

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO UNIVERSITARIO RUMIÑAHUI**

**ESCUELA DE POSGRADOS**

**MAESTRÍA TECNOLÓGICA EN EXTRACCIÓN, LEVANTAMIENTO Y  
TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS.**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del Título en Magister Tecnológico en Extracción,  
Levantamiento y Tratamiento de Crudos Pesados.**

**Tema: APLICACIÓN DE UN DILUYENTE COMO REDUCTOR DE VISCOSIDAD  
PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO DEL  
CAMPO SHUSHUFINDI SUR OESTE.**

**Autor/s:**

**HERRERA GALARRAGA WILSON EDUARDO.**

**SANTANA ROJAS GONZALO RODRIGO.**

**Director: ING. CHRISTOPHER MAYORGA**

**Fecha: septiembre 2024**

*Sangolquí - Ecuador*

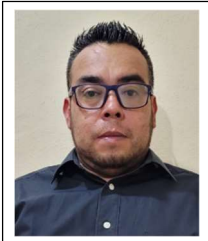
Autor: Herrera Galárraga Wilson Eduardo.



**Título a obtener:** Magister Tecnológico en Extracción, Levantamiento y Tratamiento de Crudos Pesados.

**Correo electrónico:** [Wilson.Herrera@ister.edu.ec](mailto:Wilson.Herrera@ister.edu.ec)

Autor: Santana Rojas Gonzalo Rodrigo.



**Título a obtener:** Magister Tecnológico en Extracción, Levantamiento y Tratamiento de Crudos Pesados.

**Correo electrónico:** [Gonzalo.Santana@ister.edu.ec](mailto:Gonzalo.Santana@ister.edu.ec)

Dirigido por: Christopher Mayorga Zambrano.



Título: Ingeniero de Petróleos y Magíster en Petróleos.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: [Christopher.Mayorga@ister.edu.ec](mailto:Christopher.Mayorga@ister.edu.ec)

### **Todos los derechos reservados**

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

@2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

Sangolquí – Ecuador

(Herrera Eduardo, Santana Gonzalo)

## APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO TITULACIÓN

Sangolquí, 16 de septiembre del 2024

**MSc. Elizabeth Aldás**  
**Directora de Posgrados**  
**Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui**  
**Presente**

De mi consideración:

Me permito comunicar que, en calidad de director del presente Trabajo de Titulación denominado: **“APLICACIÓN DE UN DILUYENTE COMO REDUCTOR DE VISCOSIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO DEL CAMPO SHUSHUFINDI SUR OESTE”** realizado por **HERRERA GALÁRRAGA WILSON EDUARDO, SANTANA ROJAS GONZALO RODRIGO** ha sido orientado y revisado durante su ejecución, así mismo ha sido verificado a través de la herramienta de similitud académica institucional, y cuenta con un porcentaje de coincidencia aceptable. En virtud de ello, y por considerar que el mismo cumple con todos los parámetros establecidos por la institución, doy mi aprobación a fin de continuar con el proceso académico correspondiente.

Particular que comunico para los fines pertinentes.

Atentamente,

Christopher Jonathan Mayorga Zambrano.  
Director del Trabajo de Titulación  
C.I.: 1311871717  
Correo electrónico: [christopher.mayorga@ister.edu.ec](mailto:christopher.mayorga@ister.edu.ec)

## **CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Sangolquí, 16 de septiembre del 2024

**MSc. Elizabeth Aldás**  
**Directora de Posgrados**  
**Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui**  
**Presente**

Por medio de la presente, yo, **Wilson Eduardo Herrera Galárraga**, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado "**APLICACIÓN DE UN DILUYENTE COMO REDUCTOR DE VISCOSIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO DEL CAMPO SHUSHUFINDI SUR OESTE**", de la Maestría Tecnológica en **EXTRACCION, LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS**; manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,

Wilson Eduardo Herrera Galárraga  
CI: 0502144801

## **CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Sangolquí, 16 de septiembre del 2024

**MSc. Elizabeth Aldás**  
**Directora de Posgrados**  
**Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui**  
**Presente**

Por medio de la presente, yo, **Gonzalo Rodrigo Santana Rojas**, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado "**APLICACIÓN DE UN DILUYENTE COMO REDUCTOR DE VISCOSIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO DEL CAMPO SHUSHUFINDI SUR OESTE**", de la Maestría Tecnológica en **EXTRACCION, LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS**; manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,

Gonzalo Rodrigo Santana Rojas  
CI: 1803567971

**FORMULARIO PARA ENTREGA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN EN  
BIBLIOTECA DEL INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO  
UNIVERSITARIO RUMIÑAHUI**

**MAESTRÍA TECNOLÓGICA:** EXTRACCIÓN, LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS.

**AUTOR /ES:**

Wilson Eduardo Herrera Galárraga.  
Gonzalo Rodrigo Santana Rojas.

