



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS “CAMILO CIENFUEGOS”
FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA**

***“Propuesta de dosificación de desemulsionante con la
incorporación del pozo STC 303 al tratamiento de crudo en
la Bateria Boca de Jaruco”***

***Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista
en Perforación de pozos de petróleo
Mención: Producción Petróleo***

Autora: Ing. Yilein Cámara Hernández

Matanzas, 2019



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E
INGENIERÍA QUÍMICA

CENTRO POLITÉCNICO DEL
PETROLEO
SEDE: HABANA

***“Proponer dosificación de desemulsionante con la
incorporación del pozo STC-303 en la Bateria Boca de
Jaruco”***

***Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista
en Perforación de pozos de petróleo y producción de
petróleo.***

Mención: Producción Petróleo

Autora: Ing. Yilein Cámara Hernández

Tutores: Esp. Ing. Yanira Aparicio Lauzardo

Dr. C Agustín Benítez Hernández

Matanzas, 2019

Declaratoria de Autoridad

DECLARATORIA DE AUTORIDAD

Yo, *Yilein Cámara Hernández* declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

Nombre y Apellidos. Firma

Nota de Aceptación

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Calificación

Ciudad, Fecha

Dedicatoria

DEDICATORIA

El conocimiento es el arma más poderosa con la que contamos para salir a cazar sueños. Este trabajo es el resultado de tres años de esfuerzo, en primer lugar se lo dedico al hombrecito más importante de mi vida, mi hijo, que es mi mayor tesoro y el motivo por el cual me levanto todos los días, a mi familia por su apoyo incondicional y a mis compañeros de trabajo por su amistad sincera y comprensión.

Agradecimientos

AGRADECIMIENTOS

- ✓ A mi Hijo, que es la razón de mi existencia.
- ✓ A mi mamá por su apoyo emocional y toda su dedicación.
- ✓ A mi hermano por ser mi ejemplo y el espejo en el que me miro a diario.
- ✓ A mi bisabuela que aunque ya no esté conmigo ha sido mi segunda mamá.
- ✓ A mis tutora Yanira Aparicio por su orientación y horas de dedicación
- ✓ A mis compañeros de trabajo por su amistad sincera y su comprensión.

RESUMEN

El presente trabajo se realiza en la Bateria Boca de Jaruco, perteneciente a la Empresa de Perforación y Producción de Petróleo Occidente (EPEPO), Capitán Jesús Suarez Gayol. La planta de Tratamiento de Crudo de Boca de Jaruco ubicada en el poblado del mismo nombre, tiene como objetivo dar un tratamiento adecuado a los crudos provenientes de los pozos en producción y así alcanzar los índices de calidad requeridos para su posterior comercialización. Utilizando los conceptos generales de análisis de proceso, se realiza una propuesta de dosificación de desemulsionante en el Tratamiento de Crudo de la Bateria Boca de Jaruco con la incorporación del pozo Santa Cruz-303, el cual mejora considerablemente los parámetros físicos y químicos del fluido de entrada a procesar en el taller. Para este análisis se utiliza la técnica de ensayo de pruebas de botella en el laboratorio, de manera que se puede ver el comportamiento de la cinética del proceso antes y después de la incorporación del pozo anteriormente referido, y determinar una dosificación de producto químico menor a la que se utiliza para así disminuir el consumo del desemulsionante. Para la evaluación económica de los resultados se utiliza la herramienta de cálculo Microsoft Excel, y se demuestra que la dosificación puede disminuir de 120 ppm a 80 ppm, lo cual aporta un beneficio económico a la instalación.

ABSTRACT

SUMMARY

The present work was carried out in the Boca de Jaruco Battery, belonging to the Western Oil Drilling and Production Company (EPEPO), Captain Jesús Suarez Gayol. The Boca de Jaruco Crude Treatment Plant located in the town of the same name has a nominal capacity of 22,700 m³ and aims to give an adequate treatment to the crude oil coming from the wells in production and thus achieve the required quality indexes for its later commercialization. Using the general concepts of process analysis, an evaluation of the Santa Cruz-303 well was made in the Boca de Jaruco Beter Oil Treatment that allowed analyzing the possibility of decreasing the demulsifier dosage (Solquisa-8201) in the stage of reception of the crude, so that the consumption rates of the chemical decrease and analyze the technological parameters of the process. For this analysis, the bottle test assay technique was used in the laboratory and the Microsoft Excel calculation tool was used for the economic evaluation of the results.

SIMBOLOGÍA

LI: Lisa con Interrupciones

L: Lisa

LT: Ligeramente Turbia

C: Clara

CRT: Con Rompelotodo

PPM: Partes por millón

RGP: Región gas-Petróleo

KO: Rompelotodo

PAD: Ramillete

A&S: Fase acuosa dispersa agua y sedimento

INDICE

Introducción.....	1
Capítulo 1. Análisis Bibliográfico.....	5
1.1 Emulsión y tipos de emulsión.....	5
1.1.1 Emulsión agua en petróleo (W/O)	6
1.1.2 Emulsión petróleo en agua (O/W)	7
1.1.3 Emulsión Multi-Fase.....	7
1.2 Requisitos esenciales para formar una emulsión.....	8
1.3 Agentes Emulsionantes	9
1.4 Propiedades que intervienen en la estabilidad de la emulsiones.....	10
1.5 Métodos de Tratamiento de las Emulsiones.....	12
1.5.1 Método Químico.....	13
1.6 Etapas del Tratamiento del Desemulsionante.....	14
1.6.1 Deshidratación del contenido de agua.....	14
1.6.2 Desalado del Hidrocarburo.....	18
1.7 Pruebas de Botella.....	20
1.8 Formas de actuar de los Desemulsionante.....	23
1.9 Características del Solquisa- 8201.....	23.
1.10 Conclusiones derivadas del capítulo	24
Capitulo 2: Diseño Metodológico	25
2.1 Generalidades.....	25
2.2 Descripción General del proceso tecnológico.....	25
2.2.1 Etapas del proceso de Desemulsionantes	26

Índice

2.3 Descripción Tecnológica del Proceso.....	26
2.3.1 Etapas en las que se divide el proceso.....	28
2.4 Descripción de las etapas.....	28
2.4.1 Recepción y tratamiento térmico inicial del petróleo crudo.....	28
2.5 Generalidades del Pozo Santa Cruz –303.....	29
2.6 Explotación e Ingeniería del yacimiento.....	30
2.7 Historial Productivo del pozo STC-303 antes y después del punzado en las arenas.....	33
2.8 Metodología de la Investigación.....	34
2.9 Muestra y técnicas usadas en la investigación.....	35
2.10 Descripción del método.....	36
2.10.1 Técnica de Micro-Jeringuilla.....	39
2.10.2 Técnica de Micro-Pipeta.....	39
2.10.3 Análisis de los Resultados	43
Capítulo 3: Análisis de los Resultados.....	45
3.1 Descripción de la Metodología de Ensayo.....	45
3.2 Resultados obtenidos del ensayo Prueba de Botella.....	46
3.3 Análisis de los Resultados.....	50
3.4 Análisis económico.....	51
3.5 Impacto Medioambiental.....	52
CONCLUSIONES.....	53
RECOMENDACIONES.....	54
BIBLIOGRAFÍA.....	55
ANEXOS.....	56

INTRODUCCION

El petróleo es un líquido oleoso bituminoso, menos denso que el agua y de origen natural. Está formado por una mezcla de hidrocarburos acompañados de azufre, oxígeno y nitrógeno en cantidades variables. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente crudo. Se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para la industria química. Petróleo crudo es el término más usado para llamarle a los hidrocarburos fósiles líquidos porque proviene de materiales fósiles y está compuesto fundamentalmente por hidrocarburos (átomos de carbono e hidrógeno), además ese petróleo crudo contienen gas natural, azufre, agua y minerales disueltos. El petróleo que se obtiene de la Extracción y Perforación en Cuba se le conoce como petróleo crudo nativo y generalmente es un crudo pesado. Dependiendo de la densidad y del peso molecular de un hidrocarburo de petróleo, son llamados ligeros o pesados.(Beltrán, 2003)

El petróleo crudo en condiciones normales de presión y temperatura es un líquido bituminoso que puede presentar gran variación en diversos parámetros como color y viscosidad (desde amarillentos y poco viscosos como la gasolina hasta líquidos negros tan viscosos que apenas fluyen), densidad (entre 0,66 g/ml y 0,9785 g/ml), capacidad calorífica, etc. Estas variaciones se deben a la diversidad de concentraciones de los hidrocarburos que componen la mezcla, esto hace que el petróleo de cada pozo o fuente sea distinto de otro.

Es un recurso no renovable y actualmente también es la principal fuente de energía y materia prima para la generación de una gran variedad de derivados, entre los que se incluyen la mayoría de los plásticos. El petróleo líquido puede presentarse asociado a capas de gas natural, en yacimientos que han estado enterrados durante millones de años, cubiertos por los estratos superiores de la corteza terrestre.(Capacitación, 2003)

Los combustibles fósiles siguen siendo la fuente principal de energía a nivel nacional e internacional y sin energía, como se sabe, no hay desarrollo posible. Los hidrocarburos en Cuba son la principal materia prima para la producción de electricidad, el transporte de personas y mercancías, la generación de calor en las industrias, entre otros, de ahí la

Introducción

importancia de los descubrimientos de campos petrolíferos a partir de la exploración y perforación.

La industria del petróleo se divide en dos sectores denominados corriente arriba y corriente abajo. La corriente arriba incluye la exploración y producción de petróleo y gas, mientras que la corriente abajo se refiere a la refinación y distribución de los productos derivados del petróleo. Algunos expertos clasifican determinadas actividades como la transportación, el tratamiento y el almacenamiento de hidrocarburos como corriente media.

La planta de procesamiento de crudo constituye la fase final del tratamiento del petróleo crudo por toda la EPEPO, de ella depende que el petróleo cumpla con los parámetros de calidad para ser comercializado. El término tratamiento, se refiere al procedimiento designado para separar agua, sales, arena, sedimentos y otras impurezas del petróleo que garanticen la calidad final de la venta. El tratamiento comienza con la etapa de calentamiento, la misma es la encargada de favorecer la ruptura de las emulsiones agua-petróleo. La temperatura define los resultados y la eficiencia en el proceso de tratamiento, disminuyendo la viscosidad y la diferencia de densidad entre el agua y el crudo, además de favorecer los procesos de coalescencia y floculación de la emulsión.

El siguiente trabajo se enmarca en la Bateria Boca de Jaruco, un tratamiento termoquímico, noble, donde la primera etapa es la recepción de crudo, en esta tienen lugar la dosificación del producto tensoactivo (Desemulsionante Solquisa 8201). Esta instalación procesa fundamentalmente todo el crudo proveniente del yacimiento Santa Cruz del Norte. El caso fundamental del Pozo STC-303, desde el año 2013 hasta abril 2018 se mantuvo en conservación. Después del punzado en la zona de las arenas este comenzó a producir con óptimos parámetros físicos, lo cual mejora considerablemente el compósito de entrada al taller. Esto resulta favorable en la etapa de inyección de desemulsionante, por lo que el presente trabajo pretende dar solución al problema científico presentado. (Beltrán, 2003)

Introducción

Problema Científico:

Podría disminuir el consumo de desemulsionante (Solquisa- 8201) en la etapa de dosificación de producto químico en el Proceso Tecnológico de la Batería Boca de Jaruco?

Hipótesis: De optimizarse las parámetros físicos del fluido de entrada a la Batería Boca de Jaruco con la incorporación del pozo STC -303 y análisis del proceso de dosificación de producto químico se podrá disminuir la dosificación del desemulsionante.

Objetivo General:

Proponer una dosificación óptima de desemulsionante con la incorporación del pozo STC-303 al tratamiento de crudo de la Batería Boca de Jaruco

Objetivos Específicos:

1. Caracterizar el compósito de la piscina de recepción de crudo sin la incorporación del pozo STC -303 y después de su incorporación al proceso.
2. Determinar la dosificación del deselmusionante necesario en el tratamiento de crudo de manera que disminuya el consumo del mismo.
3. Analizar económicamente la propuesta estudiada para demostrar resultados satisfactorios en cuanto a su consumo.

CAPÍTULO 1: ANALISIS BIBLIOGRAFICO

El objetivo más importante de cualquier instalación de producción de petróleo es la separación del agua y otras materias extrañas del crudo producido. La ruptura de las “emulsiones petróleo y agua” constituye uno de los problemas más retadores en la producción de petróleo hoy en día.

Durante la vida productiva de un pozo de crudo o gas se llega a una etapa donde el agua es coproducida en cantidades inaceptables. Esta agua coexiste con los hidrocarburos en el reservorio y gradualmente se infiltra en la región portadora de hidrocarburos en la formación. Finalmente esta agua se convierte en parte de la producción de los pozos independientemente del método de recuperación.

En la Figura 1.1 se muestra una vista simplificada de como el agua puede ser producida. En las etapas primarias de vida de un campo productor algunos pozos que son perforados cerca del nivel de contacto agua / crudo comenzarán a producir agua. Otros pozos perforados más alto en el reservorio producirán crudo seco.

A medida que el reservorio comienza a agotarse la interface agua – crudo se eleva hasta que los pozos más altos en el reservorio comienzan a producir agua. En algunos casos es posible excluir alguna o parte del agua taponando la parte más baja del pozo con cemento y perforando un intervalo más alto en la formación. Esto al menos puede demorar la invasión de agua por un tiempo.

Los métodos de recuperación secundaria y terciaria son otra causa para la invasión de agua. Estos métodos son empleados para aumentar la cantidad de crudo recuperado del reservorio e implican diferentes técnicas. Un grupo de estos métodos requiere de la inyección de agua o vapor en el reservorio, por supuesto, el agua es producida de nuevo con el crudo (Capacitación, 2003)

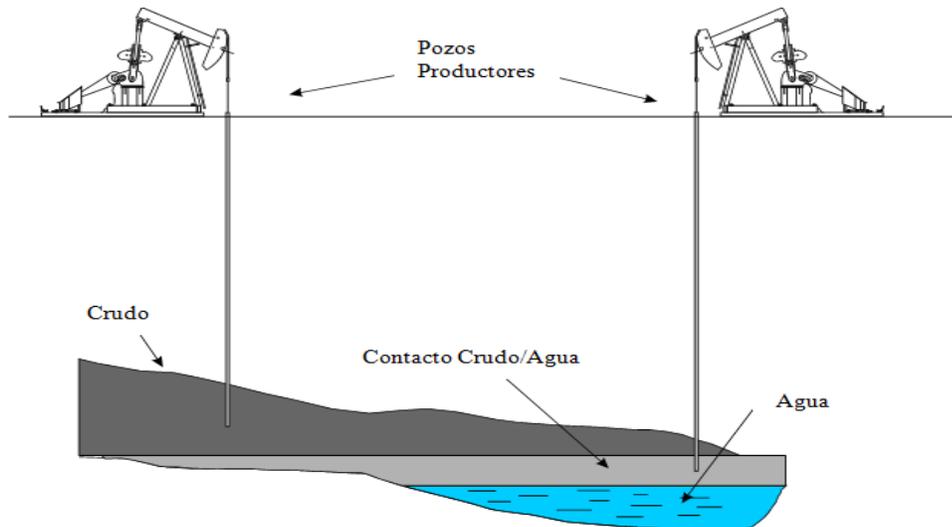


Figura 1.1 Producción de agua

El crudo que sale de la instalación de producción tiene que cumplir con especificaciones de bajo contenido de agua. Altos niveles de agua en el crudo de exportación reducen severamente la capacidad de bombeo y transportación, aún en pequeñas cantidades el agua emulsificada en el crudo incrementa el costo del bombeo debido al alto volumen y el incremento de la viscosidad del crudo. Adicionalmente la alta salinidad del agua causa corrosión y desprendimiento de metal en las operaciones aguas abajo. Es por lo tanto necesario eliminar el agua y la sal asociada del crudo.

