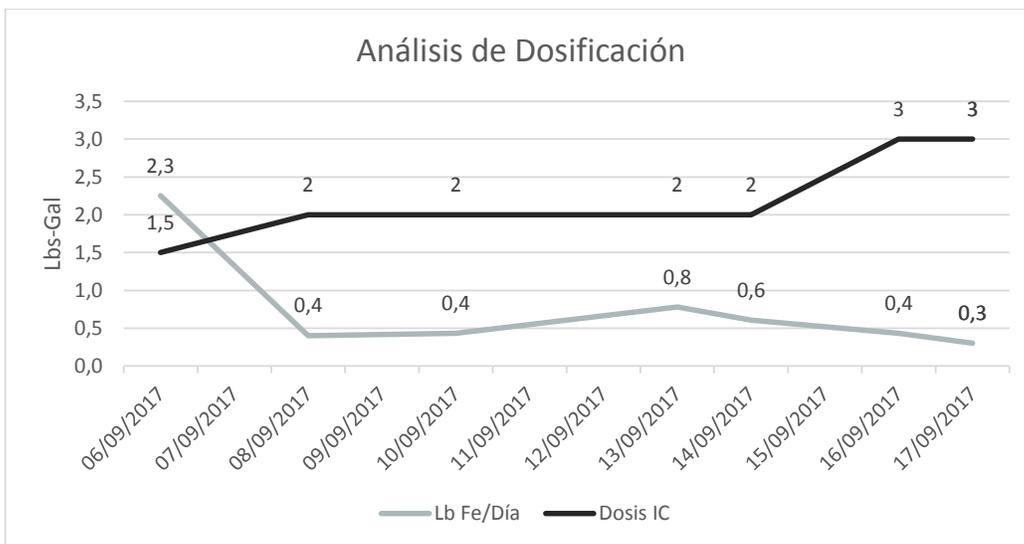


**Gráfico 23.** Análisis de Contenidos de Hierros y Manganesos. Pozo CYB-23. Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

La dosificación de inhibidores de químicos se realiza en función de las características físico-químicas del agua de formación y principalmente en las concentraciones de los niveles de hierros que se tiene en superficie, es así que si aumenta la concentración de hierros es necesario aumentar la dosis del químico. En los gráficos 24 y 25 se observa las curvas de dosificación de los pozos CYB-14 y CYB-23, con las variaciones debido a los niveles de hierros medidos en superficie.

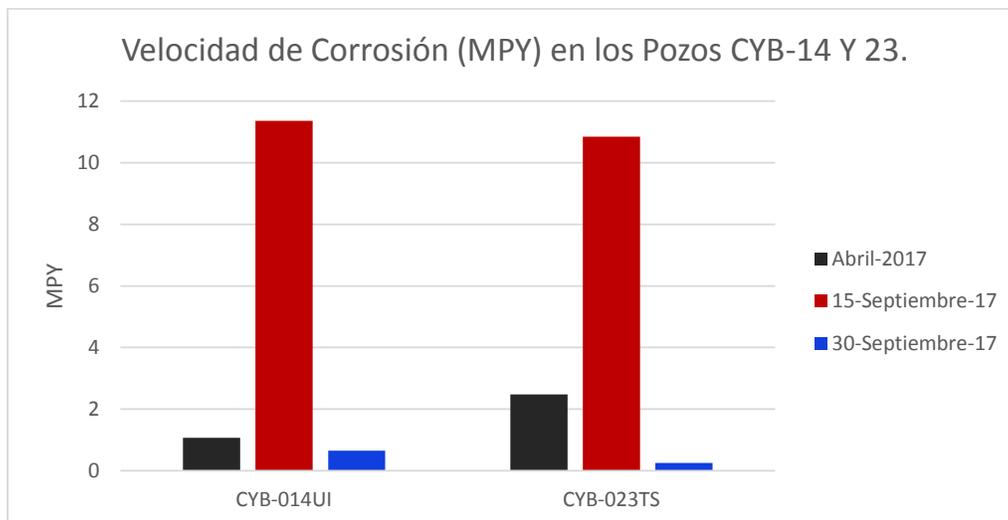


**Gráfico 24.** Análisis de Dosificación de Químico Inhibidor de Corrosión. Pozo CYB-14  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.



**Gráfico 25.** Análisis de Dosificación de Químico Inhibidor de Corrosión. Pozo CYB-23  
Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

Mediante el análisis del control de la velocidad de corrosión a través de la técnica de cupones se llega a cuantificar la gravedad de este fenómeno y a evaluar la eficiencia de las funciones del químico inhibidor de corrosión. En el gráfico 26 se determina la velocidad de corrosión de los pozos CYB-14 y CYB-23 del Activo Cuyabeno.



**Gráfico 26.** Análisis de la Velocidad de Corrosión en los Pozos CYB-14 y CYB-23. Elaborado por: Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIONES.

#### 3.1 Optimización de Dosificaciones de Químicos Demulsificantes.

De acuerdo a los parámetros analizados de grado API, temperatura, tiempos de residencia y eficiencia de los químicos demulsificantes dosificados en las estaciones del Activo Cuyabeno se ha llegado a optimizar el proceso de deshidratación de químicos en los tanques de lavado.

Se determinó rangos de temperatura de operación que permiten mayor facilidad de separación de la mezcla bifásica que se tiene en los tanques de lavado. Para la Estación Cuyabeno el rango de temperatura se encuentra entre 120°F y 125°F de acuerdo al gráfico 1.

Para la Estación Sansahuari la temperatura de operación está entre 110°F y 115°F como se observa en el gráfico 2; mientras que para la Estación VHR la temperatura óptima de operación está entre 135°F y 150°F como se visualiza en el gráfico 3.

Como resultado de este análisis se observa en las gráficas 4,5 y 6 que el tanque con mayor estabilidad y un BSW de descarga dentro del rango que permite la norma ASTM 4007 (menor a 0,5%) es el de la Estación VHR ya que posee los rangos de temperaturas operacionales más altos, mientras que el tanque con mayor inestabilidad

es el de la Estación Sansahuari ya que posee las temperaturas de operación más bajas.

El tanque de lavado de la estación VHR cuenta con un rango más alto de temperatura de operación debido al diseño de facilidades de superficie y a que el tipo de levantamiento de los pozos es mayoritariamente BES, es así que el fluido que produce conserva un alto porcentaje de la temperatura del reservorio al no entrar en contacto con otros fluidos de menor temperatura como en el caso de producir con levantamiento Power Oil.

Los tiempos de Residencia del demulsificante en los Tanques de Lavado que opera en cada estación juega un papel importante en la estabilidad y en los valores de BSW de descarga que se tiene en los tanques, es así que se determinó que el tanque con mayor estabilidad de acuerdo a las gráficas 4, 5 y 6 es el de la estación VHR con un tiempo de residencia de 84,1 horas. Mientras que la estabilidad de los tanques Cuyabeno y Sansahuari es inestable debido a que los tiempos de residencia son de 11,7 horas y 13,1 horas respectivamente. En estos tanques se tiene varios valores de BSW de descarga fuera del rango permitido.

Existen dos tiempos de residencia uno teórico y uno práctico, el teórico se considera de dividir la capacidad del tanque para el caudal mientras que el práctico depende del buen diseño del tanque de lavado. Es así que los tiempos de residencia en este estudio están dados por el análisis de los ingenieros de campo.

La eficiencia de los químicos demulsificantes viene dada por la serie de parámetros dados anteriormente así como de la compatibilidad de la composición del químico con los fluidos tratados. Se llegó a la conclusión que el químico más óptimo para las condiciones presentadas en la Estación Cuyabeno es el Químico C como se observa en el gráfico 10, ya que tiene un costo de 0,09 centavos de dólar el tratamiento de un barril y mantiene la estabilidad y BSW del tanque por debajo de 0,5%.