**TUTOR:**

Ing. Christopher Jonathan Mayorga Zambrano.

**CONTACTO ESTUDIANTE:**

0983251411 - 0967778585

**CORREO ELECTRÓNICO:**

[Wilson.Herrera@ister.edu.ec](mailto:Wilson.Herrera@ister.edu.ec)  
[Gonzalo.Santana@ister.edu.ec](mailto:Gonzalo.Santana@ister.edu.ec)

**TEMA:**

“APLICACIÓN DE UN DILUYENTE COMO REDUCTOR DE VISCOSIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO DEL CAMPO SHUSHUFINDI SUR OESTE”.

**RESUMEN EN ESPAÑOL:**

En el Well Pad SHSO se tiene problemas de presurización en el manifold de producción y en líneas de flujo llegando a 240psi, se tiene crudo pesado de ocho pozos productores (Arena “UI” – Bombeo Electro Sumergible), API compuesto de 16° a 2.837 (cP). Los pozos están alineados al colector y distribuidos a las líneas de flujo, desplazando caudales entre los 25.000 BFPD, distancia de 1,5km.

La solución es bajar la viscosidad aplicando solventes directamente al sistema colector con inyección continua. Para ello se determina la mejor dilución entre la mezcla y solventes en

diferentes porcentajes resultando la mejor opción entre 90% de crudo y 10% con diésel o Jp1. Para este tratamiento se utilizará diésel por disponibilidad inmediata, y al existir las facilidades se ejecutó la inyección continua al manifold y líneas de descarga (85gls/día).

De acuerdo a los análisis de PipeSim existen dos escenarios; con presiones de 240psi sin inyección de solvente (2.837 cP) y con 100psi con inyección de solvente (2.682 cP), todo el fluido direccionado a las tres líneas de producción.

Se obtiene los resultados del simulador las producciones sin solvente de 2.426 BPPD, y con solvente 2.680 BPPD, en función a la inyección continua de solvente se tienen una ganancia de 268 BPPD.

**PALABRAS CLAVES:**

API 16°, Dilución, Colector, Sensibilidad de red, Alta Presión Descarga.

**ABSTRACT:**

In the Well Pad SHSO there are pressurization problems in the production manifold and in flow lines reaching 240psi, there is heavy crude from eight producing wells (UI Sand - Electro Submersible Pumping), API composed of 16° to 2,837 (cP). The wells are aligned to the manifold and distributed to the flow lines, displacing flow rates between 25,000 BFPD, distance of 1.5km. The solution is to lower the viscosity by applying solvents directly to the collector system with continuous injection. For this purpose, the best dilution between the mixture and solvents in different percentages is determined, resulting in the best option between 90% of crude oil and 10% with diesel or Jp1. For this treatment, diesel will be used due to immediate availability, and since the facilities exist, continuous injection to the manifold and discharge lines (85gls/day) was carried out.

According to PipeSim analysis there are two scenarios; with pressures of 240psi without solvent injection (2,837 cP) and with 100psi with solvent injection (2,682 cP), all the fluid directed to the three production lines.

The simulator results are obtained the productions without solvent of 2,426 BPPD, and with solvent 2,680 BPPD, depending on the continuous solvent injection have a gain of 268 BPPD.

**KEYWORDS:**

API 16°, Dilution, Manifold, Net Sensitivity, High Pressure Discharge.

## **SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Sangolquí, 16 de septiembre del 2024

**MSc. Elizabeth Aldás**  
**Directora de Posgrados**  
**Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui**  
**Presente**

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación denominado: **“APLICACIÓN DE UN DILUYENTE COMO REDUCTOR DE VISCOSIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO DEL CAMPO SHUSHUFINDI SUR OESTE”** de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsSpace” del estudiante: **Wilson Eduardo Herrera Galárraga**, con documento de identificación No **0502144801**, estudiante de la Maestría Tecnológica **EXTRACCION, LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS**.

El trabajo ha sido revisado las similitudes en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje máximo de 15%; motivo por el cual, el Trabajo de titulación es publicable.