Parte del agua no se mezcla con el crudo para dar emulsión estable, esta agua libre se separa fácilmente del crudo. Más a menudo las condiciones de producción son tales que se forma una mezcla estable. Tal mezcla es llamada emulsión y debe ser especialmente tratada antes de que la separación ocurra (Capacitación, 2003)

1.1 Emulsión y tipos de emulsiones

Una emulsión es una preparación de dos líquidos inmiscibles de los cuales uno está distribuido en el otro en forma de pequeñas gotas estabilizadas por un tercer componente, el agente emulsionante. Las emulsiones se clasifican según el tipo de fase ya sea disperso o continua.

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

1.1.1 Emulsión agua en crudo (W/O)

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el petróleo, la cual se llama emulsión agua/petróleo (W/O), como se muestra en la figura 1.2.

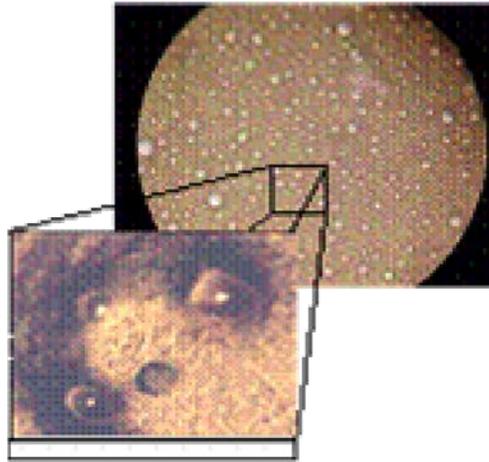


Figura 1.2 Microfotografía de una emulsión agua en petróleo crudo.

El agua y el petróleo son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “petróleo y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas, pero varían desde 0,0022 ppm para el tetradecano hasta 1,760 ppm para el benceno en agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.(P, 2001)

Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de petróleo crudo y agua de formación se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 1 ft/d, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión. Sin embargo, al pasar por todo el equipamiento de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas,

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. Las emulsiones formadas son macro-emulsiones W/O con diámetro de gota entre 0,1 a 100 μm .(P, 1977)

1.1.2 Emulsión crudo – en agua (O/W)

El crudo se dispersa en agua, el crudo es el disperso o fase interna, mientras que el agua es la continua o fase externa. Este tipo también se conoce como emulsión reversa o emulsión de agua continua. Estas emulsiones existen de manera natural en ciertas partes del mundo, también pueden encontrarse en el agua que ha sido separada del crudo durante la deshidratación. Su tratamiento es a veces conocido como eliminación de crudo.(P, 1977)

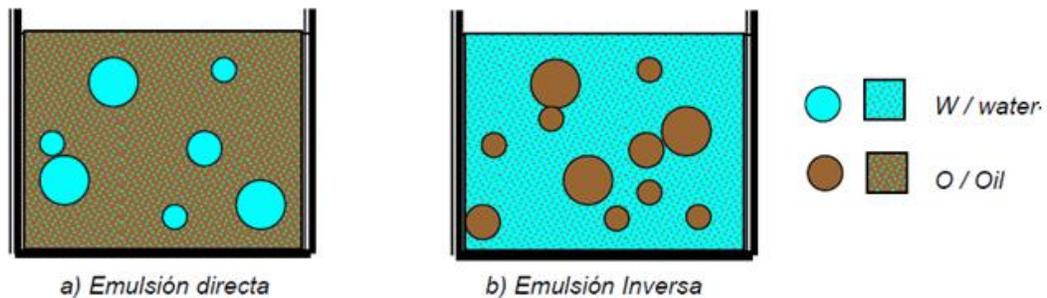


Figura 1.3 Tipos de Emulsión

1.1.3 Emulsiones Multi - Fase

Existen varios tipos de emulsiones, agua en petróleo y petróleo en agua, ocurriendo simultáneamente. Frecuentemente en el sistema de crudo de desecho y en los tanques de almacenamiento donde varias emulsiones se han mezclado y estado juntas por cierto tiempo también pueden resultar de varios procesos de recuperación secundarios y terciarios.(P., 2001)

1.2 Requisitos esenciales para formar una emulsión

- ✓ Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el petróleo
- ✓ Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

- ✓ Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.

En los pozos que se producen por levantamiento con gas (Gas-lift), la formación de emulsión es causada principalmente en dos lugares: En el punto donde el “gas lift” se introduce y en la cabeza del pozo. Cuando se utiliza un proceso intermitente, la emulsión generalmente se crea en la cabeza del pozo o en el equipo en superficie. Para el proceso continuo, la mayor parte de la emulsión se forma en el fondo del pozo, en el punto de inyección de gas.

En los campos petroleros las emulsiones de agua en petróleo (W/O) son llamadas emulsiones directas, mientras que las emulsiones de petróleo en agua (O/W) son llamadas emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (o/W/O ó w/O/W) pueden también ocurrir. Además, esta clasificación es muy particular de la industria petrolera, ya que en general las emulsiones O/W son denominadas emulsiones normales y las W/O son las inversas.

En las emulsiones directas, la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (A&S) y la fase continua es petróleo crudo. El A&S es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que A&S también es llamada Agua y Sedimento Básico (A&SB). Otra terminología en la industria petrolera es clasificar las emulsiones directas producidas como duras y suaves. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper.

En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre. La cantidad de agua remanente emulsionada 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 extra pesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua. La cantidad de agua libre depende de la relación agua/petróleo y varía significativamente de un pozo a otro.(Malhotra A.K., 1986)

1.3 Agentes emulsionantes

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- ✓ Compuestos naturales surfactantes tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.

- ✓ Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión como por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos, parafinas, asfaltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.

- ✓ Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biácidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes. Los surfactantes naturales se definen como macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos y por lo tanto relativamente planas con al menos un grupo polar y colas lipofílicas, con actividad interfacial. Estas moléculas pueden apilarse en forma de micelas. Se forman de las fracciones ácidas de asfaltenos, resinas, ácidos nafténicos y materiales porfirínicos. Estos surfactantes pueden adsorberse a la interface de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en una alta estabilidad de la emulsión W/O formada, lo cual ocurre en menos de tres días. Es por eso, que la emulsión debe tratarse lo más pronto posible con diferentes agentes tales como: química deshidratante, calor, sedimentación por centrifugación o electro coalescencia. (Goldszal, 2000)

1.4 Propiedades que intervienen en la estabilidad de la emulsión

El rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades:

- ✓ **Tensión interfacial:** Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable. A partir de las mediciones de tensión interfacial (IFT) se puede concluir que es la fracción de la resina que tiene la más alta afinidad por la interfase. Las resinas pueden reducir el IFT a los valores cerca de 15 mN/m. Mientras que los asfaltenos la reducen en 25 mN/m como valor límite. El valor para el petróleo crudo es del orden de 30 mN/m, lo cual revela que hay otros componentes indígenas que influyen el IFT además de las resinas y asfaltenos.

- ✓ **Viscosidad de la fase externa:** Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión.

- ✓ **Tamaño de la gota.** Gotas muy pequeñas menores de 10 μm generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable

- ✓ **Relación de volumen de fases:** Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

- ✓ **Temperatura:** Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.
- ✓ **pH:** La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-petróleo. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interface presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibración muy diferentes. Ocurre con surfactantes no-iónicos.
- ✓ **Envejecimiento de la interface:** A medida que la interfase envejece la absorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.
- ✓ **Salinidad de la salmuera:** La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla.
- ✓ **Tipo de aceite:** Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables.

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.

- ✓ **Diferencia de densidad:** La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia.
- ✓ **Presencia de cationes:** Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interface.
- ✓ **Propiedades reológicas interfaciales:** Generalmente, cuando una interfase con moléculas de surfactantes adsorbidas se estira o dilata se generan gradientes de tensión. Los gradientes de tensión se oponen al estiramiento e intentan restaurar la uniformidad de la tensión interfacial. Como consecuencia, la interface presenta una cierta elasticidad. Éste es el efecto llamado Gibbs-Marangoni. En la figura 3 se muestran los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa. (Malhotra A.K., 1986)

1.5 Métodos de tratamiento de las emulsiones

Los métodos de tratamiento de las emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple en vasijas convencionales hasta la aplicación de voltajes eléctricos elevados, pasando por diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos.

1.5.1 Método Químico

El método químico de tratamiento de una emulsión es por medios de adición de productos químicos, los cuales están diseñados para neutralizar la emulsión. Los desemulsionantes se componen de surfactantes que cuando se adicionan a la emulsión migran a la interfase petróleo

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

-agua y rompen o debilitan la película rígida y mejora la coalescencia de las gotas de agua, como se muestra en la figura 1.4)

Un óptimo rompimiento de emulsión con desemulsionante requiere:

- ✓ Una apropiada selección del líquido.
- ✓ Una apropiada cantidad de ese líquido
- ✓ Una adecuada selección de la fórmula química en la emulsión

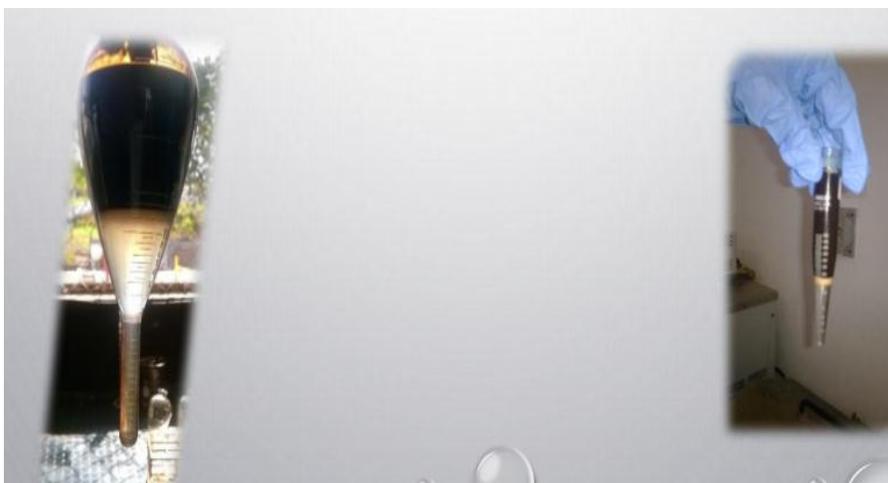


Figura 1.4 Tratamiento Químico

La cantidad de químicos adicionados es muy importante, ya que una pequeña cantidad de desemulsionante no puede resolver el problema y una cantidad muy alta de desemulsionante puede ser dañino para el proceso de tratamiento.(J.L, 1999)

1.6 Etapas del tratamiento de las emulsiones

El tratamiento de las emulsiones se realiza en dos etapas básicas:

- ✓ Deshidratación del contenido de agua.
- ✓ Desalado del hidrocarburo.

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

1.6.1 Deshidratación del contenido de agua

En esta etapa se remueve el agua libre y las gotas de mayor tamaño. Los agentes químicos desemulsificantes juegan un papel importante al promover la coalescencia y acelerar el asentamiento del agua dispersa.

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo: químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O.

El Tratamiento Químico consiste en aplicar un producto desemulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba. El tratamiento por calentamiento consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos.

El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado. Para el tratamiento eléctrico se utilizan equipos denominados deshidratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa.

La selección y preparación del tipo de desemulsionante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanque de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsionantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsionantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

fríos, incremento de sólidos, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsionante inyectado en línea.(Lowd J.D., 1967)

Equipos utilizados en la deshidratación de crudos.

Una vez que el crudo es producido a nivel de fondo de pozo, la producción proveniente de los diferentes pozos se lleva a un múltiple de producción, compuesto a su vez por tres submúltiplos de acuerdo a la presión de línea en baja, alta y de prueba, figura 1.5. Está constituido por tuberías de 6 pulgadas de diámetro a través de las cuales circula la mezcla gas-crudo-agua que pasará posteriormente a los separadores gas-líquido donde se elimina el gas disuelto. Luego, la emulsión pasa a un separador gravitacional para eliminar el agua libre y el crudo no emulsionado.

La emulsión restante se lleva al sistema de tratamiento seleccionado para la aplicación de calor y/o corriente eléctrica, y finalmente el crudo separado pasa a un tanque de almacenamiento. El punto de inyección de química es a la salida del múltiple de producción, antes de los separadores, como se muestra en la figura 1.6.



Figura 1.5 Múltiple de Producción de una estación de flujo

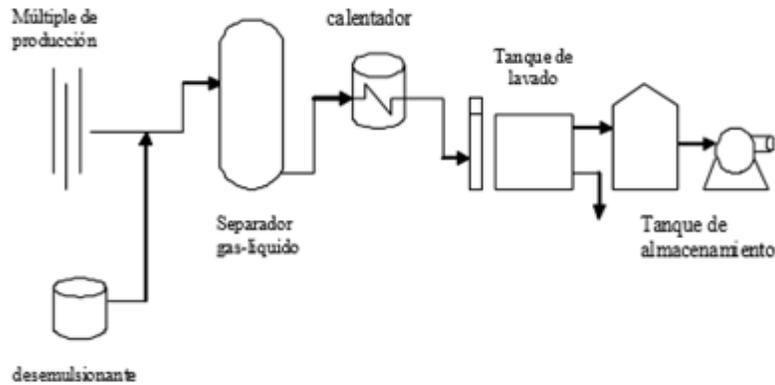


Figura 1.6 Representación esquemática de una estación de flujo para deshidratar crudo.