Para la estación Sansahuari, en el gráfico 11 se determina que el químico de menor costo por barril es el químico D pero el perfil de estabilidad en los tanques de lavado no cumple con los requisitos ya que es muy inestable y está fuera de la norma; por el contrario el químico óptimo para brindarle estabilidad es el químico C, el cual también es conveniente económicamente ya que cuesta 0,24 centavos de dólar el tratamiento de un barril de crudo y mantiene el BSW de descarga del tanque de lavado por debajo del 0,5% casi en la totalidad del periodo utilizado.

Finalmente para la Estación VHR se visualiza en el gráfico 12 que el químico más óptimo para las condiciones presentadas es el Químico A, con un costo de 0,056 centavos de dólar por barril tratado, manteniendo el BSW del tanque por debajo del 0,5% permitido.

Un problema adicional que se pudo encontrar en las estaciones Cuyabeno y Sansahuari al analizar las gráficas 7 y 8 que corresponde a dosificaciones, se determinó que el químico D produjo una sobresaturación del tanque debido al exceso de dosificación y a la incompatibilidad de la composición del químico con el fluido tratado, lo que produjo una inestabilidad y valores de BSW de Descarga mayores a 0,5% alcanzando incluso valores de BSW de 2%, como se evidencia en los gráficas 4 y 5.

### **3.2 Optimización de Dosificaciones de Químicos Inhibidores de Incrustaciones.**

La técnica de análisis de cupones de incrustaciones utilizada en los pozos del Activo Cuyabeno ha evidenciado ser exitosa, ya que permite tener una dosificación óptima de químicos inhibidores de escalas según la información que se obtiene del estado del pozo. Además esta técnica permite visualizar y calcular la tasa de asentamiento de incrustaciones cuando el inhibidor no es efectivo como se indica en el anexo 6.

Debido a los valores de PTB visualizados en los gráficos 13, 15 y 17 se puede determinar que el pozos CYB-14, CYB-55 y VNTA-01 tienen tendencia mayoritariamente severa a formar incrustaciones, sin un debido tratamiento químico, estos pozos podrían incurrir en repetidas paras por disminución de diámetros de tuberías y equipos, desencadenando en pérdidas de producción de hidrocarburos.

En las tablas 6,7 y 8 respectivamente se observa que el rango de dosificación del químico inhibidor de incrustaciones para el pozo CYB-14 varía entre 26-39,2 PPM de químico, para el pozo CYB-55, el rango varía entre 37,9-83,7 PPM, mientras que para el pozo VNTA-01 se tiene un rango de dosificación que varía entre 53,4-83,7 PPM. Estos valores dependen de la calidad y cantidad de agua que produce cada uno de los pozos. Estos rangos además son los óptimos ya que se basan en los análisis realizados mediante cupones, que han demostrado no existir problemas de asentamiento de incrustaciones como se visualiza en el anexo 6.

El monitoreo de residual de fosfonatos que se ha realizado permite evidenciar también el éxito del tratamiento en los pozos estudio del Activo Cuyabeno. En función de los resultados obtenidos en el gráfico 19 se observa que los residuales de fosfonatos se encuentran entre 15 y 17,8 PPM, confirmando así la eficiencia del producto inhibidor de incrustaciones que se está utilizando para el tratamiento.

### **3.3 Optimización de Dosificaciones de Químicos Inhibidores de Corrosión.**

En el Gráfico 20 se visualiza los niveles de gases H<sub>2</sub>S Y CO<sub>2</sub> del pozo CYB-14 presentes en el agua de formación, estos niveles oscilan entre 13 y 20 ppm de H<sub>2</sub>S y el nivel de CO<sub>2</sub> varía entre 90 y 105% lo que determina la tendencia corrosiva del agua de formación que se está produciendo. En el gráfico 21 se observa los niveles de gases del pozo CYB-23 con similares rangos se tiene el nivel H<sub>2</sub>S entre 6 y 12 ppm y el nivel de CO<sub>2</sub> entre 80 y 110%.

#### **3.3.1 Resultados del Tratamiento aplicado al Pozo CYB-14.**

De acuerdo al gráfico 24 acerca de la dosificación de químicos inhibidores de corrosión y los niveles de hierros medidos en superficie se tiene que se realizó las siguientes actividades con el fin de optimizar el tratamiento y brindar una adecuada protección a los equipos y tuberías de los pozos de estudio.

El 4 de septiembre se realizó una medida de 13,7 lb de hierro por día en superficie y la dosificación estaba en 3,5 gal/día debido a esto se decidió aumentar la dosis a 5,5 gal/día visualizando una disminución de los niveles de hierro a 1,3. Se mantuvo la dosis hasta el 14 de septiembre.

El 15 de septiembre se retiró el cupón de corrosión para evaluar los resultados de la velocidad de corrosión. En el gráfico 26 se observa que la velocidad con la que se presenta el fenómeno es de 11,36 mpy. Según la tabla de clasificación de NACE este valor nos indica que la corrosión que se tiene en el pozo es severa razón por la cual se toman dos medidas, primero se realiza un bacheo de anticorrosivo por 12 horas a full piston, con el objetivo de aumentar el film de anticorrosivo y segundo se decide aumentar la dosis de inhibidor a 6 gal/día, el nivel de hierros en superficie también disminuyó a 1,1 lbFe/día como se observa en el gráfico 24.

Después de estas medida se realiza otra evaluación con cupones que son retirados el día 30 de septiembre en el que se observa que la velocidad de corrosión disminuyó a 0,6481 mpy como se observa en el gráfico 26, este valor indica que la corrosión en el pozo está controlada. De esta manera se optimizó el tratamiento en el pozo CYB-14 con el fin de disminuir los riesgos de daños de equipos y tuberías por este fenómeno.

### **3.3.2 Resultados del Tratamiento aplicado al Pozo CYB-23.**

En el gráfico 25 donde se describe las curvas de dosificación de químicos inhibidores de corrosión y los niveles de hierros medidos en superficie se tiene que se realizó las siguientes actividades con el fin de optimizar el tratamiento y brindar una adecuada protección a los equipos y tuberías de los pozos de estudio.

El 6 de septiembre se realizó una medida de 2,3 lbFe/día en superficie y la dosificación estaba en 1,5 gal/día debido a esto se decidió aumentar la dosis a 2 gal/día visualizando una disminución de los niveles de hierro a 0,4 lbFe/día. Se mantuvo la dosis hasta el 14 de septiembre.

El día 15 de septiembre se retiró el cupón de corrosión para evaluar los resultados de la velocidad de corrosión. En el gráfico 26 se observa que la velocidad con la que se presenta el fenómeno es de 10,84 mpy. Según la tabla de clasificación de NACE este valor nos indica que la corrosión que se tiene en el pozo es severa razón por la cual se toman dos medidas, primero se realiza un bacheo de 15 galones de inhibidor por 12 horas a full piston, con el objetivo de aumentar el film de anticorrosivo y segundo se decide aumentar la dosis de inhibidor a 3 gal/día, el nivel de hierros en superficie también disminuyó a 0,3 lbFe/día como se observa en el gráfico 24.

Después de estas medida se realiza otra evaluación con cupones que son retirados el día 30 de septiembre en el que se observa que la velocidad de corrosión disminuyó a 0,2546 mpy como se observa en el gráfico 26, este valor indica que la corrosión en el pozo está controlada. De esta manera se optimizó el tratamiento en el pozo CYB-23 con el fin de disminuir los riesgos de daños de equipos y tuberías por este fenómeno.