Atentamente,

Wilson Eduardo Herrera Galárraga.  
CI: 0502144801



## **SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Sangolquí, 16 de septiembre del 2024

**MSc. Elizabeth Aldás**  
**Directora de Posgrados**  
**Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui**  
**Presente**

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación denominado: **“APLICACIÓN DE UN DILUYENTE COMO REDUCTOR DE VISCOSIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO DEL CAMPO SHUSHUFINDI SUR OESTE”** de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: **Gonzalo Rodrigo Santana Rojas**, con documento de identificación No **0502144801**, estudiante de la Maestría Tecnológica **EXTRACCION, LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS**.

El trabajo ha sido revisado las similitudes en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje máximo de 15%; motivo por el cual, el Trabajo de titulación es publicable.

Atentamente,

Gonzalo Rodrigo Santana Rojas.  
CI: 1803567971

**Dedicatoria:**

Dedicamos nuestra tesis principalmente a Dios, por darnos la fuerza necesaria para culminar esta meta tan anhelada y necesaria para cubrir las brechas en nuestro trabajo.

A nuestros padres que están aquí y por ellos que se fueron de esta vida terrenal, por todo su amor y apoyo para motivarnos seguir hacia adelante.

También a nuestras hijas e hijos y esposas, por ser nuestro apoyo moral en esas noches que tocaba investigar.

**Agradecimiento:**

Agradecemos a todos los amigos que participaron en esta investigación. Su ayuda en la recopilación de datos y valiosos comentarios engrandecieron este proyecto de maneras que jamás imaginé, Esta tesis es el resultado de un esfuerzo colectivo y su colaboración fue crucial para su realización.

Finalmente, Al Universitario Rumiñahui por ser el pionero en Maestrías Tecnológicas, dando un apoyo al talento humano que trabaja en las áreas Hidrocarburíferas facultando para una mejora continua, todo esto es para el beneficio del Ecuador.

**Resumen:**

En el Well Pad SHSO se tiene problemas de presurización en el manifold de producción y en líneas de flujo llegando a 240psi, se tiene crudo pesado de ocho pozos productores (Arena “UI” – Bombeo Electro Sumergible), API compuesto de 16° a 2.837 (cP). Los pozos están alineados al colector y distribuidos a las líneas de flujo, desplazando caudales entre los 25.000 BFPD, distancia de 1,5km.

La solución es bajar la viscosidad aplicando solventes directamente al sistema colector con inyección continua. Para ello se determina la mejor dilución entre la mezcla y solventes en diferentes porcentajes resultando la mejor opción entre 90% de crudo y 10% con diésel o Jp1. Para este tratamiento se utilizará diésel por disponibilidad inmediata, y al existir las facilidades se ejecutó la inyección continua al manifold y líneas de descarga (85gls/día).

De acuerdo a los análisis de PipeSim existen dos escenarios; con presiones de 240psi sin inyección de solvente (2.837 cP) y con 100psi con inyección de solvente (2.682 cP), todo el fluido direccionado a las tres líneas de producción.

Se obtiene los resultados del simulador las producciones sin solvente de 2.426 BPPD, y con solvente 2.680 BPPD, en función a la inyección continua de solvente se tienen una ganancia de 268 BPPD.

**Palabras claves:**

API 16°, Dilución, Colector, Sensibilidad, Alta Presión Descarga.

**Abstract:**

In the Well Pad SHSO there are pressurization problems in the production manifold and in flow lines reaching 240psi, there is heavy crude from eight producing wells (UI Sand - Electro Submersible Pumping), API composed of 16° to 2,837 (cP). The wells are aligned to the manifold and distributed to the flow lines, displacing flow rates between 25,000 BFPD, distance of 1.5km. The solution is to lower the viscosity by applying solvents directly to the collector system with continuous injection. For this purpose, the best dilution between the mixture and solvents in different percentages is determined, resulting in the best option between 90% of crude oil and 10% with diesel or Jp1. For this treatment, diesel will be used due to immediate availability, and since the facilities exist, continuous injection to the manifold and discharge lines (85gls/day) was carried out.

According to PipeSim analysis there are two scenarios; with pressures of 240psi without solvent injection (2,837 cP) and with 100psi with solvent injection (2,682 cP), all the fluid directed to the three production lines.

The simulator results are obtained the productions without solvent of 2,426 BPPD, and with solvent 2,680 BPPD, depending on the continuous solvent injection have a gain of 268 BPPD.

**Keywords:**

API 16°, Dilution, Manifold, Net Sensitivity, High Pressure Discharge.