✓ Separadores gas-líquido

Los separadores horizontales o verticales sirven para separar el gas asociado al crudo que proviene desde los pozos de producción. El procedimiento consiste en que la mezcla de fluidos entrante choca con las placas de impacto o baffles desviadores a fin de promover la separación gas-líquido mediante la reducción de velocidad y diferencia de densidad. El número de separadores varía en función del volumen de producción de gas y petróleo en las estaciones. Se identifican cuatro secciones de separación:

- ✓ Separación primaria: Comprende la entrada de la mezcla crudo-agua-gas.
- ✓ Separación secundaria: Está representada por la etapa de separación máxima de líquido por efecto de gravedad.
- ✓ Extracción de neblina: Consiste en la separación de las gotas de líquido que aún contiene el gas.
- ✓ Acumulación de líquido: Está constituida por la parte inferior del separador que actúa como colector, posee control de nivel mediante un flotador para manejar volúmenes de líquidos obtenidos durante la operación. Los separadores verticales operan con mayor eficiencia a una baja relación gas-petróleo menor de 500 pie³/barril, mientras que los separadores horizontales poseen mayor área superficial y tienen controladores de espumas. En la figura 1.7 se muestran un tren de tres separadores verticales.



Figura 1.7 Tren de separadores (separadores de alta presión, de baja y de prueba)

✓ Separadores gravitacionales

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “gunbarrels” y eliminadores de agua libre (EAL ó “Free Water Knockout FWK”). Los eliminadores de agua libre (EAL) son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua que es producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 5-20 minutos, figura 1.8. El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada.

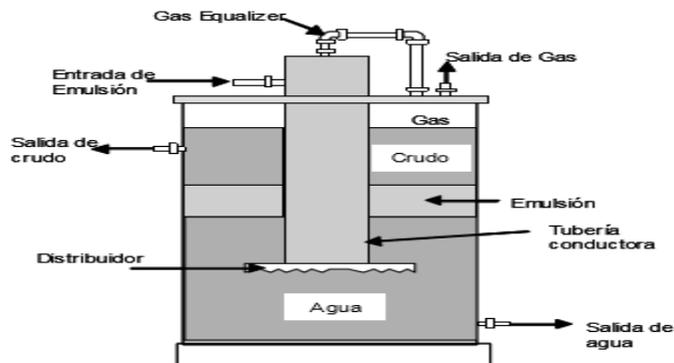


Figura 1.8 Separador Vertical FKW

En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia. El agua se remueve por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. Un calentador requiere de 350 Btu para calentar un barril de agua en 1°F, pero solamente requiere

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

150 Btu para calentar 1 barril de crudo en 1°F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación. Los eliminadores de agua libre (EAL), no son lo mejor ya que ellos solo remueven el agua libre. Están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditivos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal. (J.L, 1987b)

1.6.2 Desalado del Hidrocarburo.

El proceso de desalación consiste en la remoción de las pequeñas cantidades de sales inorgánicas, que generalmente quedan disueltas en el agua remanente, mediante la adición de una corriente de agua fresca (con bajo contenido de sales) a la corriente de crudo deshidratado. Posteriormente, se efectúa la separación de las fases agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones requeridas de contenido de agua y sales en el crudo. Las sales minerales están presentes en el crudo en diversas formas: como cristales solubilizados en el agua emulsionada, productos de corrosión o incrustación insolubles en agua y compuestos organometálicos como las porfirinas. Después de la deshidratación o del rompimiento de la emulsión, el petróleo crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente. Los tratamientos típicos anteriormente mencionados (adición de desemulsionante, calentamiento, sedimentación y tratamiento electrostático) pueden reducir el porcentaje de agua del crudo a rangos de 0,2-1 % volumen.(Guzmán C., 1996)

El desalado se realiza después del proceso de rompimiento de la emulsión en deshidratadores electrostáticos y consiste de los siguientes pasos

- ✓ Adición de agua de dilución al crudo.
- ✓ Mezclado del agua de dilución con el crudo.
- ✓ Deshidratación (tratamiento de la emulsión) para separar el crudo y la salmuera diluida
- ✓ Como se muestra en la figura 1.9 el equipo convencional para el desalado incluye:
- ✓ Un equipo convencional de deshidratación (eliminador de agua libre, calentador o unidad electrostática).

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

- ✓ Una “tee” para inyectar el agua de dilución.
- ✓ Un mecanismo que mezcle adecuadamente el agua de dilución con el agua y las sales del crudo.
- ✓ Un segundo tratador (tipo electrostático o tratador-calentador) para separar nuevamente el crudo y la salmuera.

En base al desalado en una etapa, el requerimiento del agua de dilución es usualmente de 5 a 7 % con respecto a la corriente de crudo.

Sin embargo, si el agua de dilución es escasa, el desalado en dos etapas reduce el requerimiento del agua de dilución a 1-2 % con respecto a la corriente del crudo. (Guzmán C., 1996)

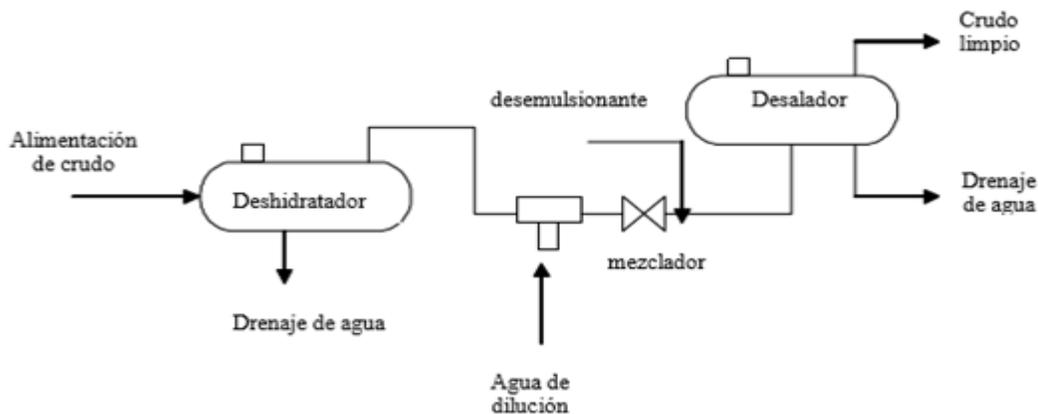


Figura 1.9 Sistema convencional de deshidratación y desalado de crudo.

1.7 Pruebas de Botella

Los desemulsionantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1,000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan 10 a 100 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, puede estabilizar aun más la emulsión directa W/O ó producir emulsiones inversas O/W. Debido a

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

que los agentes desemulsionantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsionante 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. Las pruebas de botella ayudan a determinar cual sustancia puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de sustancia 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 de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características (University of Texas, 1990):

- ✓ Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- ✓ Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
- ✓ Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
- ✓ Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

En la figura 1.10 se esquematiza el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo. Con esta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar 1/2 ó 2/3 del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante.

En la figura 1.11 se muestra el papel del deshidratante en una gráfica de estabilidad formulación, siendo la variable de formulación el SAD (Diferencia de Afinidad del Surfactante). La situación inicial es una emulsión W/O estabilizada por surfactantes naturales

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

y partículas autóctonas del crudo. La química deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico que se solubiliza en un solvente hidrocarbonado de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, y adsorberse en la interfase de la gota de agua. Este deshidratante combina sus efectos con los del surfactante natural, obteniéndose una mezcla eficaz que hace la emulsión inestable. (Spielman, 1993)



Figura 1.10 Procedimiento para la realización de la Prueba de Botella

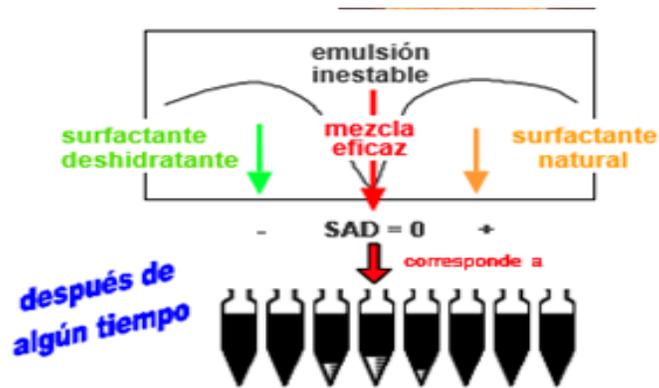


Figura 1.11 Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad- formulación

1.8 Formas de actuar de los desemulsificantes

Los desemulsificantes actúan automáticamente neutralizando eficazmente la fuerza del agente emulsionante natural permitiendo que la gotitas de agua finamente dispersas se fundan, es decir, más grandes y más pesadas. El agua se asienta y el aceite se eleva rápidamente en la parte superior siendo el resultado una interfase afilada, bien definida y aceite brillante y limpio y comercializado, según muestra figura 1.12(Salager, 1979b)



Figura 1.12, Acción de los desemulsificantes.

1.9 Características del Solquisa- 8201.

Descripción General: En una mezcla de agentes tenso activos y desemulsificantes especialmente formulada para romper las emulsiones de agua en petróleo. Tiene las siguientes características:

Apariencia: Líquido Ámbar

Gravedad Específica (a 25°C): 0.950-0.990

Punto de Inflamación (°C): $\geq 40^{\circ}\text{C}$

Usos Principales:

Solquisa-8201, se usa para romper emulsiones de agua en petróleo en los procesos de deshidratación de crudo de la industria Petrolera.

Aplicación y Dosificación: Se recomienda a una dosis que varía de 5 a 100 ppm dependiendo de la severidad de la emulsión y de las condiciones físicas del proceso. El representante técnico le asesorará para encontrar la dosis óptima.

Seguridad: Debe manejarse con las mismas precauciones de un combustible. No lo almacene ni lo use cerca del fuego. Mantenga el recipiente cerrado mientras no esté en uso. Evite el contacto con la piel, ojos y ropa. No lo ingiera. En caso de contacto con la piel y/o ojos lavar con abundante agua. En caso de irritación acudir al médico. En caso de contacto con la piel y/o ojos lavar con abundante agua. En caso de irritación acudir al médico. (Ficha Técnica Solquisa 8201)

1.10 Conclusiones derivadas el capítulo

- ✓ Existen diferentes tipos de emulsiones, los cuales se clasifican según cuál es la fase dispersa y cuál es la continua.
- ✓ Existen diferentes tipos de emulsiones: agua en crudo (W/O) en la cual las gotas de agua se encuentran dispersas en el aceite, la emulsión crudo en agua (O/W) en la cual el crudo se dispersa en agua mientras el agua es la fase continua y la emulsión Multi-Fase que se refiere cuando se manifiestan ambos tipos de emulsiones.

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

- ✓ Los agentes emulsionantes se pueden clasificar como compuestos naturales de alto peso molecular, sólidos finamente divididos y químicos de producción añadidos tales como inhibidores de la corrosión.
- ✓ La estabilidad de la emulsiones dependen de diferentes propiedades como PH, tipo de aceite, tamaño de la gota, viscosidad, etc.
- ✓ Existen diferentes métodos para tratar las emulsiones como el método químico, deshidratación del contenido de aguay desalado del hidrocarburo.
- ✓ Los separadores son equipos que se utilizan para la deshidratación de crudos, son del tipo gas-líquido y los separadores gravitacionales.
- ✓ La técnica de ensayo utilizada para determinar el desemulsionante compatible al proceso de tratamiento de crudo y la dosificación del mismo es la prueba de botella.

CAPÍTULO 2: DISEÑO METODOLÓGICO

2.1 Materiales y métodos

En este capítulo se hace una caracterización de la técnica de ensayo que se utiliza para evaluar un desemulsionante en el proceso tecnológico (Pruebas de Botella), partiendo del objeto de estudio. En este caso se hace una breve explicación de la metodología de esta técnica, partiendo de la problemática existente en la instalación. Se realizan los análisis de laboratorio por triplicado, para obtener resultados satisfactorios del comportamiento del proceso en cuestión a diferentes dosificaciones de producto químico, además de evaluar cómo se comporta el proceso con la presencia del pozo STC-303 en el fluido de entrada a la Batería, se describe con detalles los métodos, técnicas, instrumentos y procedimiento utilizado para llevar a cabo este ensayo, el procesamiento, análisis e interpretación de los resultados. La investigación realizada es viable ya que esta tiene su origen en un problema existente en el Taller de Tratamiento de Crudo Boca de Jaruco.

2.2 Descripción General del Proceso Tecnológico (Batería Boca de Jaruco)

La Planta de Tratamiento y Comercialización de Crudo de Boca de Jaruco, tiene como objetivo el tratamiento de los crudos provenientes de los Yacimientos en producción y alcanzar en estos crudos los índices de calidad requeridos para su posterior comercialización. Este tratamiento contempla la eliminación del agua, hasta los valores especificados, pues su presencia produce serios problemas de corrosión, deposiciones indeseables y otras afectaciones que inciden negativamente en la eficiencia de las instalaciones de refinación.

El método empleado para el tratamiento es el termoquímico, que se basa en el uso de sustancias químicas con la propiedad de variar la tensión superficial y desestabilizar la emulsión, favoreciendo la separación de las fases. El aumento de temperatura del crudo facilita la acción del agente químico ya que implica una disminución de la viscosidad y la densidad del mismo, acelerando la separación del agua.

Capítulo 2: Diseño Metodológico

2.2.1 Etapas del proceso de desmulsificación química

- Primera etapa: Etapa de desmulsificación, donde ocurre la ruptura total o irreversible de la emulsión.
- Segunda etapa: Etapa de floculación y coalescencia donde se logra el aumento del diámetro de las gotas de agua.
- Tercera etapa: Etapa de separación de fases, donde se obtiene la separación del agua y por lo tanto la calidad del petróleo para su comercialización.

La etapa de desmulsificación es la más importante pues las otras dos dependen de ella. El método termoquímico es uno de los métodos más utilizados por ser más económico y llevar un control sencillo.

Las operaciones principales a ejecutar durante el proceso son:

- ✓ Calentamiento inicial del petróleo crudo en la piscina de recepción.
- ✓ Adición de la sustancia tenso activa.
- ✓ Bombeo del petróleo desde la piscina de recepción al tanque tecnológico.
- ✓ Pase por gravedad del petróleo desde tanque tecnológico a tanques de calentamiento final.
- ✓ Drenaje de las aguas decantadas y extracción de fondo de los tanques con calentamiento.
- ✓ Disposición final del agua residual.
- ✓ Comercialización del crudo. (Tecnológico, 2018)

2.3 Descripción Tecnológica del Proceso.

La producción de petróleo crudo de los yacimientos llega al Taller de Tratamiento y Comercialización de Petróleo de Boca de Jaruco de dos formas, una mediante carros cisternas y otra a través de un oleoducto desde el Centro Colector de Boca de Jaruco. El petróleo crudo que entra por carros cisternas pasa por la Balanza de Precisión y posteriormente es descargado

Capítulo 2: Diseño Metodológico

en la piscina de recepción donde recibe el tratamiento térmico inicial. De la piscina, pasa a través de la casa de bombas, donde se le añade una sustancia tensoactiva en la succión de las bombas, con la propiedad de mezclarse en el petróleo crudo; logrando disminuir la tensión superficial en el contacto agua – petróleo posibilitando la coalescencia de las partículas de agua durante el proceso de reposo y su decantación por gravedad.