### 3.4 Análisis de Sensibilidad de Química Aplicada en el Activo Cuyabeno.

Se realizó un análisis de sensibilidad de química demulsificante, antiescala y anticorrosiva en las estaciones y pozos de estudio en el Activo Cuyabeno el cual tiene como objetivo evaluar el funcionamiento de los químicos que se están aplicando, como se presenta los resultados cualitativos a continuación en las tablas 9 y 10:

Tabla 9. Análisis de Sensibilidad de Química Demulsificante en las Estaciones.

QUÍMICOS DEMULSIFICANTES	ESTACIONES DEL ACTIVO CUYABENO		
	Estación Cuyabeno	Estación Sansahuari	Estación VHR
<b>Químico A</b>	El químico no tuvo buen funcionamiento, no cumplió los requisitos de baja dosificación ni da buena estabilidad de los tanques.	El químico no tuvo buen funcionamiento, no cumplió los requisitos de baja dosificación ni da buena estabilidad de los tanques.	El químico tuvo buen funcionamiento, cumplió los requisitos de baja dosificación y buena estabilidad de los tanques.
<b>Químico B</b>	El químico no tuvo buen funcionamiento, cumplió los requisitos de baja dosificación pero no buena estabilidad de los tanques ni compatibilidad.	El químico no tuvo buen funcionamiento, cumplió los requisitos de baja dosificación pero no buena estabilidad de los tanques ni compatibilidad.	El químico tuvo un funcionamiento aceptable, con una dosificación media y brindó buena estabilidad de los tanques.
<b>Químico C</b>	El químico tuvo buen funcionamiento, cumplió los requisitos de baja dosificación y buena estabilidad de los tanques.	El químico tuvo buen funcionamiento, cumplió los requisitos de baja dosificación y buena estabilidad de los tanques.	El químico tuvo un funcionamiento aceptable, con una dosificación media y brindó buena estabilidad de los tanques.
<b>Químico D</b>	El químico no tuvo buen funcionamiento, cumplió los requisitos de baja dosificación pero no buena estabilidad de los tanques ni compatibilidad.	El químico no tuvo buen funcionamiento, cumplió los requisitos de baja dosificación pero no buena estabilidad de los tanques ni compatibilidad.	No fue dosificado en esta Estación.
<b>Químico E</b>	No fue dosificado en esta Estación	No fue dosificado en esta Estación.	El químico tuvo un funcionamiento aceptable, con una dosificación media y brindó buena estabilidad de los tanques.

Elaborado por Daniel Bonilla.

Tabla 10. Análisis de Sensibilidad de Química Antiescala y Anticorrosiva en los Pozos.

QUÍMICOS	POZOS DE ESTUDIO			
	CYB-14	CYB-23	CYB-55	VNTA-01
Inhibidor de Incrustaciones	En el pozo CYB-14 se tiene una tendencia severa a formar incrustaciones, debido a que los niveles de PTB se encuentran por arriba de 250.	En el pozo CYB-23 no aplica el estudio de formación de incrustaciones debido a que los niveles de PTB se encuentran dentro de la categoría leve, por el correcto funcionamiento del químico aplicado	En el pozo CYB-55 se tiene una tendencia severa a formar incrustaciones, debido a que los niveles de PTB se encuentran por arriba de 250.	En el pozo VNTA-01 se tiene una tendencia severa a formar incrustaciones, debido a que los niveles de PTB se encuentran por arriba de 250.
Inhibidor de Corrosión	Los niveles de corrosión en el pozo CYB-14 son altos, en el mes realizado el estudio se determinó una tasa de corrosión severa, según el rango de medición de NACE.	El análisis de los químicos inhibidores de corrosión que se está aplicando en el pozo determinó que tiene una tasa corrosiva severa según el rango de medición de NACE	En el pozo CYB-55 no aplica el estudio del análisis de inhibidores de corrosión ya que la tasa de afectación de este fenómeno está controlada debido al correcto funcionamiento del químico aplicado.	En el pozo VNTA-01 no aplica el estudio del análisis de inhibidores de corrosión ya que la tasa de afectación de este fenómeno está controlada debido al correcto funcionamiento del químico aplicado.

Elaborado por Daniel Bonilla.

#### 4. CONCLUSIONES.

En el tratamiento de deshidratación en el tanque de lavado es importante considerar un diseño de facilidades que permita tener la temperatura en rangos altos ya que de esta manera se facilita la separación de las emulsiones de agua formadas en el crudo. Como se observa en el campo VHR donde la temperatura oscila entre 140°F y 150°F se tiene mejores resultados de deshidratación que en las otras estaciones que fueron objeto de estudio.

El diseño del tanque de lavado es importante debido a los tiempos de residencia de los fluidos producidos, mientras mayor capacidad en relación con la producción de fluidos que recibe más eficiente es el tanque en el proceso de deshidratación, ya que brinda mayor tiempo para ejecutar el tratamiento. El tanque de la estación VHR al tener

mayor la relación capacidad-producción de acuerdo al análisis realizado es el más óptimo para el tratamiento ya que cuenta con un tiempo de residencia de 84,1 horas.

El ingreso de agua libre al tanque de lavado dificulta el rompimiento de la emulsión, disminuye su tiempo de retención, e incrementa costos por debido al aumento de la dosificación de demulsificantes.

En el tratamiento de deshidratación mediante químicos demulsificantes es importante hacer pruebas de laboratorio que permitan medir la eficiencia de los químicos según las condiciones actuales de cada estación y compatibilidad con el fluido producido, con el fin de evitar problemas operacionales por sobresaturación debido a la incompatibilidad del químico con el fluido producido como los que se presentaron en las Estaciones Cuyabeno y Sansahuari en los meses de mayo y junio del 2017, bajo el accionar del químico D.

Las características físico-químicas de los fluidos producidos desempeñan un papel importante en el tratamiento de inhibición de incrustaciones ya que permiten predecir la tendencia a formar incrustaciones que tiene cada uno de los pozos a través del parámetro PTB de Stiff y Davies.

Los pozos del Activo Cuyabeno tienen una alta tendencia a formar incrustaciones es por esto que siempre se debe tener un control adecuado de las condiciones de cada pozo para poder realizar una adecuada dosificación, como la actual, que permita controlar este fenómeno y no cause problemas operacionales como la pérdida de producción por taponamiento de los diámetros de tuberías y equipos.

El óptimo control de la eficiencia del químico inibidor de incrustaciones dosificado en el Activo Cuyabeno se realiza mediante la técnica de cupones de incrustaciones y el monitoreo de los residuales de fosfonatos. Este tratamiento de prevención ha demostrado ser más eficiente y exitosos que el de remoción de incrustaciones.

Los niveles de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S presentes en el agua de formación son los indicadores más representativos de que el fenómeno de corrosión pueda ocurrir en los pozos o líneas de producción, además estos niveles indican la severidad con la que puede suscitarse el fenómeno.

La forma más práctica de monitorear la corrosión y medir la eficiencia de los químicos inyectados para controlar este fenómeno es a través de la medición de los niveles de hierros en determinados puntos estratégicos, se tiene una base de niveles de hierros, si esta aumenta representa un desgaste en los equipos metálicos y es necesario

aumentar el film que protege los equipos y tuberías a través del aumento de la dosis del inhibidor de corrosión.

La correcta medición de la velocidad de corrosión a través de la técnica de cupones de corrosión representa una importante medida de los problemas que causa este fenómeno en el interior de los equipos y tuberías de materiales susceptibles a ser corroídos, sin embargo no evidencia con exactitud la realidad del desarrollo del fenómeno ya que en los cupones puede no existir corrosión pero en las tuberías o equipos puede estar ocurriendo este fenómeno.