## Contenido

<b>Dedicatoria:</b> .....	<b>1</b>
<b>Agradecimiento:</b> .....	<b>1</b>
<b>Resumen:</b> .....	<b>2</b>
<b>Abstract:</b> .....	<b>3</b>
<b>Contenido</b> .....	<b>4</b>
<b>Índice de figuras</b> .....	<b>6</b>
<b>Índice de tablas</b> .....	<b>7</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>8</b>
<b>Planteamiento del Problema</b> .....	<b>10</b>
<b>Problema científico</b> .....	<b>11</b>
<b>Preguntas científicas</b> .....	<b>12</b>
<b>Objetivo general</b> .....	<b>13</b>
<b>Objetivos específicos</b> .....	<b>13</b>
<b>Justificación</b> .....	<b>14</b>
<b>Variables</b> .....	<b>17</b>
<b>I. CAPÍTULO</b> .....	<b>18</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>18</b>
<b>1.1. CRUDO PESADO</b> .....	<b>18</b>
<b>1.1.1. CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO PESADO</b> .....	<b>18</b>
<b>1.2. VISCOSIDAD CINEMÁTICA</b> .....	<b>19</b>
<b>1.3. VISCOSIDAD DINÁMICA</b> .....	<b>20</b>
<b>1.4. TIPOS DE SOLVENTES</b> .....	<b>22</b>
<b>1.4.1. Diésel</b> .....	<b>22</b>
<b>1.4.2. JP1 (Jet Fuel Tipo 1)</b> .....	<b>23</b>
<b>1.5. ASFALTENO</b> .....	<b>24</b>
<b>1.6. TIPOS DE EMULSIÓN</b> .....	<b>25</b>
<b>1.6.1. Emulsiones Directas (W/O)</b> .....	<b>26</b>

1.6.2.	<i>Emulsiones Inversas (O/W)</i> .....	26
1.6.3.	<i>Emulsiones Múltiples (W/O/W)</i> .....	26
1.7.	<b>ANÁLISIS NODAL</b> .....	27
1.8.	<b>MEDIDORES MULTIFÁSICOS</b> .....	28
II.	<b>CAPÍTULO</b> .....	30
	<b>MARCO METODOLÓGICO</b> .....	30
III.	<b>CAPÍTULO</b> .....	33
3.1.	<b>VISCOCIDADES DE LOS POZOS</b> .....	33
3.2.	<b>MUESTRA COMPUESTA SHSO</b> .....	36
3.3.	<b>DILUYENTE JP1 EN PORCENTAJES</b> .....	38
3.4.	<b>DILUYENTE DIESEL EN PORCENTAJES</b> .....	39
3.5.	<b>RESULTADOS Y ANALISIS DE LA INYECCION DE DIESEL EN EL WELL PAD.</b> .....	40
3.6.	<b>ANÁLISIS DE EMULSIÓN DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO</b> .....	41
3.7.	<b>DETERMINACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE ASFALTENOS DE LOS POZOS DEL SHSO</b> .....	42
IV.	<b>CAPÍTULO</b> .....	44
4.1.	<b>ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS</b> .....	44
4.2.	<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE RED DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO.</b> .....	45
4.3.	<b>ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS CON PARAMETROS DE SUPERFICIE SIN INYECCIÓN DE SOLVENTE (240PSI).</b> .....	46
4.4.	<b>ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS CON PARAMETROS DE SUPERFICIE CON INYECCIÓN DE SOLVENTE (100PSI)</b> .....	48
4.5.	<b>RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN</b> .....	49
4.6.	<b>EVALUAR LA PRODUCCIÓN A RAZÓN DEL INCREMENTO DE MOVILIDAD EN LA LÍNEA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN CON MEDIDOR MULTIFÁSICO</b> .....	50
4.7.	<b>IMPLEMENTAR LA INYECCIÓN DE DIÉSEL AL MANIFOLD DE LA LOCACIÓN CON FACILIDADES EXISTENTES</b> .....	52
4.7.1.	<b>SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICO</b> .....	53
	<b>REFERENCIAS</b> .....	57
	<b>ANEXOS</b> .....	58
	<b>ASTM D445-24 Determinación de Viscosidad Cinemática.</b> .....	58
	<b>ASTM D1298 Determinación de API</b> .....	59
	<b>ABREVIATURAS</b> .....	61