El petróleo bombeado desde la piscina, ya dosificado se une con el que viene del centro colector (que también viene dosificado) en el manifold central, para posteriormente entrar al tanque tecnológico, el cual opera con un colchón de agua a través del cual pasa el petróleo que entra al tanque. En este tanque se inyecta vapor con el objetivo de aumentar la temperatura al crudo e ir renovando el agua del colchón que se va saturando de las impurezas del crudo. Este vapor es generado en un sistema de generación de vapor que cuenta con dos Calderas y una planta de tratamiento del agua consumida en la generación del vapor. Del tanque tecnológico, el petróleo pasa por reboso a los tanques de proceso y comercialización donde se le da el tratamiento térmico final, utilizando como fuente de calor el vapor generado en las calderas, el cual es incorporado al tanque a través de un serpentín para transferirle el calor necesario al crudo.

Después de concluido el tratamiento térmico final, el producto queda en reposo hasta lograr los valores de calidad requerida para su posterior comercialización. Cuando estas especificaciones de calidad del crudo están dentro de los valores de calidad pactados con los clientes, el crudo es bombeado a través del cargadero hacia los carros cisternas y mediante la balanza de precisión se determina volumen a comercializar. El agua separada del petróleo durante el proceso, va pasando al tratamiento de residuales, donde el petróleo que aun contiene se separa y regresa al proceso y el agua con un valor mínimo de hidrocarburos es inyectada al pozo de inyección. El condensado que se genera en el tratamiento térmico final en los tanques de proceso es inyectado al colchón de agua del tanque tecnológico con el objetivo de aprovechar su energía. (Anexo 1, Diagrama de Flujo).

La instalación cuenta con un sistema contraincendios el cual trabaja presurizado, entre 6 Kgf/cm² y 8 Kgf/cm² Dicho sistema está provisto de una bomba Jockey con caudal 18 m³/h, encargada de mantener la línea presurizada, cuenta además con dos bombas centrífugas con

Capítulo2: Diseño Metodológico

motor eléctrico, con un caudal de 200 m³/h, las cuales arrancan automáticamente cuando disminuye la presión en el sistema, además tiene una bomba centrífuga accionada con un motor diesel, con caudal de 400 m³/h, para el caso que falle el fluido eléctrico. El sistema contraincendios posee una capacidad de almacenamiento de agua de 1141 m³, hidrantes y monitores distribuidos a lo largo del sistema de tuberías de agua y espuma, gabinetes con dos mangueras y pitones y dispersantes de espuma. La instalación cuenta con una capacidad operacional en tanques de 12700 m³ y 200 m³ correspondientes a una piscina de recepción.(Tecnológico, 2018)

El sistema de vapor cuenta con dos calderas con capacidad nominal de generación de 10 t/h cada una, un manifold de vapor desde donde se distribuye vapor a través de las líneas a los diferentes consumidores (piscina de recepción, tanque tecnológico, tanques de proceso y venta, tanque Nodrizza y Precalentamiento de Fuel-Oil).

2.3.1 Etapas en que se divide el proceso.

- ✓ Recepción y tratamiento térmico inicial del petróleo crudo.
- ✓ Generación de vapor.
- ✓ Bombeo y tratamiento termoquímico.
- ✓ Tratamiento térmico final y trasiegos internos.
- ✓ Comercialización.
- ✓ Tratamiento de residuales.

2.4 Descripción de las etapas.

2.4.1 Recepción y tratamiento térmico inicial del petróleo crudo.

Objetivos de la etapa: Recepciona los crudos contenidos en los carros cisternas provenientes de los Yacimientos en la piscina de recepción 200 m³, donde reciben el tratamiento térmico inicial. (Anexo2: Diagrama de Flujo del Descargadero en Piscina)

Capítulo 2: Diseño Metodológico

Conjuntamente se recibe otra producción de Petróleo crudo dosificado, que llega del Centro Colector por vía oleoducto la cual ingresa directamente al Tanque Tecnológico o a los tanques de proceso indistintamente.

El tratamiento térmico inicial tiene como objetivo precalentar el petróleo crudo, de manera que se logre bajar su viscosidad y facilitar su trasiego hacia el tanque tecnológico; así como lograr una mejor dilución del desemulsionante en el petróleo y comenzar la decantación del agua.

2.5 Generalidades del Pozo Santa Cruz –303

El Yacimiento Santa Cruz, es uno de los yacimientos pertenecientes a la Franja Norte de Crudos Pesados. Descubierta en el año 2004 con la perforación del pozo STC-100, operado inicialmente por la compañía Sherritt a Peberco, una vez que estos se retiraron, pasó a ser operado por Cupet a PetRaf; ha producido un total de 1563562m³ de petróleo al cierre de diciembre de 2017.

El yacimiento se caracteriza por una tectónica alpina de mantos de sobre corrimientos, en forma de escamas separadas por rampas de cabalgamiento; se revelaron en cuestión un total de siete mantos con topes que varían desde 1500 a 1600mSS. Morfológicamente las escamas describen una forma ondulada en dirección de los ejes de cada una de los mantos.

El reservorio es un colector poroso-fracturado (doble porosidad) correlacionable con las rocas de la Formación Canasí; presenta variabilidad en sus propiedades, lo cual queda manifestado en los contenidos de arcillas y en las producciones de pozos. Se caracteriza por presentar un espesor efectivo no mayor a 50m, con una porosidad media de 16% y una saturación media de petróleo de hasta 90%. Las permeabilidades varían para cada ramillete: PAD 100 con permeabilidad media de 100mD, el PAD 200 con permeabilidad media de 600mD y el PAD300 con 250mD. Las trampas están selladas por sedimentos de la Formación Vega Alta.

Según los valores de densidades ($^{\circ}$ API), contenido de azufre, asfaltenos y resinas, los petróleos se clasifican como petróleos pesados (densidad entre 10 y 22 $^{\circ}$ API), altamente sulfurados (porcentaje de azufre superior al 3%) y con alto contenido de resinas (resinas más asfaltenos superior al 15%).(Ricardo .A, 2017)

2.6 Explotación e Ingeniería de Yacimientos

A diferencia de otros yacimientos del bloque 7 de la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) el reservorio que caracteriza el yacimiento Santa Cruz presenta una marcada variabilidad en sus propiedades. Así lo muestra: la gran heterogeneidad litofacial, la cual ha quedado manifestada en los contenidos de arcillas y en las producciones de petróleo. En todos los mantos existe la presencia de litofacies arcillosas, tanto en capas finas como en gruesas, lo que empeora las propiedades de filtración. Hacia el Norte se demostró que el Contacto Agua – Petróleo (CAP) sube escalonadamente; esto indica que el llenado de la trampa se hace menor, así como el espesor efectivo saturado de petróleo provocando limitaciones en las reservas. Desde etapas tempranas de explotación los pozos trabajan con presiones de capa cercanas a la presión de saturación, por lo que existe una proporción de gas disuelto alta que sirve como energía de empuje para levantar los crudos a la superficie. A la fecha actual los registros de presión de capa muestran valores inferiores a la presión de saturación.

En cuanto a nuevas perforaciones para incrementar reservas están muy limitadas. Actualmente se trabaja en la validación del modelo estático y dinámico del yacimiento y de los resultados arribados pueden salir algunas oportunidades para la ubicación de al menos dos pozos.

Atentan contra el coeficiente de recobro del yacimiento dificultades tales como: el incorrecto completamiento de los pozos que junto a la geomecánica de las rocas y caída rápida de la presión de capa provocan colapsos en los mismos. Además de la ocurrencia de procesos secundarios como biodegradación, lavado por agua, fraccionamiento evaporítico, desgasificación en etapas de explotación temprana, etc. A continuación se muestra una tabla que describe el comportamiento de los indicadores de explotación. (Tabla 2.1 Comportamiento de los Indicadores de Explotación)

Capítulo 2: Diseño Metodológico

Año	Petróleo m³	Agua m³	Gas Anual m³	RGP m³/m³	BSW %	Fondo de pozos
2004	4392	120	0	0	3	1(SC-100)
2005	67058	15406	13756069	205	19	3
2006	140792	22549	19877423	141	14	7
2007	218513	37700	38152844	175	15	12
2008	196681	59557	37033545	188	23	13
2009	144597	44352	38235624	264	23	13
2010	108785	49456	23152183	213	31	14
2011	112041	52007	36293124	324	32	14
2012	92932	43120	37229726	401	32	13
2013	81977	37158	36740900	448	31	11
2014	77094	29282	36423673	472	23.2	11
2015	67899	25919	30288227	446	27.3	11
2016	78018	27005	27813423	322	26.2	11
2017	86182	30846	27940098	324	26.4	12
Total	1563562	387181	390912672	-	-	

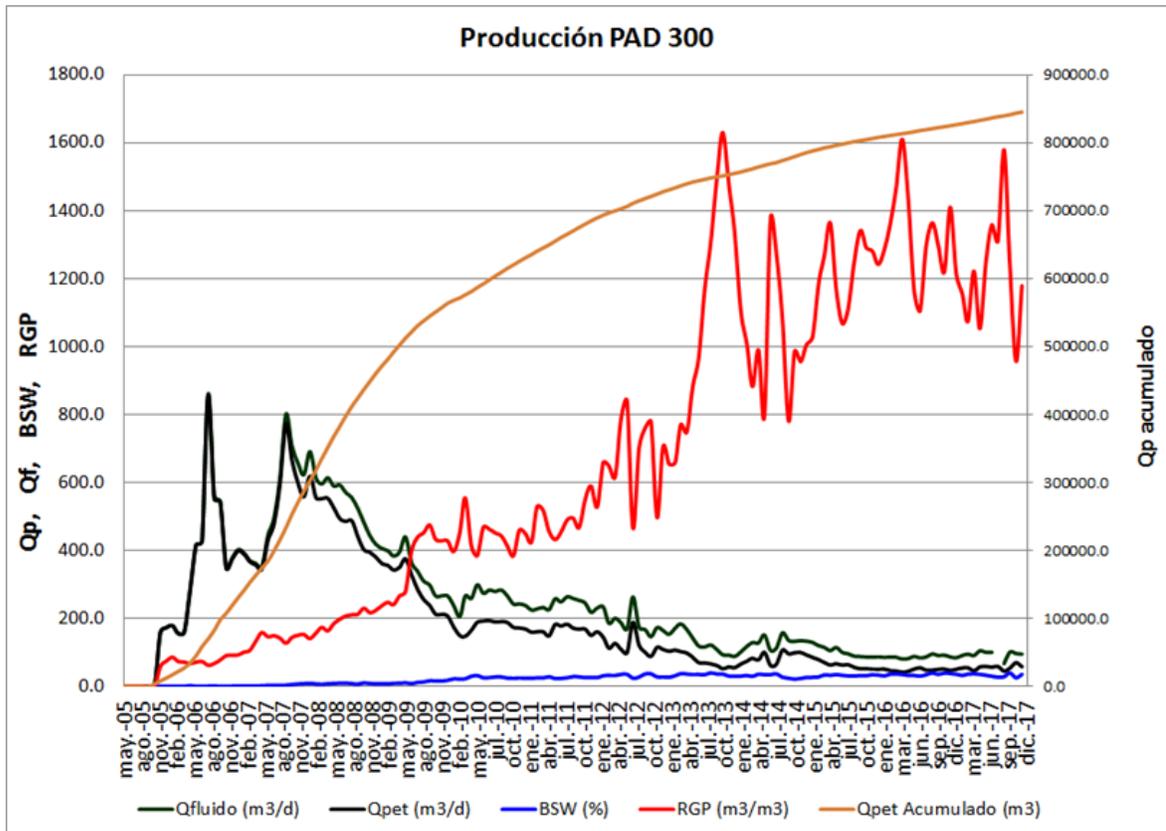
Tabla 2.1: Comportamiento de los Indicadores de Explotación

La producción del año 2017 fue superior a la del 2016, por lo que el yacimiento no declinó y el comportamiento de la RGP y el BSW fue similar al del año anterior. (Ricardo .A, 2017)

Para hacer un análisis más acertado de este indicador de explotación, se ha dividido el yacimiento en tres áreas, ramillete de los 300s, de los 100s y el de los 200s, las cuales presentan distintos comportamientos productivos. A continuación se presenta un análisis del ramillete de los 300.

Capítulo 2: Diseño Metodológico

Ramillete 300(s). Tiene un fondo activo de cinco pozos, dos en bombeo y tres surgentes. Acumuló hasta la fecha 31 diciembre del 2017 la cifra de 844927 m³ de petróleo. Los petróleos presentan mejor calidad en cuanto a su densidad en comparación con los otros dos PAD. Hasta la actualidad mantiene el mayor acumulado de todo el yacimiento. En el siguiente gráfico se observa el comportamiento de la producción del pozo STC-303, donde la producción (Caudal del fluido y caudal del petróleo) mantuvo un comportamiento de declinación, es decir, la producción de este pozo fue disminuyendo considerablemente al punto en que prácticamente era cero. Fue entonces cuando el pozo se pone en conservación y comienzan a hacerse otros estudios geológicos para buscar alternativas de producción. (Figura 2.1 Historial productivo del pozo STC-303).