La evaluación de la corrosión generalizada, por medio del valor de mpy y gracias a las acciones tomadas de aumento de dosis y bacheo con químico inhibidor de corrosión en el mes de septiembre de 2017, evidencia que se tiene en todo el campo una corrosión controlada, por medio del tratamiento químico aplicado.

## **5. RECOMENDACIONES.**

Para el uso de químicos demulsificantes en las estaciones del Activo Cuyabeno es importante que se base la contratación de estos servicios mediante un análisis complejo de la eficiencia del químico bajo las condiciones del campo y no solo por el bajo costo del químico.

Se recomienda hacer un estudio de factibilidad del aumento de la capacidad de los tanques de lavado con el fin de incrementar el tiempo de residencia de los fluidos producido y facilitar la separación de las emulsiones.

Se recomienda realizar un estudio de las facilidades de superficie actuales con el fin de implementar un aumento en la temperatura de operación de los fluidos para tener una mayor facilidad de separación de emulsiones.

Se recomienda reducir el periodo de control y monitoreo de los parámetros en el tratamiento anticorrosivo para evitar el daño que produce este fenómeno, al no tener las precauciones adecuadas.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

Agurto, E. (2012). "Mejoras en el tratamiento de agua de inyección para campos maduros de petróleo usando microburbujas de gas natural"

Arnold, R. (2004). Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recuso. Oilfiel Rewiew Schlumberger.

ARPEL, (2011). Guía para la Disposición y Tratamiento del agua producida. Montevideo, Uruguay.

American Society of Test Methods, (2011). Standard Test Method for Barium in Brackish Water, Seawater and Brines.

American Society of Test Methods, (2007). Standard Test Method for Cadmium in Water.

American Society of Test Methods, (2007). Standard Test Method for Chromium in Water.

American Society of Test Methods, (2008). Standard Test Method for Lead in Water.

American Society of Test Methods, (2007). Standard Test Method for Total Mercury in Water.

American Society of Test Methods, (2012). Standard Test Method for pH of Water.

American Society of Test Methods, (2011). Standard Test Method for Anions in Water by Chemically Suppressed Ion Chromatography.

American Society of Test Methods, (2009). Standard Test Method for Chloride Ions in Brackish Water, Seawater and Brines.

American Society of Test Methods, (2011). Standard Test Method for Acidity or Alkalinity of Water.

American Society of Test Methods, (2008). Standard Test Method for Sulfate Ion in Brackish Water, Seawater and Brines.

American Society of Test Methods, (2009). Standard Test Method for Calcium and Magnesium in Water.

American Society of Test Methods, (2011). Standard Test Method for Lithium, Potassium and Sodium Ions in Brackish Water, Seawater and Brines by Atomic Absorption Spectrophotometry.

American Society of Test Methods, (2010). Standard Test Method for Iron in Water.

American Society of Test Methods, (2007). Standard Test Method for Strontium in Water.

American Society of Test Methods, (2007). Standard Test Method for Phenolic Compounds in Water.

American Society of Test Methods, (2006). Standard Test Method for Phenols in Water Gas Liquid Chromatography.

American Society of Test Methods, (2012). Standard Test Method for Dissolved Oxygen in Water.

American Society of Test Methods, (2012). Standard Test Method for Dissolved Oxygen in Water (Colorimetry).

American Society of Test Methods, (2009). Standard Test Method for Electrical Conductivity and Resistivity of Water.

American Society of Test Methods, (1996). Standard Test Method for Sulfide Ion in Water.

American Society of Test Methods, (2016). Standard Test Method for Total and Dissolved Carbon Dioxide Ion in Water.

American Society of Test Methods, (2016). Standard Test Method for Silica in Water.

Chávez, J. Yáñez, D. (2010); Reingeniería de un sistema de calentamiento para la deshidratación de crudo a ser implementado en el Campo Cuyabeno a cargo de Petroproducción, ubicado en la provincia de Sucumbíos.

Fierro, J. (2006). Clarificación de agua de producción para su Inyección o reinyección por flotación inducida Con microburbujas.

Figuroa, V. (2009). Desemulsificación de tanques de Slop por Tratamiento en frío en refinería la Pampilla. Lima-Perú

Galvis, Y. (2007). Estudio de los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de aguas de producción en la Estación PF2 del Campo Caño Limón. Bucaramanga-Colombia.

G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S. R. L. (2014). Tratamiento de Crudos: Necesidad, recursos y últimos avances. Nota Técnica N° 36.

Larrea, A. Malavé, K. (2009). Estudio de problemas de incrustaciones y evaluación de Químicos anti-incrustaciones en núcleos seleccionados para Diseños de tratamientos tipo “squeeze” a las areniscas U y t del campo Shushufindi.

Mancilla, R. Mesa, H. (2012); “Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero”.

Marfisi, S. y Salager, J. (2004). Deshidratación de crudo: Principios y Tecnologías. Mérida-Venezuela.

Méndez, J. (2016). Análisis de Agua de Producción. Universidad Industrial de Santander. Colombia

Méndez, J. (2010). “Diseño y construcción del reactor de mezcla completa para la evaluación de inhibidores de corrosión en crudo, agua de formación y petróleo de Petroproducción-Lago Agrio”.

Montoya, C. (2013). Descripción del proceso de separación que abarca el control de las facilidades de producción del crudo semipesado bloque 15 Campo Indillana, operado por Petroamazonas E.P.

Navarro, J. Oviedo, L. Quintero, D. Sánchez, J. (2016); Análisis de aguas de Producción.

NACE International, (2004). Curso de Corrosión Básica. Manual del Estudiante.

NACE International, (1999). Techniques for Monitoring Corrosion and Related Parameters in Field Applications

NACE International, (2005). Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations

NACE International, (2004). Curso de Corrosión Básica. Manual del Estudiante.

Nalco/Exxon Energy Chemicals, L.P. (1997). Oilfield Chemical Training Manual: Scale. Chapter 5

Nava, J y Sánchez, J. (2012). Tratamiento químico anti incrustante en los pozos productores de crudo del Campo Barua Motatan

Ospino, D. (2009). "Optimización del tratamiento químico del fluido de Producción en una facilidad mediante la simulación y análisis De la distribución de flujos"

Patton, C. (1991). Applied Water Technology Handbook.

Schlumberger, (2011). Valor del Agua de Formación. Oilfiel Rewiew Schlumberger

Smith, H. Vernon, y Kenneth, E. Arnold, (1987), "Crude Oil Emulsions", Petroleum Engineering Handbook.

## 7. ANEXOS.

### Anexo 1.

#### Factores que influyen en la estabilidad de las emulsiones

FACTOR	ACCIÓN	ESTABILIDAD
Velocidad de la fase continua	Aumenta	Aumenta
	Disminuye	Disminuye
Diferencia de gravedad específica	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Salinidad del Agua	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Edad de la emulsión	Alta	Aumenta
	Corta	Disminuye
Temperatura	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Grado API	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Crudos de Base Prafínica	Disminuye	Disminuye
	Aumenta	Aumenta
Dureza Cálcica y Magnésica	Aumenta	Aumenta
	Disminuye	Disminuye
Tamaño de la gota	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Tensión Interfacial	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Exposición al aire	Aumenta	Aumenta
	Disminuye	Disminuye

Elaborado por Daniel Bonilla.

### Anexo 2.

#### Resumen de Métodos de Análisis de Fluidos Producidos en Campo.

Resumen de Métodos de Análisis del Crudo Producido.