2.7 Historial Productivo del pozo STC-303 antes y después del punzado en las arenas.

Partiendo de los registros del yacimiento se puede decir que primeramente existen zonas con alto porcentaje de hidrocarburos. Se observan zonas de características colectoras atravesadas por el perfil del pozo a una profundidad 2400 mMD-2610 mMD (1381 mSS-1435 mSS), Esta zona presenta un porcentaje importante de gas, con petróleo asociado. Eso nos hizo pensar que podría ser una zona productiva de gas. La litología de la misma es principalmente arena con fragmentos de calizas, pero también de pedernales, y de arcilla (en menor proporción) por tanto la probabilidad del punzado en las arenas y obtener nuevamente producción del Pozo - 303, es elevada. (Figura 2.2 Histórico del pozo STC-303)

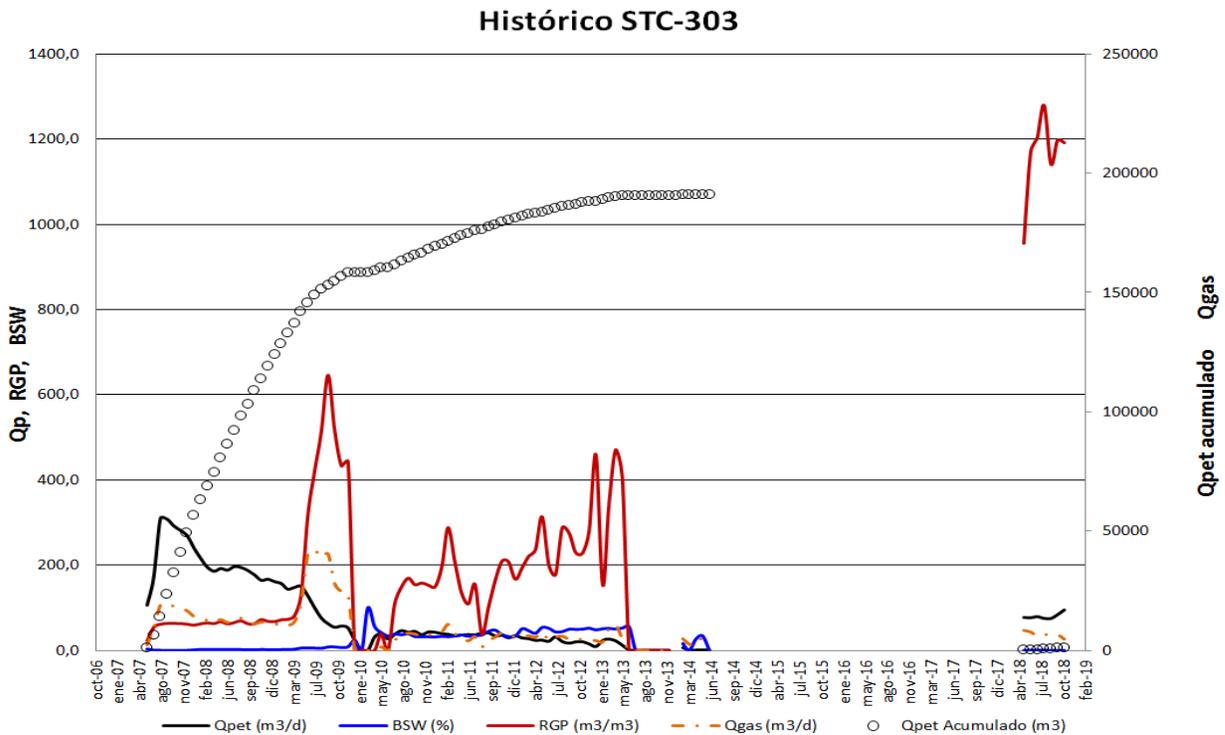


Figura 2.2: Histórico del pozo STC-303

Capítulo 2: Diseño Metodológico

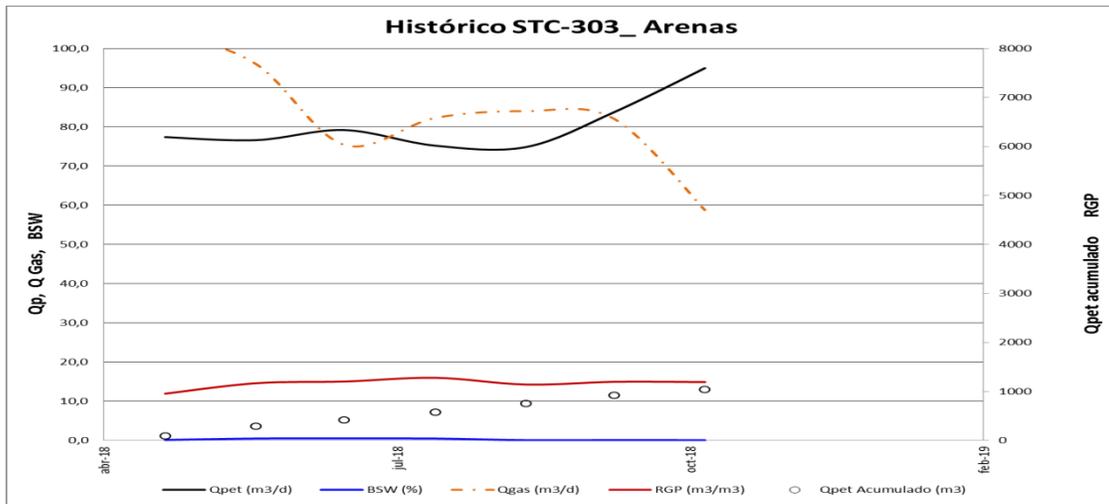


Figura 2.3: Histórico del pozo STC-303- Arenas

En los gráficos anteriormente referidos se observa el comportamiento de la producción del Pozo STC-303 antes y después de punzar las arenas. Se demuestra claramente como el pozo presentó una producción escalonada que fue decayendo hasta que llegó a cero. Después de esto, el pozo quedó en conservación durante 5 años. Una vez que se realizó el punzado, se observa como hubo un incremento de la producción. Además también es importante destacar que este pozo una vez realizado el punzado, se obtuvo un petróleo con óptimos parámetros físicos, ligero con una densidad de 0.9130 g/ml, 23.4 ° API, BSW= 0.1% y concentración de sales 69.04mg/Kg, (Anexo 3: Caracterización del Pozo STC-303).

2.8 Metodología de la Investigación

Esta investigación está dirigida a evaluar e identificar los problemas que están influyendo en el elevado consumo de desemulsionante en la instalación, la influencia del pozo STC-303 en la calidad de los parámetros físicos del tratamiento de crudo. Para llevar a cabo esto, se dispuso de análisis de laboratorios realizados al compósito de entrada a la planta de tratamiento de crudo Boca de Jaruco, realizando dicho análisis a diferentes dosificaciones de producto químico (80ppm, 100ppm y 120ppm), de manera que se pueda determinar si es posible la disminución de dicha dosificación en la etapa de recepción de crudo, y por ende mantener la calidad del tratamiento con el mínimo consumo de desemulsionante posible. Además evaluar cómo influye el pozo STC-303 en el tratamiento, después que el mismo estuvo 5 años en

Capítulo 2: Diseño Metodológico

conservación y una vez punzado en la zona de arenas comenzó nuevamente a producir con nuevos indicadores de calidad. El mismo tiene un BSW de 0.1 % y 23 ° API. Partiendo de los objetivos propuestos esta tesis es de tipo experimental. El objeto de estudio es la piscina de recepción de crudo de 200m³, donde se realiza la dosificación y la eficiencia del proceso tecnológico.

2.9 Muestra y técnicas usadas en la investigación.

Para cumplir los objetivos trazados en este proyecto, se llevó a cabo primeramente una técnica de ensayo de laboratorio conocida por Pruebas de Botella. Se tomó una muestra del fluido de entrada a la Batería Boca de Jaruco sin la presencia del Pozo STC-303, repitiendo el mismo procedimiento con la presencia de dicho pozo. Se montaron estas muestras en el laboratorio a diferentes dosificaciones del producto químico (Soquisa-8201), 80ppm, 100ppm y 120ppm, con el objetivo fundamental de evaluar el comportamiento del tratamiento con la presencia del STC-303 y la posibilidad de disminuir la dosificación del desemulsionante y por tanto mejorar la eficiencia económica de dicha alternativa. Es importante destacar que este pozo después del punzado comenzó a producir con índices de calidad óptimo, 23 ° API y un BSW de 0.1. Es decir que es un crudo que puede ser utilizado para mejorar el tratamiento de los otros pozos del yacimiento STC.(Anexo 4, Informe de Ensayo de la Caracterización del compuesto del fluido de entrada al taller después de incorporado el pozo STC-303)

✓ Materiales

- Frascos de 175 ml
- Centrífuga
- Jeringuilla de 10 ml con aguja de amplio diámetro
- Solvente(Tolueno o varsol)
- Gotas de desemulsionante (rompelotodo KO)
- Muestra de producto obligatorio
- Frasquitos de 10 ml
- Jarra o vasija de muestreo
- Abrazadera pequeña de manguera

Capítulo 2: Diseño Metodológico

- Guantes protectores
- Tubos de centrifuga
- Marcador
- Baño de María
- Pipetas desechables
- Micro-pipetas y/o micro-jeringuillas
- Juego de herramientas de cribado o cernido del desemulsionante
- Frasco de estrechamiento
- Hojas de ensayos
- Paños o papel toalla

2.10 Descripción del método

Se hace un estudio o inspección del sistema para ganar en entendimiento o claridad dentro de la instalación. Se registran los números de producción del fluido, número de pozos productivos, cualquier información disponible acerca del petróleo (por ejemplo API) y todos los productos químicos usados en el sitio (incluyendo los inhibidores de corrosión, productos químicos de cera, inhibidores de incrustaciones).

Se obtiene una muestra representativa del petróleo y del agua(o emulsión) que va a ser medida. Esto se hace generalmente en el sitio del pozo en un punto antes de que cualquier química sea inyectada. En vistas de que el petróleo en un pozo simple es generalmente no representativo del sitio completo (generalmente el petróleo de un número de pozos se toman y se mezclan juntos para obtener una combinación que se aproxime superficialmente a los fluidos producidos por la instalación). Siempre que los fluidos estén desprovistos de sustancias químicas, una muestra es obtenida en el cabezal para lograr el mismo resultado de un punto de muestreo simple. Idealmente la emulsión debe ser de 30-60 % de agua y no contener agua libre. Las emulsiones tienden a estabilizarse en horas por lo tanto el ensayo se realiza mejor en el campo o cerca de este. La estabilización de la emulsión tiende a ser más un problema con los crudos medios a ligeros. No es siempre un problema con petróleos más densos: En vistas de que se desconoce cuánto efecto la estabilización tendrá en el ensayo, es más prudente obtener una muestra fresca antes de cada ensayo.

Capítulo 2: Diseño Metodológico

Se registra y anota el sitio y la información de ensayo en la hoja de registro, adjuntándose la información que se obtuvo durante su inspección del sitio. La documentación apropiada de sus parámetros de ensayos le permitirá a usted u otra persona continuar su trabajo en un momento posterior si una mezcla adecuada no pueda ser encontrada antes de que haya terminado. **(University of Texas, 1990):**

Se precalienta el baño de María a la temperatura del sistema. La temperatura de ensayo debe estar tan cerca del sistema en cuestión como sea posible. Se vierte cualquier agua libre en la vasija de muestreo. No se desecha hasta tener la seguridad que no será necesitada. Se agita la vasija de muestreo antes de distribuir los fluidos dentro de los frascos para asegurar la homogeneidad.

Realice un BSW sin gotas de desemulsionante (KO) y anote el %T, %H₂O y %E, después que estos valores han sido registrados, agregue el KO agite y centrifugue nuevamente para determinar el contenido de agua de la emulsión y anote en la hoja de registro. Idealmente la emulsión cruda debe estar de un 30% a un 60% de agua aunque las emulsiones con contenidos tan bajos como el 10% son aceptables. Si el contenido de agua es mucho más bajo que este, puede ser necesario agregar un volumen conocido de agua libre vertido en el paso 5 en cada frasco de ensayo. Se aconseja generalmente usar varsol en lugar de xileno para realizar los cortes. Ambos solventes funcionarían pero el varsol tiene menos tendencia para romper la emulsión no resuelta. Por esta razón, las pequeñas diferencias son vistas con frecuencia cuando se está usando el varsol pero no se ven cuando se está usando xileno. Esto es más vital en los cortes finales del ensayo. (University of Texas, 1990)

Si los fluidos se están ensayando dentro de la relación agua/petróleo mencionada anteriormente, continúe el ensayo enumerando los frascos sobre el bordillo del mismo y sobre la tapa. Este es un procedimiento de apoyo para el caso en que el número se manche posteriormente. Enumere un frasco por cada ciclo químico en el ensayo a una concentración dada más uno para un blanco. Un ensayo de frasco es típicamente limitado a un máximo de 24 frascos al mismo tiempo. Agite el envase de muestra para homogeneizar los fluidos. Llene el frasco de estrechamiento con la emulsión mezclada. Manteniendo su dedo encima de la boquilla del frasco de estrechamiento, invierta el frasco y drene cualquier agua libre de la

Capítulo 2: Diseño Metodológico

muestra. Con su dedo encima de la boquilla de aspersión, agite el frasco de estrechamiento para asegurar que sus contenidos son uniformes. Llene cada uno de los frascos clasificados (la botellita) hasta la marca de 100 ml colocando la boquilla dentro de la boca del frasco y forzado a salir el volumen prescrito de los fluidos. Trate de ser tan consistente como sea posible. Si un frasco toma una unidad de masa de agua libre dentro de él, retire ese frasco y vierta otro en su lugar. Coloque la tapa en cada frasco e inviértalo en el petróleo, humedezca la pared interior completa de los frascos. Esto evita que ciertas sustancias químicas activas de superficies tengan la oportunidad de adherirse directamente al lado del frasco (los polialcoholes de amina están propensos a este fenómeno). (University of Texas, 1990)

Se seleccionan las sustancias químicas que serán ensayadas. Siempre se monta un blanco y el producto obligatorio. El juego de cribado de ventas contiene 20 productos. Seleccione el juego que corresponda a la gravedad del petróleo que se está midiendo (hay dos juegos de cribado de ventas: uno para crudo de gravedad ligera a media y otro para crudo de gravedad media a pesada) En dependencia del ensayo los límites pueden ciclarse para determinar el nivel de tratamiento óptimo para ensayar o la concentración de las sustancias químicas comprobadas pueden estar basadas en el sistema, un valor de 125-150% de la tasa o índice de tratado del sistema es usado.

La sustancia química se inyecta siempre en un índice o coeficiente basado en el contenido de petróleo del frasco. Por ejemplo en 100 ml de una emulsión con un contenido de agua de un 30% ,7:1 es inyectado para alcanzar una concentración final de 100 ppm (100 ppm en 70 ml de petróleo =7:1) Para contribuir a evitar errores tal como inyectar sustancias químicas dentro del mismo frasco dos veces, se alinean las sustancias químicas que van a ser inyectadas frente a los frascos en los que serán inyectados. Se inyecta la sustancia química adecuada dentro de cada frasco en sucesión. Se registra que frasco tienen que sustancia química inyectada dentro de ellos y en que concentración en la hoja de ensayos.

CAPITULO 3: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

3.1 Descripción de la Metodología de Ensayo.

Para realizar la evaluación del Pozo STC-303 en el Tratamiento y Recolección de Crudo Boca de Jaruco, se tiene en cuenta como premisa analizar la posibilidad de disminuir la dosificación del producto químico (Solquisa- 8201). Es necesario contar con los datos reales trabajados en la planta, así como obtener una información más segura de lo que realmente está ocurriendo en el proceso.