Característica	Norma	Unidad
API	ASTM D-1298	@API
Densidad relativa del crudo	ASTM D-1298	-
Viscosidad dinámica	$\mu = \delta * \rho$	Cps
Viscosidad cinemática	ASTM D-44503	cSt
Contenido de sólidos	ASTM D-47302	%Masa
BSW referencial	-	%Volumen
Contenido de azufre	ASTM D-4294	%Masa

Elaborado por Daniel Bonilla.

## Resumen de Métodos de Análisis del Agua.

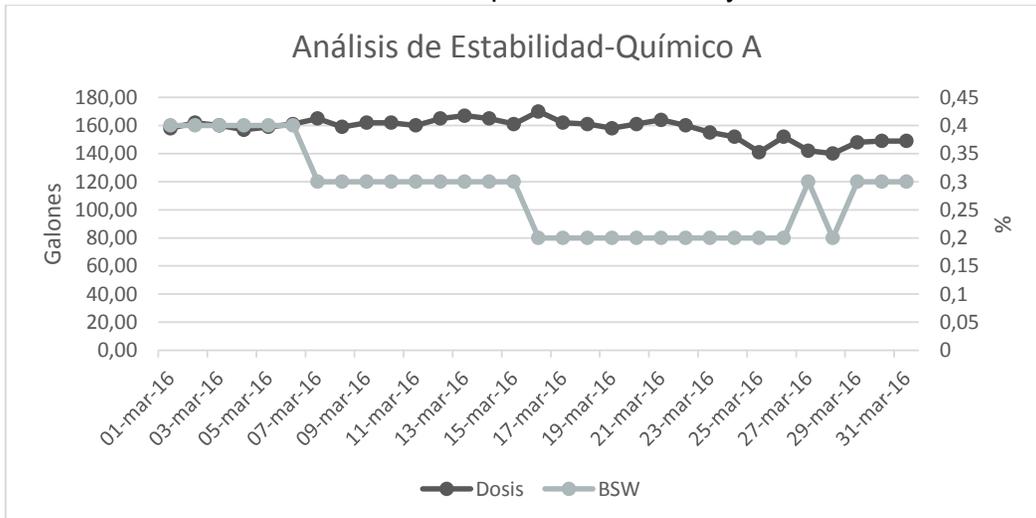
<b>Características Físico-Químicas</b>	<b>Método</b>
Contenido de Sedimentos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D4007-11 en Campo</li> <li>• ASTM. D-4807 en Refinerías</li> </ul>
Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Termómetro</li> </ul>
Grasas y Aceite Libre, Emulsionado y Disuelto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Infrarrojos. ASTM D 3921-96.</li> <li>• Calorimetría</li> <li>• Gravimetría. SM 5520-B</li> </ul>
Potencial de Hidrógeno (pH)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• pH-metro</li> <li>• ASTM D 1293-12</li> </ul>
Conductividad	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Método instrumental</li> <li>• ASTM D 1125-95</li> </ul>
Demanda Bioquímica de Oxígeno	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SM 5210-B</li> </ul>
Demanda Química de Oxígeno	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SM 5220-B</li> </ul>
<b>Aniones</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D4327-03</li> </ul>
Cloro	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 4458-09</li> <li>• ASTM D 4327-11</li> </ul>
Carbonatos y Bicarbonatos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 1067-11</li> <li>• SM 2320-B</li> </ul>
Sulfatos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 4327-11</li> <li>• Turbidimetría ASTM D 4130-08</li> <li>• Gravimetría SM 4500-SO4 D</li> </ul>
Dióxido de Carbono Disuelto CO2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Titulación</li> <li>• SM 4500-CO2 C</li> <li>• ASTM D513 – 16</li> </ul>
Sulfuro de Hidrógeno Disuelto H2S	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Titulación. SM 4500-S= E</li> <li>• Ion electrón. ASTM D 4658-92</li> <li>• Azul de Metileno. SM 4500-S2_D</li> <li>• Tren de gas de Garret.</li> <li>• API RP 13B-1</li> </ul>
Sílices (Óxido de silicio)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 859-16</li> </ul>
Oxígeno Disuelto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Titulación. ASTM D 888-12</li> <li>• Colorimetría. ASTM D 888-12</li> </ul>
<b>Cationes</b>	
Calcio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 511-09</li> <li>• SM 3500 Ca-B</li> </ul>
Magnesio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 511-09</li> <li>• SM 3500 Mg-B</li> </ul>
Sodio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 3561-11</li> </ul>
Hierro	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 1068-10</li> <li>• SM 3500 Fe B</li> </ul>
Estroncio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 3920-02</li> <li>• SM 3500-Sr C</li> </ul>
Fenoles	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 1783-01</li> <li>• ASTM D 2580-06</li> </ul>
<b>Metales</b>	
Bario	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 3651-11</li> <li>• SM 3500 Ba C</li> </ul>
Cadmio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 3557-02</li> </ul>
Cromo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 1687-02</li> </ul>
Plomo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 3559-08</li> </ul>
Mercurio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D 3223-02</li> </ul>

Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Mancilla R. et al, 2012.

### Anexo 3.

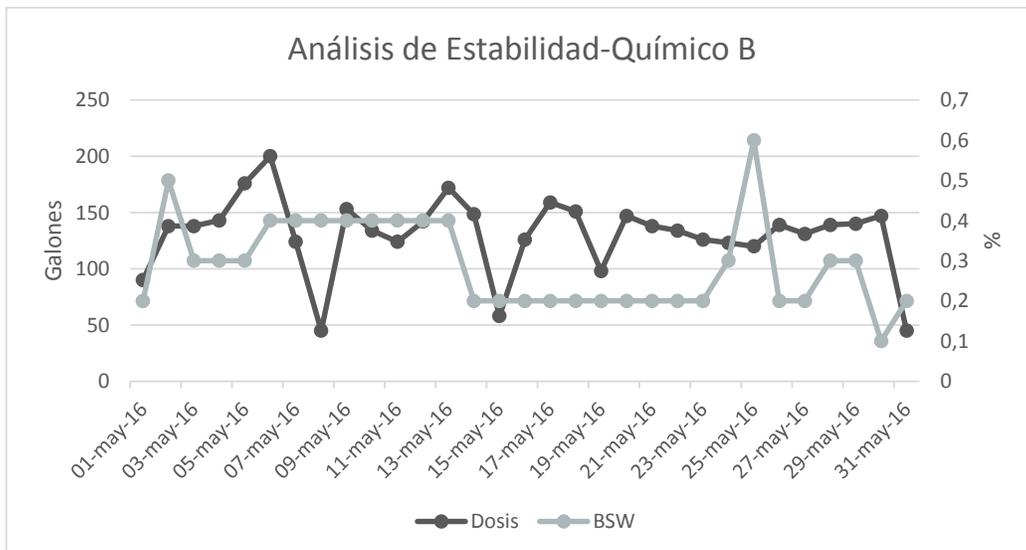
## Análisis de Estabilidad de los Tanques de Lavado de la Estación Cuyabeno

### Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado Cuyabeno-Químico A.