La Prueba de Botella es una técnica de ensayo que se aplica para analizar compatibilidad del proceso con el producto químico dosificado, así como también ver el comportamiento de la cinética de separación del agua del crudo emulsionado. Primeramente se montaron en el laboratorio un total de 20 botellas. El ensayo se realiza teniendo en cuenta el compósito del fluido de entrada a la instalación sin la presencia del STC-303 y con el pozo incluido. La primera botella se tomó como el blanco del experimento que contiene el compósito sin el pozo STC-303 y sin la dosificación del producto químico.

Seguidamente se montaron por triplicado el compósito a diferentes dosificaciones (80ppm, 100ppm y 120ppm) sin la presencia del STC-303. Este mismo procedimiento fue realizado de la misma manera con el compósito y el pozo STC-303 incluido. Se tomó como referencia el fluido tratado en un día partiendo de un líquido de entrada de 727m³ del cual el petróleo neto es de 497m³. De ese petróleo neto el STC-303 representa 95m³. (Anexo 5, 6 y 7)

$$\% (STC - 303) = (m^3(STC - 303) * 100) / m^3(Pet. neto) \quad (3.1)$$

% STC-303	m3 STC-303	m3 Pet. Neto
19,1	95	497

Tabla 3.1: Datos para determinar % STC-303 en el fluido de entrada

Capítulo3: Análisis de los Resultados

Se tomaron 1500ml de muestra como referencia por tanto:

$$ml (STC - 303) = ((Ml de muestra * (\% STC - 303))/100) \quad (3.2)$$

<i>ml STC-303</i>	<i>ml de Muestra</i>	<i>% STC-303</i>
286.7	1500	19.1

Tabla 3.2: Datos para determinar ml STC-303 en el compósito de entrada

Por tanto el compósito equivale 1200 ml

Una vez preparadas las 20 botellas, estas se colocaron en un baño de maría a la temperatura del proceso tecnológico, 80°C, y se dejaron por un periodo de 48 horas haciendo diferentes lecturas de la cantidad de agua separada. Al final del proceso de separación del agua, se realizaron ensayos de BSW a cada una de las botellas, determinando de esta forma el % de agua, emulsión y sedimento.

3.2 Resultados obtenidos del ensayo Prueba de Botella

Después de terminar el ensayo de la Prueba de Botella, se procede a la lectura de los diferentes resultados. A continuación se muestra la Tabla 3.3 de Resultados del Compósito del Fluido de Entrada a la Batería Boca de Jaruco y la Tabla 3.4 del Compósito del Fluido de entrada incluida el STC-303.

Capítulo3: Análisis de los Resultados

Tabla 3.3: Resultados del Compósito del Fluido de Entrada a la Batería BJ

Aditivo (BASE Fluido)	ppm	Agua separada (%)									BSW			%agua total CRT	Calidad de agua	Interfase
		10/12/2018			11/12/2018			12/12/2018			%agua	%emulsión	%total			
		11:40am	2:00 PM	4:00 PM	8:00:am	11:00 AM	2:00 PM	4:00 PM	8:00 AM							
Solquisa 8201		80	66,67	70,00	70,00	70,00	73,33	73,33	73,33	76,67		0,3	0,3	0,6	LT	LI
		80	70,00	70,00	73,33	73,33	73,33	73,33	76,67	0,1	0,7	0,8	0,8	LT	LI	
		80	70,00	70,00	76,67	76,67	76,67	76,67	76,67		0,3	0,3	0,3	LT	LI	
	Promedio	80	68,89	70,00	73,33	73,33	74,44	74,44	74,44	76,67	0,1	0,43	0,47	0,57		
		100	66,67	66,67	73,33	73,33	73,33	73,33	73,33		1	1	1	LT	LI	
		100	63,33	66,67	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00		0,8	0,8	0,8	C	LI	
		100	66,67	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00		0,4	0,4	0,4	LT	LI	
	Promedio	100	65,56	67,78	71,11	71,11	71,11	71,11	71,11		0,73	0,73	0,73	LT	LI	
		120	66,67	66,67	66,67	73,33	73,33	73,33	73,33		2	2	1,8	LT	LI	
		120	66,67	70,00	70,00	76,67	76,67	76,67	76,67		0,6	0,6	0,6	LT	LI	
	Promedio	120	66,67	70,00	70,00	76,67	76,67	76,67	76,67		0,8	0,8	0,8	LT	LI	
	Blanco	0	13,33	13,33	13,33	13,33	16,67	16,67	16,67	16,67	2,4	13,6	16	18	C	L

Tabla 3.4: Resultados del Compósito del Fluido de Entrada a la Batería BJ con fluido del STC-303

Aditivo (BASE Fluido)	ppm	Agua separada (%)									BSW			%agua total CRT	Calidad de agua	Interface
		10/12/2018			11/12/2018			12/12/2018			%agua	%emulsión	%total			
		11:40am	2:00pm	4:00pm	8:00:am	11:00am	2:00pm	4:00pm	8:00am							
Solquisa 820		80	74,88	79,04	79,04	79,04	83,20	83,20	83,20	87,36		1,8	1,8	1,8	LT	LI
		80	79,04	79,04	79,04	87,36	87,36	87,36	87,36		0,2	0,2	0,2	LT	LI	
		80	74,88	79,04	79,04	83,20	83,20	83,20	83,20		0,1	0,1	0,1	LT	LI	
	Promedio	80	76,27	79,04	79,04	83,20	84,59	84,59	84,59	85,97		0,70	0,70	0,70	LT	LI
		100	74,88	79,04	74,88	74,88	83,20	83,20	83,20	83,20		2,00	2,00	2,00	LT	LI
		100	74,88	79,04	79,04	79,04	83,20	83,20	83,20	83,20		0,3	0,3	0,3	LT	LI
		100	74,88	79,04	79,04	79,04	83,20	83,20	83,20	83,20		0,6	0,6	1,00	LT	LI
	Promedio	100	74,88	79,04	77,65	77,65	83,20	83,20	83,20	83,20		0,97	0,97	1,10	LT	LI
		120	45,76	62,40	74,88	79,04	83,20	83,20	83,20	83,20		0,6	0,6	0,6	LT	LI
		120	49,92	83,20	83,20	83,20	83,20	83,20	83,20	83,20	0,1		0,7	0,7	LT	LI
	Promedio	120	74,88	79,04	79,04	79,04	83,20	83,20	83,20	83,20		0,1	0,7	0,7	LT	LI
	Blanco	0	4,16	12,50	12,50	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	0,3	11,7	12	14	LT	LI

Capítulo 3: Análisis de los Resultados

Figura 3.1: Compósito del Fluido de Entrada Batería Boca de Jaruco

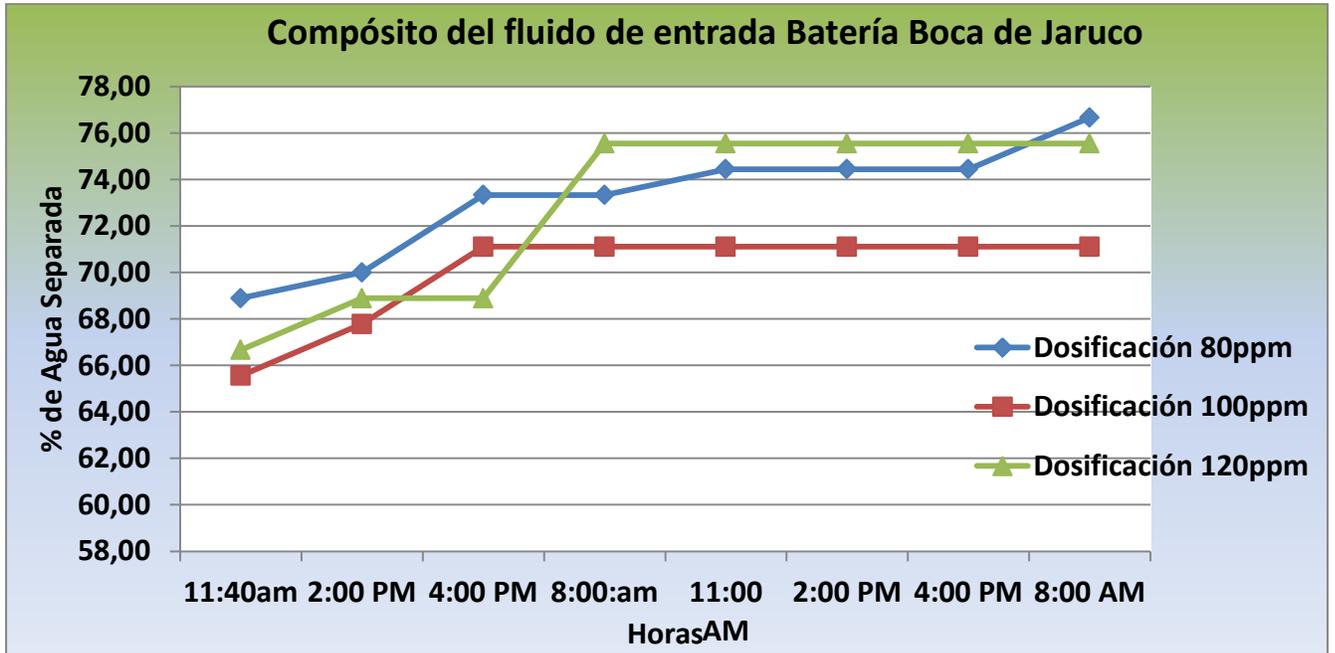
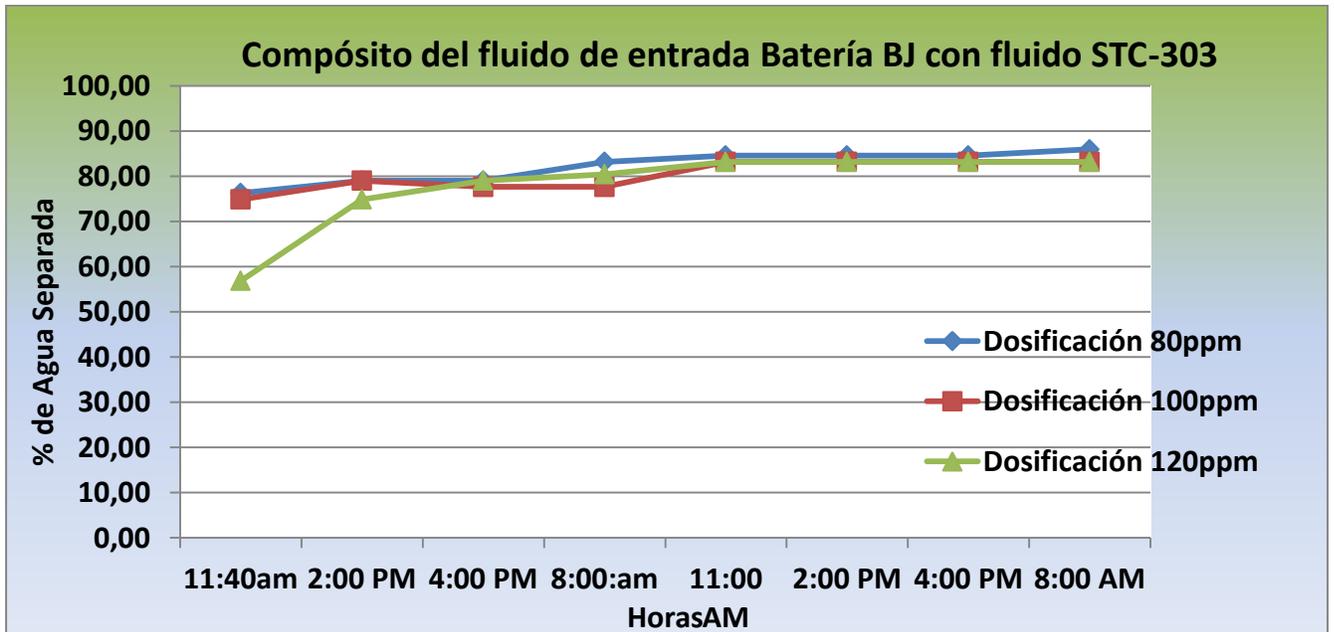


Figura 3.2: Compósito del Fluido de entrada Batería Boca de Jaruco con fluido STC-303



Capítulo 3: Análisis de los Resultados

Figura 3.3: Compósito del Fluido de entrada Batería Boca de Jaruco

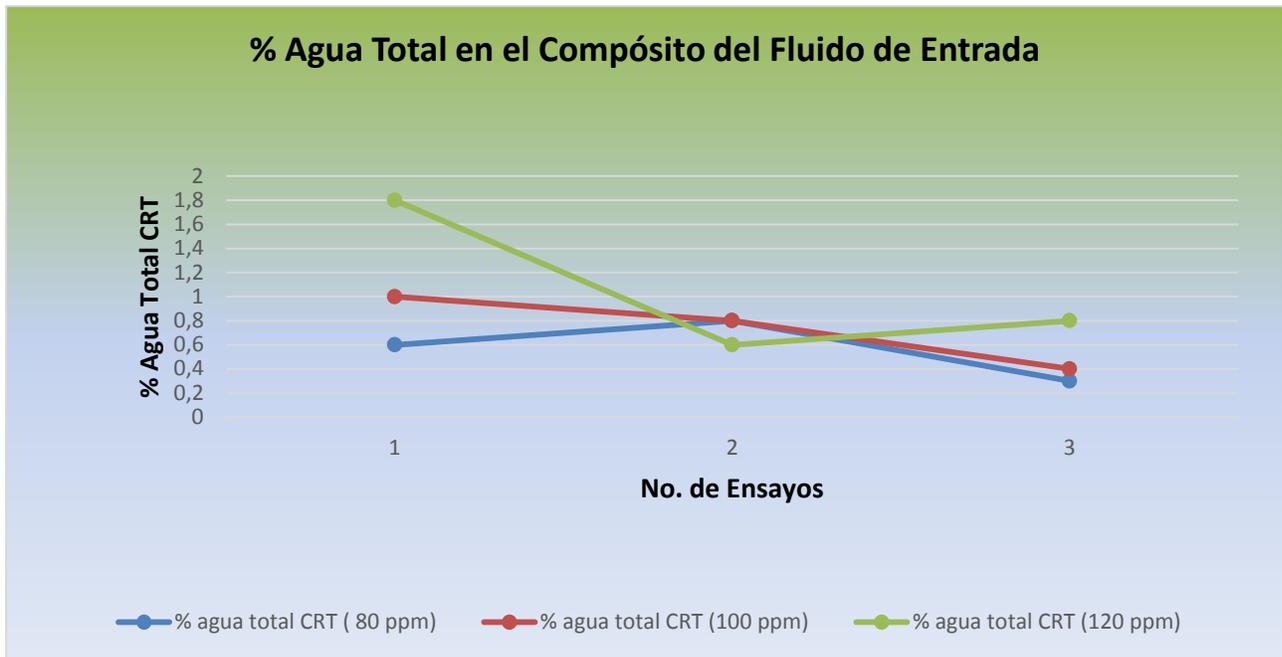
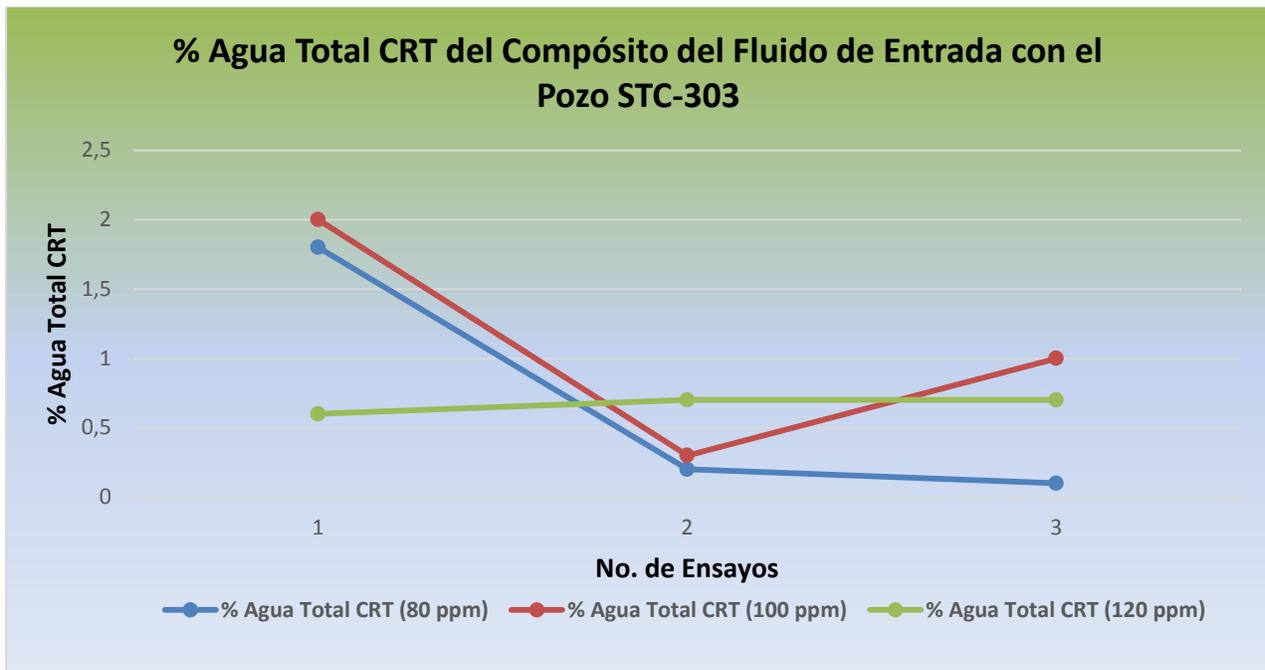


Figura 3.4 Compósito del Fluido de entrada Batería Boca de Jaruco con fluido STC-303



Capítulo 3: Análisis de los Resultados

3.3 Análisis de los Resultados

Las emulsiones son comunes en la producción de petróleo y gas. A pesar de que es indeseada, el agua de formación está presente en casi todos los campos en explotación. Esta agua invariablemente debe ser removida del crudo para que éste pueda ser vendido. Las emulsiones pueden ser rotas por medios químicos y / o térmicos. Romper químicamente una emulsión involucra el uso de un demulsificante. El propósito de los demulsificantes es romper la emulsión para obtener crudo seco y agua limpia. Los demulsificantes pueden ser aplicados en un amplio rango de temperaturas para conseguir el resultado deseado. La selección adecuada con las características del fluido y la disponibilidad de facilidades de producción y la aplicación son determinantes para un tratamiento exitoso.

A partir de los resultados obtenidos en la Prueba de Botella, (Figura 3.1 y Figura 3.2) se puede apreciar el comportamiento de la cinética del proceso a diferentes dosificaciones del producto químico. El mayor % de Agua Separada en el Compósito del fluido de entrada ocurre a la dosificación de 80ppm manifestándose de esta manera en el fluido de entrada incluido el STC-303. Las dosificaciones de 80ppm y 120ppm tuvieron un comportamiento casi similar hasta la última lectura donde el proceso no separó más agua a 120ppm y a 80ppm separó el mayor % de Agua. Quiere decir que la emulsión que aportó el pozo STC-303 no repercute negativamente en el proceso y el aditivo de desemulsionante a menor dosificación no afecta el tratamiento tecnológico. Es decir que es factible disminuir la dosificación del proceso de tratamiento de crudo en Boca de Jaruco de su actual dosificación (120ppm) a 80ppm y de esta forma se ahorraría el consumo de producto químico.

Por otra parte como resultado de los (Figuras 3.3 y 3.4), se puede concluir que el menor % de Agua con rompeltodo se ve a la dosificación de 80ppm. Es decir que se puede disminuir la dosificación a 80ppm, ya que de esta manera el proceso se mantiene estable, separando mayor cantidad de agua, obteniendo un menor BSW como resultado y obteniendo los indicadores de calidad establecidos con un menor consumo de producto químico.

Capítulo 3: Análisis de los Resultados

3.4 Análisis Económico

Se determinó realizar un análisis económico de forma cualitativa dirigido al cálculo del ahorro de desemulsionante en la etapa preliminar del proceso tecnológico. Para ello se tomó como referencia el consumo real en un mes (Noviembre 2018) del producto químico a una dosificación de 120ppm para procesar un Volumen de Fluido tratado. Posteriormente se procede a realizar el mismo procedimiento teniendo en cuenta una dosificación de 80ppm, y calcular cuánto representa en un mes el ahorro de desemulsionante, procesando el mismo volumen de fluido, como se muestra en las tablas 3.5 y 3.6: Indicadores de consumo

Volumen de Fluido Tratado=15050.0m3	
Indicador	Consumo Real de Producto Químico
Dosificación 120ppm	1806,4L
Dosificación 80ppm	1204L
Litros de Producto químico ahorrado	602,4L

Tabla 3.5 Indicadores de consumo

200 kg de Desemulsionante Precio CUC =1399.26Precio MN=220.47	
Ahorro CUC	Ahorro MN
4211,77	663,61
El ahorro en un año del taller por concepto de consumo de desemulsionante fue de 50541.27 cuc y 7963.37 MN	

Tabla 3.6 Indicadores de consumo

3.5 Impacto Medioambiental

El incremento de la producción de petróleo influye negativamente sobre el medio ambiente debido que los volúmenes de gas y agua residual que se generan durante del proceso son elevados. La contaminación ambiental reviste una especial importancia, por lo cual no debe considerarse posible la realización de una evaluación de proceso si no han sido contempladas las soluciones tecnológicas necesarias para eliminar los problemas de la contaminación ambiental. En el caso de la Batería Boca de Jaruco existe un tanque de tratamiento de residuales, el agua de drenaje de los tanques tecnológico y de proceso después de la separación de petróleo, se inyecta al pozo con una concentración de hidrocarburos establecido por norma que no exceda el50%.

Conclusiones

CONCLUSIONES

1. Se analizó el comportamiento del proceso tecnológico con el fluido de antes y después de la incorporación del pozo STC-303 a diferentes dosificaciones.
2. Se demostró la estabilidad del proceso con la disminución de la dosificación de desemulsionante.
3. Se demostró la disminución de la dosificación de producto químico a 80 ppm y con ello el menor consumo de desemulsionante.
4. Se demostró que en un mes se ahorra alrededor de 602.4 L de Solquisa 8201

Recomendaciones

RECOMENDACIONES

- ✓ Disminuir la dosificación del desemulsionante a 80 ppm en la etapa de recepción de crudo.
- ✓ Evaluar el proceso tecnológico con el uso de otros desemulsionantes a diferentes dosificaciones.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Alcion. 2016.** *www.alcion.es, www.alcion México.* 2016.
2. **Anderson S.I, Speight J.J., 2001.** *Pet. Sci. Technol.* 19. 2001.
3. **Bartlesville-Oklama. 1986.** *National Institute for Petroleum and Energy Research (NIPER: Enhanced Oil Recovery Information.* 1986.
4. **Beltrán, A.M , Iglesias, R. 2003.** *Modernización de la Bateria de Boca de Jaruco, Centro Politécnico del Petróleo: Ciudad Habana.* 2003.
5. **Capacitación. 2003.** *Capacitación y Desarrollo de Operadores de proceso, Folleto de estudio CPP Varadero.* 2003.
6. *Criterios para el diseño Conceptual de Procesos de Deshidratación /desalación Electrostática. Revista Visión Tecnológica Vol.3, 35-43. Guzmán C., Ramos L.R, Morataya C., Layrisse I. 1996.* 1996.
7. *Criterios para el Diseño Conceptual de Procesos de Deshidratación /desalación Electrostática. Revista Visión Vol. 3, 35-43. Guzmán C., Ramos L. R, Morataya C., Layrisse I;*
8. **Cruz.V.L, Ponzo H.A. 1985.** *Introducción a la Ingeniería Química, Ministerio de Educación Superior, La Habana.* 1985.
9. **D.R, Burris. June(1974).** *Field desalting: A growing producer problem worlwide. Pet.Eng. Int(Rep).* June(1974).
10. **D.R., Burris. 1977.** *Dual polarity oil dehydration. Petroleum Engineer, August, pp. 33-36.* 1977.
11. —. **1978.** *How to design and efficient crude desalting system. Worl Oil, 186(7): 1501, 153-6.* 1978.
12. **Dabir B., Nematy M., Mehrabi A.R. 1996.** *Rassamdana H., Sahimi M. uel 75, 1633.* 1996.
13. **Eley D.D., Hey M.J, Kee M.A. 1987.** *Rheological Studies of Asphaltene Film Adsorbed at the Oil/Water Interface. J. Colloid Interface Sci. 24, 173-182.* 1987.
14. **Ficha Técnica Solquisa 8201, 2018.** *Reglamento Tecnológico del Taller de Tratamiento de Crudo Boca de Jaruco.*
15. **Foster Learning, J. 2007.** *What is heavy oil??* 2007.
16. **Goldszal, A., Bourrel M. 2000.** *Desemulsification of Crude Oil Emulsions: Correlation to Microemulsion Phase Behavior. Ind.Eng.Chem. Res., 39: 2746-2751.* 2000.

Bibliografía

17. **Grosso J., Chirinos M.L, Rivas H., Paterno J, Rivero M., González J., Layrisse I. 1984.** *Trnsporte de Crudos pesados mediante emulsiones. Boletin Tecn. ARPEL, 13(4): 225-237.* 1984.
18. **Guzmán.**
19. **Guzmán C., Ramos L. R., Morataya C., Layrisse I. 1996.** *Criterios para el Diseño Conceptual de Procesos de Deshidratación /desalación Electrotática. Revista Visión Tecnológica Vol. 3, 35-43.* 1996.
20. **Hason C. (Ed). 1971.** *Nuva York, Perggamon Press. p. 495584.* 1971.
21. **Hirato T., Koyama K., Tanaca T., Awakura Y., Majima H. 1991.** *Desemulsiication o Water -in-oil Emulsion by Electrostatic Coalescence Methodology Mater. Trans. 52, 257 .* 1991.
22. **Inc, Transmeridianm. 2002.** *Entrenamiento de operadores-Instalación Recolección y Tratamiento Boca de Jaruco, Cuba. 2002.*
23. **J.L, Salager. 1987b.** *Deshidratación de Crudo. Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Cuaderno FIRP 353, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela. 1987b.*
24. —. **1999.** *Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para obtener propiedades deseadas. estado del Arte. parte A: Introducción y conceptos de formulación fisicoquímica. Cuaderno FIRP 747-A,Módulo de enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Laboratorio FIRP.* 1999.
25. **J.M., Andérez. 1984.** *Propiedades de los Sistemas suractantes-agua -aceite: Inluencia de la concentración de suractante. In. Tec. IRP N 8404, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela .* 1984.
26. **Jefreys, G., Davies J.T. 1991.** *Coalescence of liquid droplet and dispersion. En Recent Advances in liquid-liquid Extraction. 1991.*
27. **Jereys, G., Davies J. T.**
28. **Kim Y. Ho, Nikolove, D.T, Wasan H, Diaz-Arauso C.S, Shetty. J. 1996 a.** *Dispersion Science and Technology, 17(1), 33-53.* 1996 a.
29. **Layrisse I. Criterios para el diseño Coceptual de Procesos de Deshidratación/desalación Electrostática. Revista Visión Tecnológica Vol- No 3, 35-43. Guzmán C., Ramos L.R., Morataya C.,. 1996.** 1996.
30. **Layrisse I., Chirinos M.L., eslava M., Méndez . 1974.** *Deshidratación de crudos Pesados y extrapesados mediante separadores electrostáticos. VII Jornadas Técnicas de petróleo. 1974.*