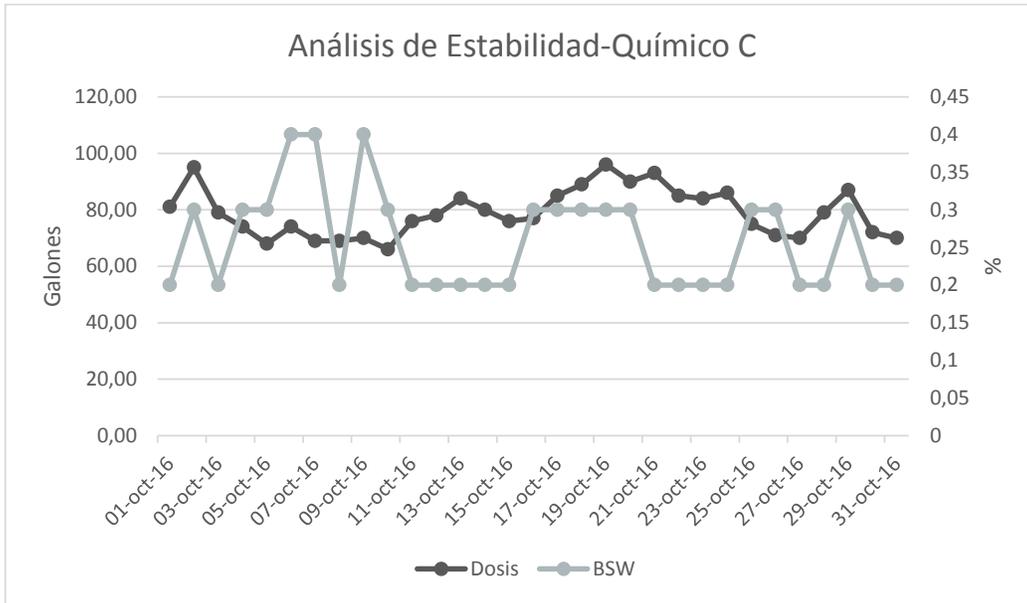
Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

### Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado Cuyabeno-Químico B



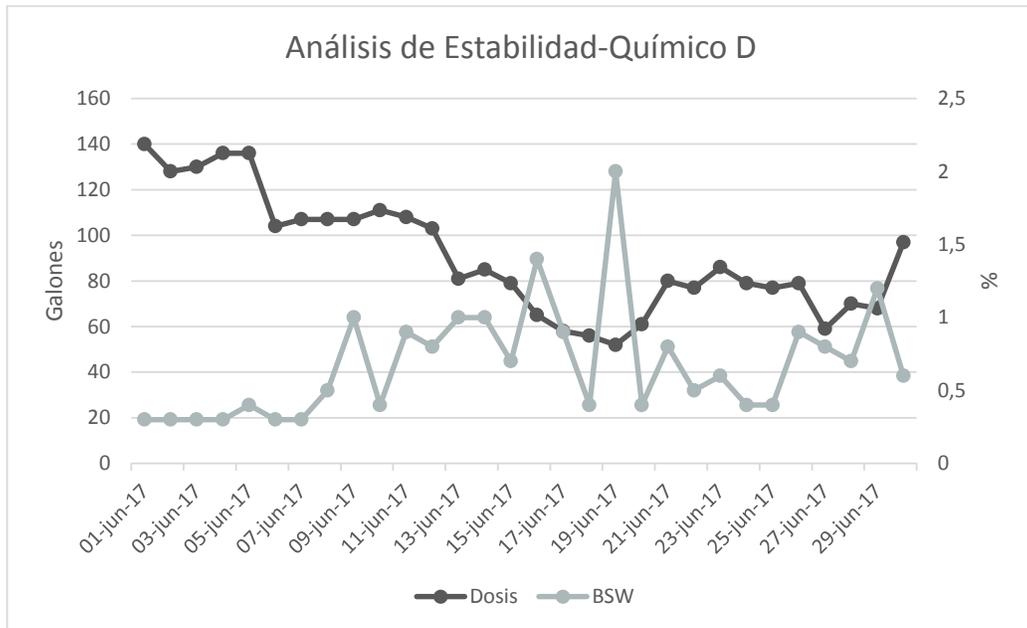
Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

### Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado Cuyabeno-Químico C



Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

### Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado Cuyabeno-Químico D.

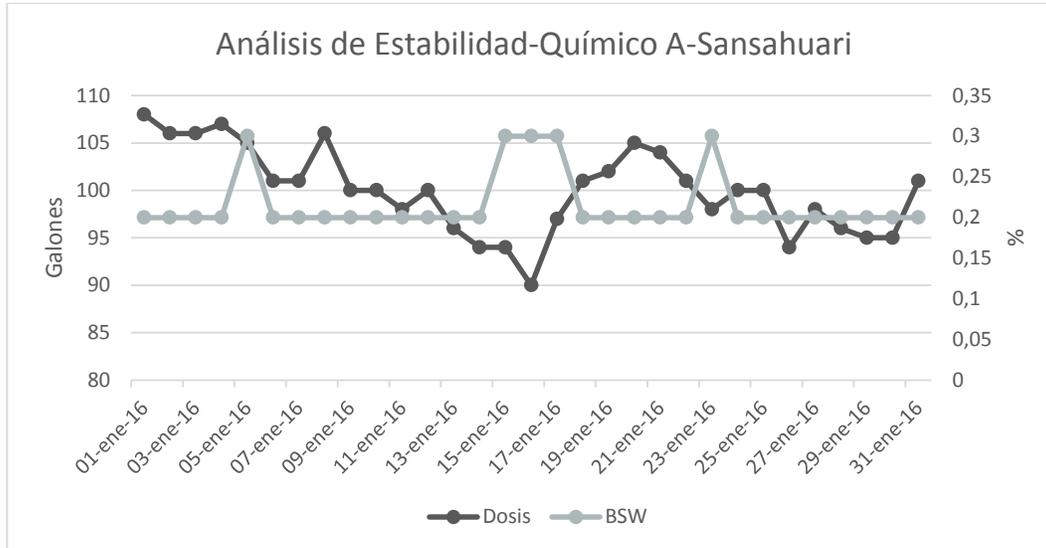


Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

## Anexo 4.

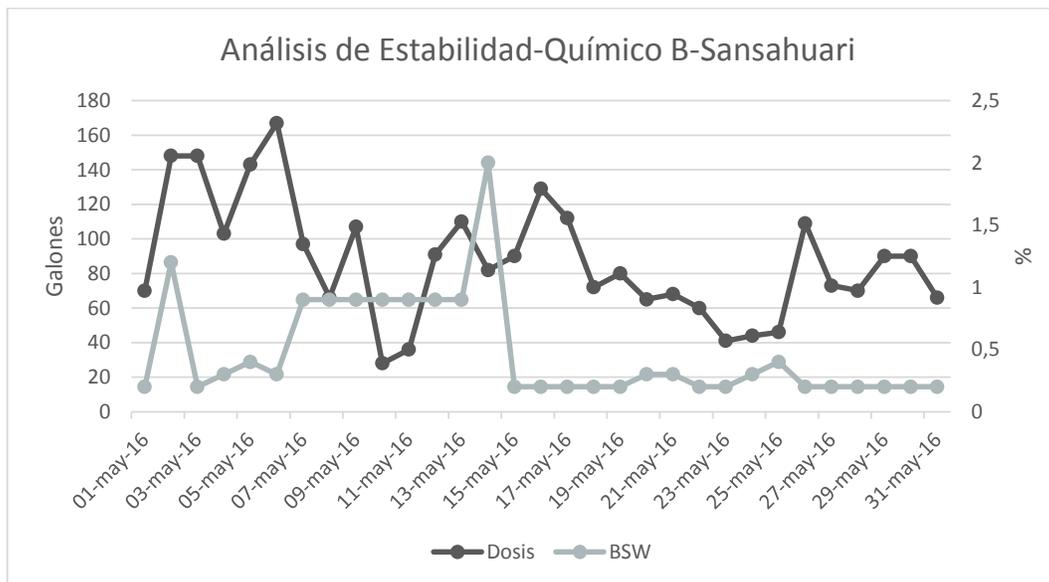
### Análisis de Estabilidad de los Tanques de Lavado de la Estación Sansahuari.

#### Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado Sansahuari-Químico A



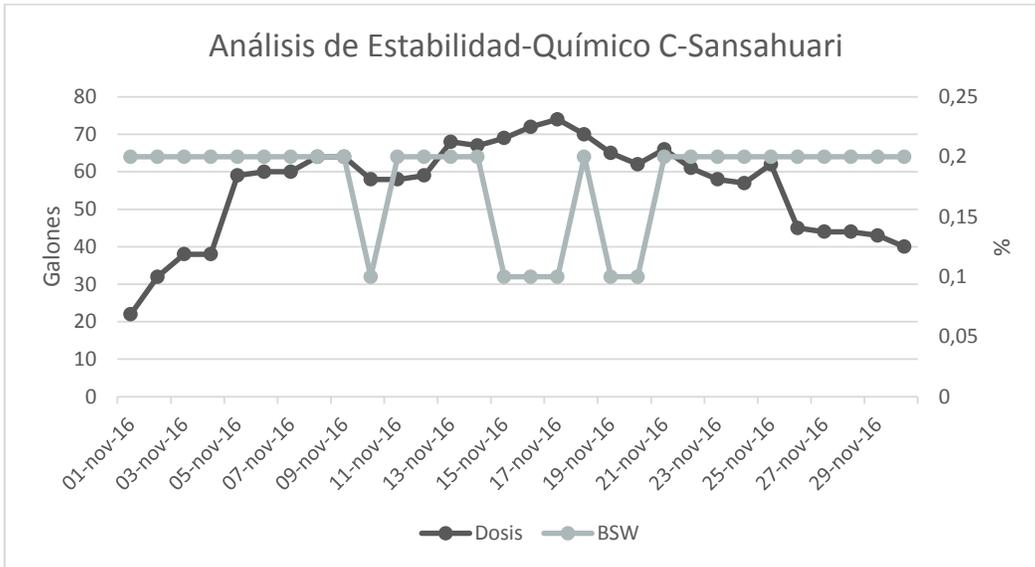
Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

#### Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado Sansahuari-Químico B



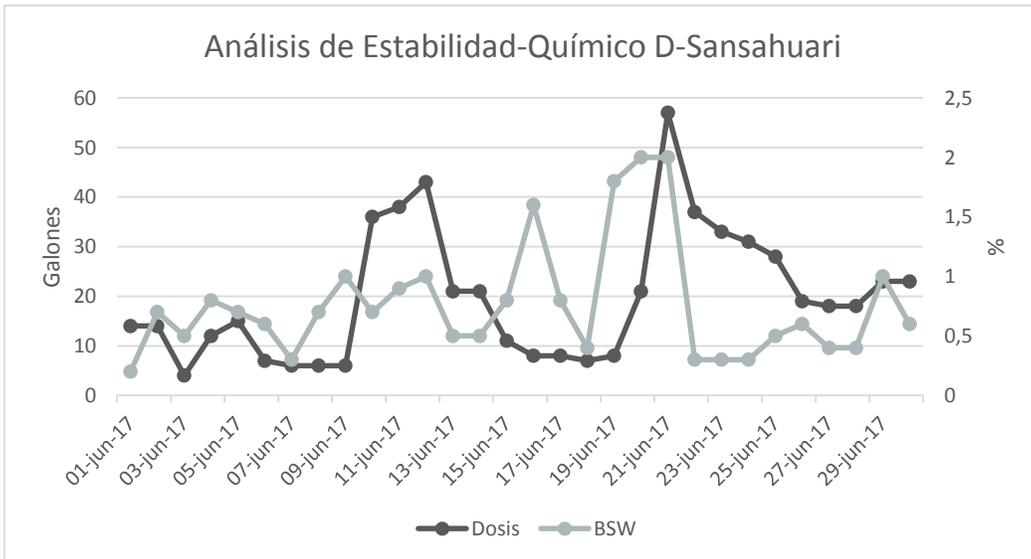
Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

**Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado Sansahuari-Químico C.**



Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

**Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado Sansahuari-Químico D.**

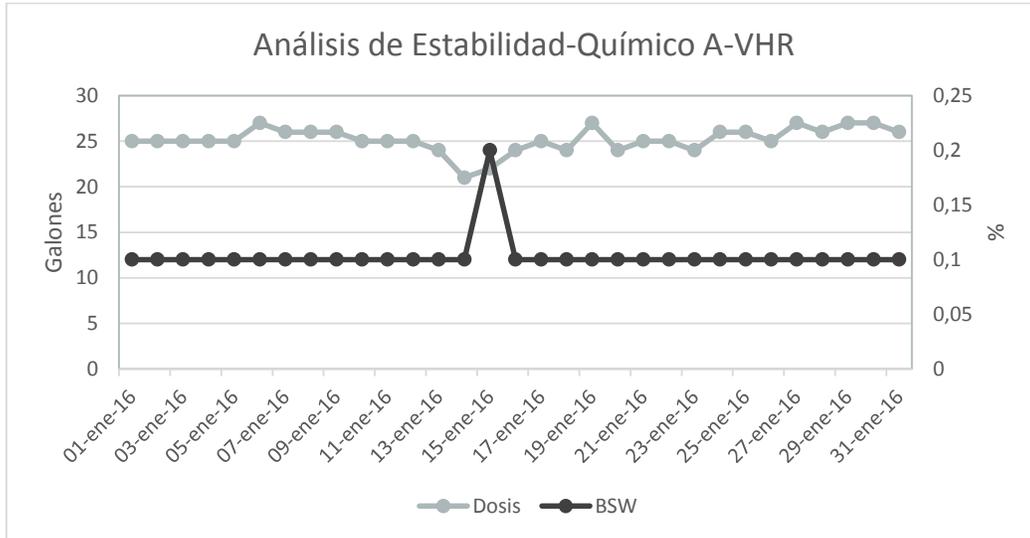


Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

## Anexo 5.

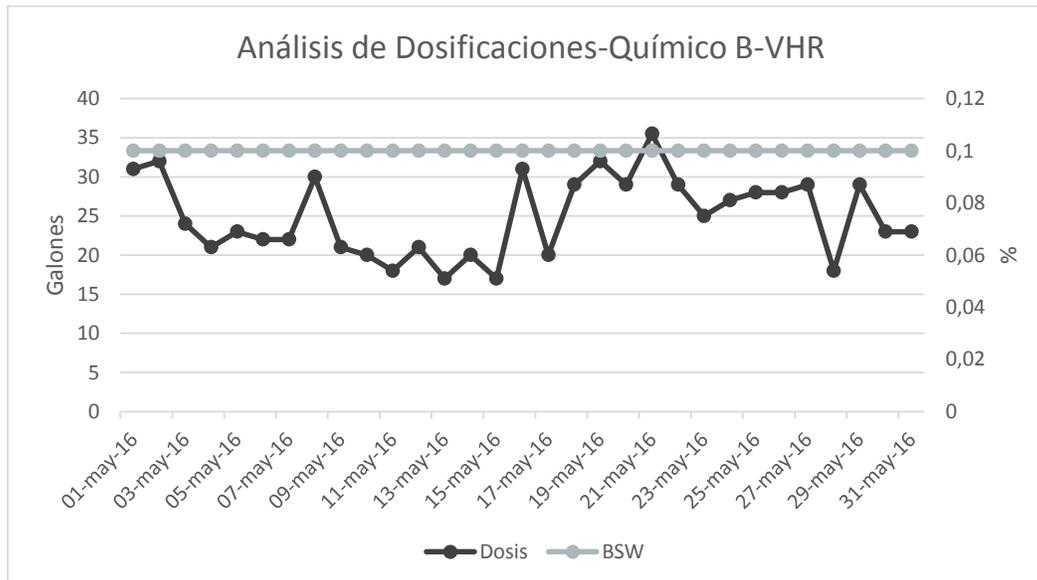
### Análisis de Estabilidad de los Tanques de Lavado de la Estación VHR.

#### Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado VHR-Químico A



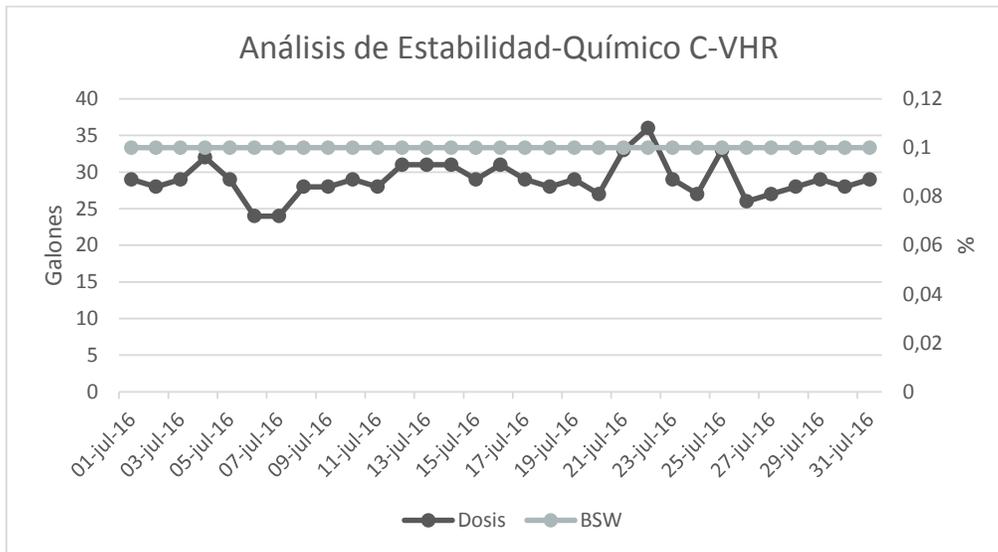
Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

#### Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado VHR-Químico B



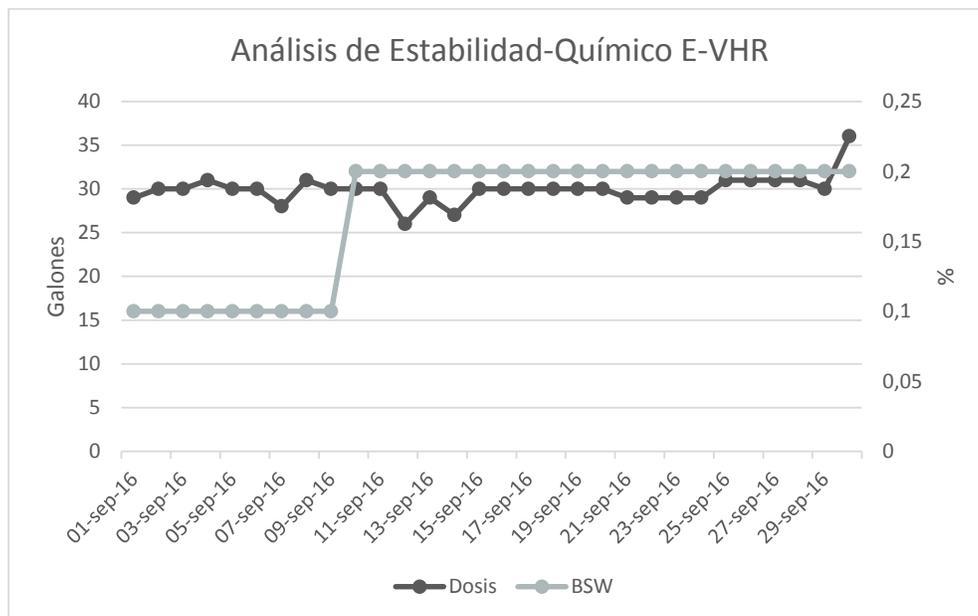
Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

### Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado VHR-Químico C.



Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

### Análisis de Estabilidad del Tanque de Lavado VHR-Químico D.



Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.

## Anexo 6.

### **Cálculo de la Tasa de Asentamiento de Incrustaciones e Inspección Visual de los Cupones de Incrustaciones.**

#### ***Evaluación de cupones de escala - Cálculo de la tasa de asentamiento de Incrustaciones.***

1. Obtener los datos iniciales del cupón: código, peso, fecha y sitio de instalación.
2. Analizar visualmente estado del cupón un análisis cualitativo de la incrustación y material extraño adherido.
3. Retirar las arandelas plásticas y registre el número de cupón.
4. Coloque el cupón en el horno para secarlo a 40 °C.
5. Luego colocarlo en un desecador antes de pesarlo.
6. Pesar el cupón tal como sale del horno peso (Pa).
7. Proceder a lavar el cupón con solvente como xileno o tolueno para limpiar restos de hidrocarburos y parafinas, tener cuidado de no desprender las incrustaciones.
8. Poner a secar y luego en el desecador y registrar el peso (Pc).
9. Calculo de la tasa de crudo:

$$T (\text{crudo}) = \frac{Pa - Pc}{A \cdot t} = \frac{g}{\text{pulg}^2 \cdot \text{día}} \quad \text{Ec. 2}$$

*T= tasa de deposito*

*Pa= peso cupón +crudo + incrustación*

*Pc= Peso cupón + incrustación.*

*A= Área del cupón en pulg.*

*t= Tiempo en días.*

10. Retirar mecánicamente la mayor cantidad de incrustaciones (solidos) teniendo cuidado de no rayar el cupón.
11. Colocar el cupón en una solución de (HCL al 15 % + inhibidor de corrosión en un proporción del 2 %) por unos 30 seg. Observar el tipo de reacción al contacto con el ácido si no se ha retirado completamente los sólidos repetir la operación las veces que sea necesaria enjuagando con agua después de cada salida.

12. Cuando el cupón esté completamente limpio lavarlo con abundante agua, introduzca el cupón en una solución sobresaturada de bicarbonato de sodio y nuevamente enjuague con agua destilada para remover el neutralizador.
13. Inmediatamente introduzca el cupón en alcohol isopropílico o acetona y proceda a secar y pesar P0.
14. Tasa de depósito de incrustación:

$$T \text{ (scale)} = \frac{P_c - P_0}{A \cdot t} = \frac{g}{\text{pulg}^2 \cdot \text{día}} \quad \text{Ec. 3.}$$

*T= tasa de deposito*

*Pc= Peso cupón + incrustación.*

*P0= peso cupón*

*A= Área del cupón en pulg.*

*t= Tiempo en días.*

### Inspección Visual de los Cupones de Incrustaciones.

Fecha	Pozo	Inspección Visual del Cupón de Incrustaciones	Observaciones
12/06/2017	CYB-14		* NO REACCIONA EN PRESENCIA DE HCl (15%). * CUPÓN LIMPIO DE INCRUSTACIONES.
12/06/2017	CYB-55		* NO REACCIONA EN PRESENCIA DE HCl (15%). * CUPÓN LIMPIO DE INCRUSTACIONES.
12/06/2017	VNTA-01		* NO REACCIONA EN PRESENCIA DE HCl (15%). * CUPÓN LIMPIO DE INCRUSTACIONES.

Elaborado por Daniel Bonilla. Fuente: Petroamazonas EP.