Bibliografía

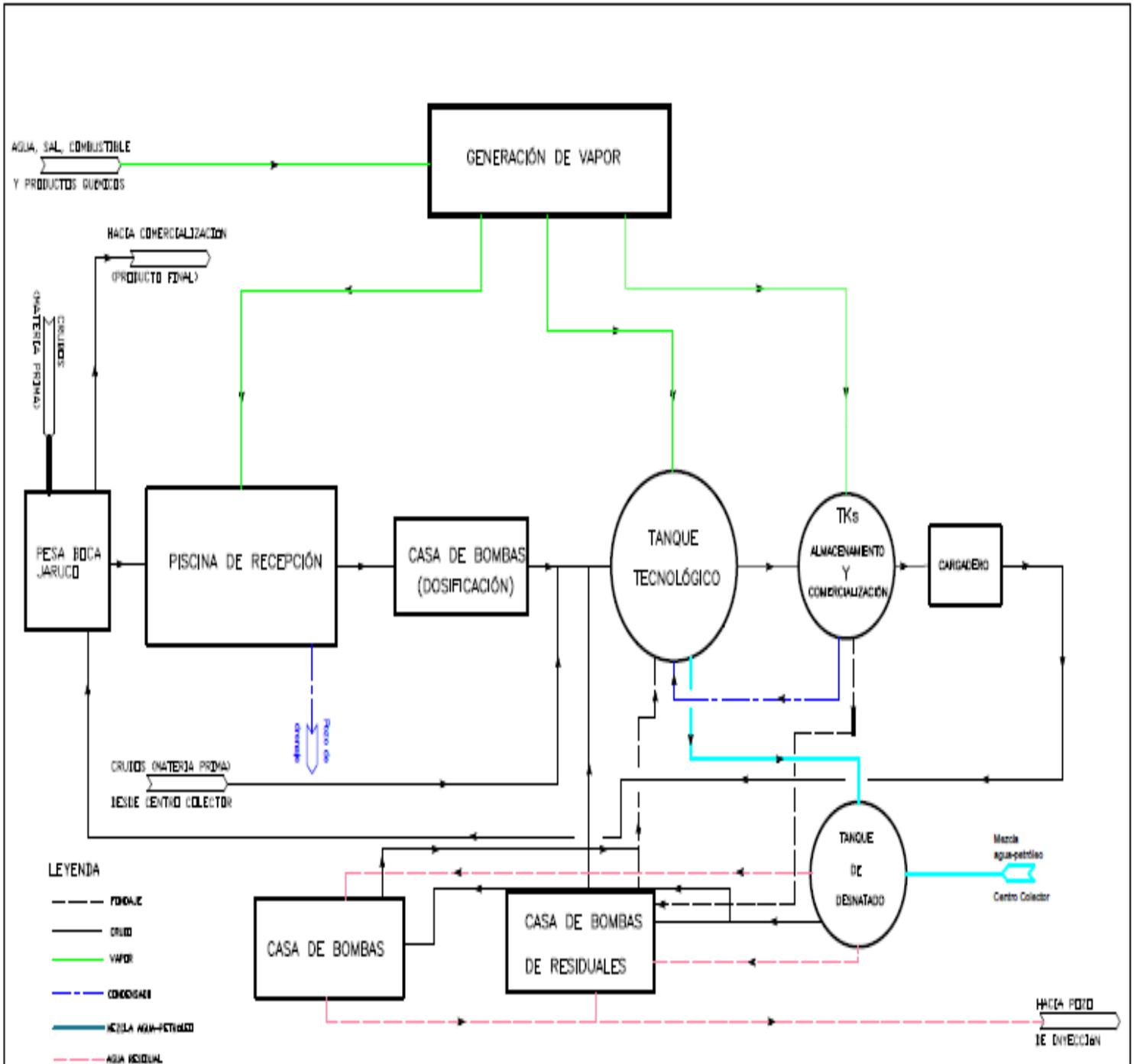
31. **Lowd J.D., Coggins R.W. 1967.** *Dehydration and desalting of crude oil streams in the production field. American of Mechanical Engineers, 22nd Annual Petroleum Mechanical Engineering Conf., Sep. 17-20. USA. 1967.*
32. **Malhotra A.K., Wasan D.T. 1986.** *Stability of Foam and Emulsion Film: Effects of Drainage and Film Size on Critical Thickness of Rupture. Chem. Eng. Commun, 48,35. 1986.*
33. **Marfisi S., y Salager J., Louis. 2004.** *Destilacion de crudos. Principios y tecnología o cuaderno FIRP N 853 pp, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de loa Andes, Mérida 5101. Venezuela. 2004.*
34. **Márquez -Silva R.L, Key S., Marino J, Guzmán C., Buitriago S. 1997.** *Chemical dehydration: Correlations between crude oil, associated water and demulsiiercharacteristics in real systems. Proccedings of SPE Oilfield Chemical International Symposium, Houston, TX, pp. 601-607. 1997.*
35. **Mohammed R.A, Bayley A.I., Luckham P., Taylor S.E. 1993.** *Dewatering of crude oil emulsions. 2 Intefracial properties of the asphaltene constituents of curde oil. Colloids Surf .Ser A. 80: 237-242 . 1993.*
36. **P, Becher. 1977.** *"Emulsions: Theory and Practice", Ed 2, R. Krieger, New York. 1977.*
37. —. **2001.** *"Emulsions: Theory and Practice", Ed.3, American Chemical Society, Washington, D.C. 2001.*
38. **P., Becher. 2001.** *"Emulsions: Theory and Practice", Ed.3, American Chemical Society, Washington, D.C . 2001.*
39. —. **2001.** *"Emulsions: Theory and Prectice, Ed. 3, American Chemical Society, Washington, D.C. 2001.*
40. **P.J., Breen. 1995.** *ACS Symp. Ser., 615, 268. 1995.*
41. **Ricardo .A, Mireysis. L. 2017.** *Forum de Ciencia y Técnica. 2017.*
42. **rodriguez. 2008.** 2008.
43. **Salager, J.L. 1979b.** *Físicoquímica de los distemas surfactantes-agua-aceite. Aplicación a la Recuperación del Petróleo. Revista del instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XI, N 3 . 1979b.*
44. **Spielman, L.A, Goren, S.L. 1993.** *Progress in induced coalescence and a new theoretical ramework or coalescence by porous media, Ing.Eng. Chem. 62(10): 10-24). 1993.*
45. **Tecnológico, Reglamento. 2018.** *Reglamento Tecnológico del Taller de Tratamiento de Crudo Boca de Jaruco. 2018.*

Bibliografía

46. **Treatment, htm.w.c. 2007.** *Oil Process solutios you can depend on2007,*
www.crudetreatment.htm:sam houston Pkwy. N. 2007.

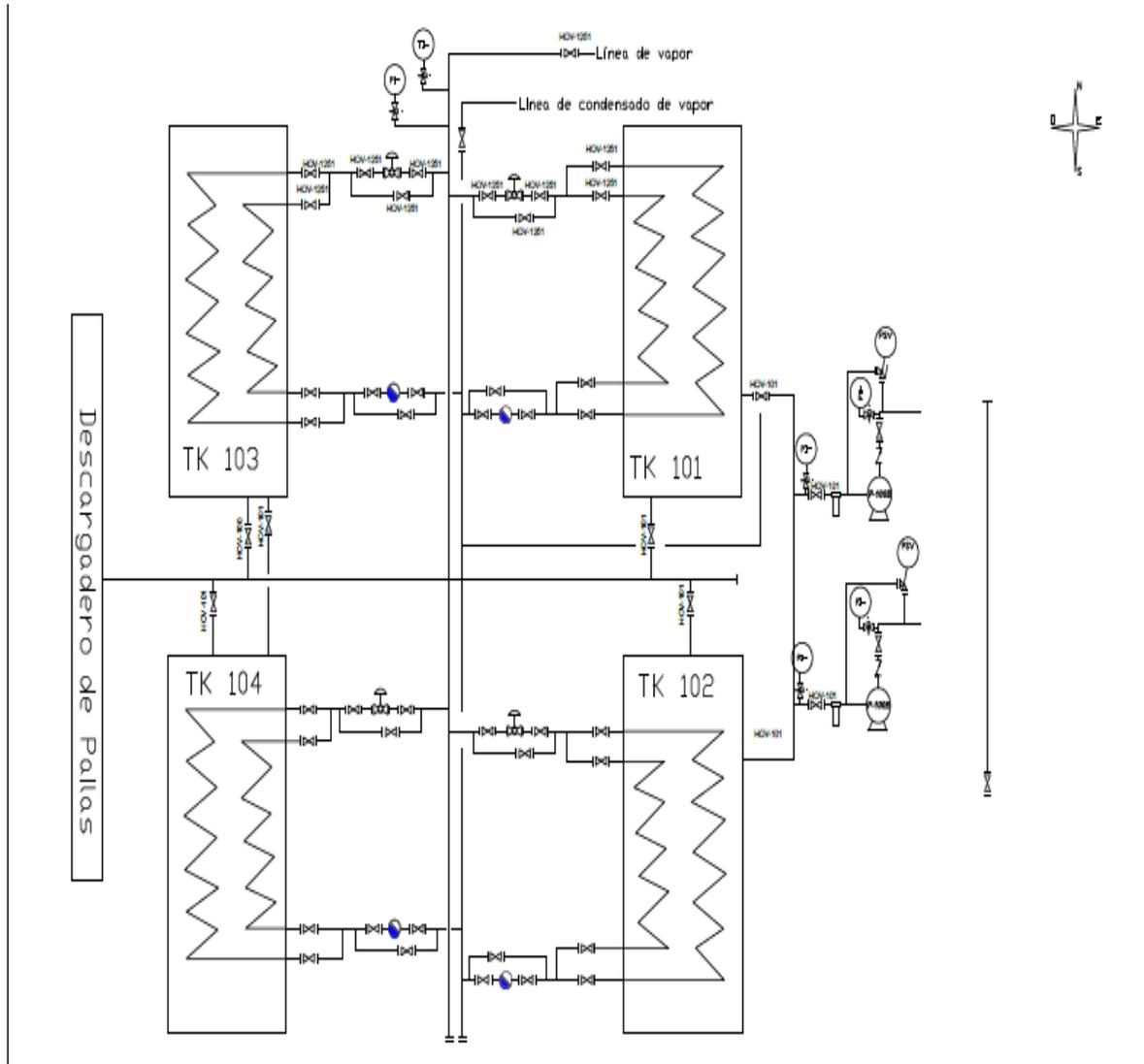
ANEXOS

Anexo 1: Diagrama de flujo de la Batería Boca de Jaruco



Anexos

Anexo2: Diagrama de Flujo del descargadero en Piscina



Anexos

Anexo 3: Informe de Ensayo o Caracterización del Pozo STC-303



Informe de Ensayo para Petróleo

F-LA 0404



No. de Muestra: 1 210 Cliente: UEB Producción Dirección: Vía Blanca Km 37 1/2
 Petróleo: Caracterización de Petróleos de Pozo SC-303 (Proceso)
 Fecha de Muestreo: 20/05/2018 Fecha de Recepción: 21/05/2018 Fecha de Análisis: 22/05/2018

Parámetro	UM	Método de Ensayo	Resultado	U
Densidad 15°C	g/ml	NC ASTM D 1298-2016	0.9130	± 0.0010
°API	°API	NC ASTM D 1298-2016	23.4	± 0.0257
°API Seco	°API	Cálculo	-	-
BSW	% vol	NC ASTM D 4007-2016	0.10	± 0.0092
BSW Agua	% vol	NC ASTM D 4007-2016	-	-
BSW Emulsión	% vol	NC ASTM D 4007-2016	-	-
BSW Sedimento	% vol	NC ASTM D 4007-2016	-	-
Asfaltenos, n-heptano	% peso	NC ASTM D 6560: 2014	-	-
Agua por destilación *	% vol	NC ASTM D 95-2016	-	-
Agua por destilación *	% vol	NC ASTM D 4006-2016	-	-
Agua libre	% vol	PO-LA/I 0426	-	-
Agua total	% vol	PO-LA/I 0426	-	-
Viscos.temp.ambiente	mm ² /s	NC ASTM D 88: 2014	-	-
Viscosidad a 50°C	mm ² /s	NC ASTM D 88: 2014	-	-
Viscosidad a 80°C	mm ² /s	NC ASTM D 88: 2014	-	-
Sales	mg/kg	NC ASTM D 3230 : 2013	69.04	-
Azufre	% peso	NC-ASTM D 4294-2011	-	-

La licitud de la medición reportada está calculada según la Norma ISO/IEC 17025:2005 utilizando 1 como factor de cobertura, lo cual da un nivel de confianza de aproximadamente 95 %.
 La densidad es determinada en el petróleo calentado.

* Ensayos Acreditados por la NC-ISO/IEC 17025:2005

Observaciones: Compósito. (Casing).

Revisado por: 
 Dunia Delgado Jauregui
 Coordinador Técnico

Aprobado por: 
 Sonia Mesa Fernández
 Especialista Principal Laboratorio

Anexos

Anexo 4: Informe de Ensayo o Caracterización del Compósito de Piscina



Exploración Producción Occidente
Laboratorio Central de Control de la Calidad

Dirección: Vía Blanca Km 37 1/2
Teléfono: 79422501 al 04 Ext: 177 & 242
e-mail: aca@cupet.cu



Reg. No. 101

Informe de Ensayo para Petróleo

F-LA 0404



13/07/2018

No. de Muestra: 1,570 **Ciente:** P.T. de crudo de B.J. **Dirección:** Vía Blanca Km 37 1/2
Petróleo: Fluido de entrada de P.T. de crudo de B.J. (Proceso)
Fecha de Muestreo: 05/07/2018 **Fecha de Recepción:** 06/07/2018 **Fecha de Analisis:** 10/07/2018

Parámetro	UM	Método de Ensayo	Resultado	U
Densidad 15°C	* g/ml	NC ASTM D 1298-2016	0.9649	± 0.0011
°API	* °API	NC ASTM D 1298-2016	15.1	± 0.0
°API Seco	* °API	Cálculo	-	-
BSW	* % vol	NC ASTM D 4007-2016	-	-
BSW Agua	% vol	NC ASTM D 4007-2016	-	-
BSW Emulsión	% vol	NC ASTM D 4007-2016	-	-
BSW Sedimento	% vol	NC ASTM D 4007-2016	-	-
Asfaltenos, n-heptano	% peso	NC ASTM D 6560: 2014	-	-
Agua por destilación	* % vol	NC ASTM D 95-2016	20.00	± 1.10
Agua por destilación	* % vol	NC ASTM D 4006-2016	-	-
Agua libre	% vol	PO-LA/I 0426	-	-
Agua total	% vol	PO-LA/I 0426	-	-
Viscos.temp.ambiente	mm ² /s	NC ASTM D 88: 2014	-	-
Viscosidad a 50°C	mm ² /s	NC ASTM D 88: 2014	115.28	-
Viscosidad a 80°C	mm ² /s	NC ASTM D 88: 2014	-	-
Sales	mg/kg	NC ASTM D 3230 : 2013	-	-
Azufre	% peso	NC-ASTM D 4294-2011	-	-

La Incertidumbre de la medición reportada está calculada según Guía Eurochem/CITAC utilizando 2 como factor de cobertura, lo cual da un nivel de confianza de aproximadamente 95 %
La densidad se determina en el petróleo húmedo

* Ensayos Acreditados por la NC-ISO/IEC 17025:2006

Observaciones: Compósito conformado por 1568 y 1569. CMPE, #3288


Revisado por: Dunia Delgado Jauregui
Coordinador Técnico


Aprobado por: Sonia Mesa Fernandez
Especialista Principal Laboratorio

Nota: Los resultados corresponden exclusivamente a la muestra ensayada. No se permite la reproducción del informe sin la autorización del Laboratorio

Anexo PO-LA/P 0412.A1 Rev 06



©2004 Grupo de Informática EPEP Occidente. Todos los derechos reservados. Sistema para el Control de los Resultados de los Ensayos de Laboratorio

Página 1 de 1

Anexos

Anexo 5: Ensayo de la Prueba de Botella



Anexo 6: Ensayo de la Prueba de Botella



Anexos

Anexo 7: Ensayo de la Prueba de Botella