## Índice de figuras

<b>Figura 1:</b> <i>Activo Shushufindi Bloque 57.</i> .....	8
<b>Figura 2:</b> Distancia de la línea de flujo desde el SHSO hacia la SOP. ....	10
<b>Figura 3:</b> SHSO-100, E01-E02 incremento de PD y Pip sin inyección de diésel. ....	11
<b>Figura 4:</b> Esquema del manifold de producción del SHSO.....	15
<b>Figura 5:</b> Perfil de producción por ingreso de nuevos pozos en el well pad SHSO.....	16
<b>Figura 6:</b> Color del asfalteno. ....	24
<b>Figura 7:</b> Estructura de asfalteno .....	25
<b>Figura 8:</b> Emulsiones En Pozo Petrolero.....	25
<b>Figura 9:</b> Well Pad SHSO.....	31
<b>Figura 10:</b> Conexión del medidor multifásico en línea de prueba 4”.....	32
<b>Figura 11:</b> Capilar para viscosidad. ....	34
<b>Figura 12:</b> Ingreso de viscosidades en simulador para el well pad SHSO .....	36
<b>Figura 13:</b> Muestra compuesta del SHSO .....	37
<b>Figura 14:</b> Análisis de viscosidad con porcentajes de dilución. ....	38
<b>Figura 15:</b> Análisis de viscosidad con porcentajes de dilución. ....	39
<b>Figura 16:</b> <i>Análisis de Mancha de Oliensis</i> .....	42
<b>Figura 17:</b> Análisis de Red del SHSO hacia la SOP.....	44
<b>Figura 18:</b> <i>Planimetría de la línea de flujo del SHSO hacia la SOP.</i> .....	45
<b>Figura 19:</b> <i>Diagrama Mecánico de las simulaciones en PipeSim</i> .....	46
<b>Figura 20:</b> Cuadro de resultados de la simulación con PipeSim .....	47
<b>Figura 21:</b> Grafica Presión & EVR vs Distancia.....	47
<b>Figura 22:</b> Resultados de la simulación con PipeSim.....	48
<b>Figura 23:</b> <i>Presión &amp; EVR vs Distancia.</i> .....	49
<b>Figura 24:</b> <i>Presiones del sistema colector a 100PSI y 240PSI.</i> .....	50
<b>Figura 25:</b> Plano de Facilidades de la SHSO.....	53
<b>Figura 26:</b> Tanque de almacenamiento de diésel – Bull tank.....	54
<b>Figura 27:</b> Esquema de pozos del SHSO, presiones y temperatura de operación a 100PSI. ....	54
<b>Figura 28:</b> Costo del galón de diésel en compras internas. ....	55

## Índice de tablas

<b>Tabla 1:</b> Pozos del well pad Completación y Pruebas Iniciales. ....	12
<b>Tabla 2:</b> Producción del well pad SHSO .....	14
<b>Tabla 3:</b> Características crudo pesado. ....	19
<b>Tabla 4:</b> API individual de los pozos del SHSO. ....	33
<b>Tabla 5:</b> Resultados de viscosidad cinemática.....	35
<b>Tabla 6:</b> Muestra composte del well pad SHSO .....	37
<i>Tabla 7: Resultado de las diluciones en porcentajes de mezcla (Jp1) .....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 8: Resultado de las diluciones en porcentajes de mezcla (Diesel) .....</i>	<i>39</i>
<b>Tabla 9:</b> Resultado de viscosidad con inyección de solvente (Diesel), muestra salida.....	40
<b>Tabla 10:</b> Resultado de viscosidad con inyección de solvente (Diesel), muestra llegada. ....	41
<b>Tabla 11:</b> Análisis de emulsión en los pozos del Well PAD SHSO .....	41
<i>Tabla 12: Análisis cualitativo de precipitación de asfaltenos. ....</i>	<i>43</i>
<b>Tabla 13:</b> Pruebas de producción con simulador PipeSim, para 100 PSI.....	49
<b>Tabla 14:</b> Pruebas de producción con simulador PipeSim, para 240 PSI.....	50
<b>Tabla 15:</b> Pruebas de producción con medidor multifásico, para 100 PSI.....	51
<b>Tabla 16:</b> Pruebas de producción con medidor multifásico, para 240 PSI.....	51
<b>Tabla 17:</b> Costo Beneficio al Inyectar Solventes.....	52



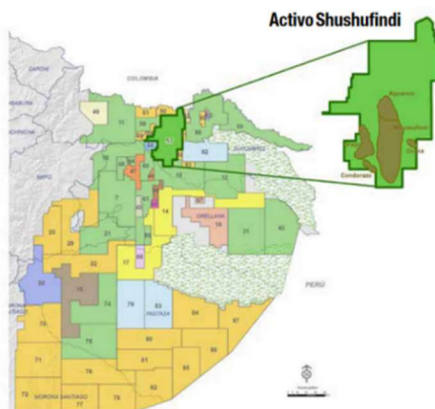
## TEMA:

APLICACIÓN DE UN DILUYENTE COMO REDUCTOR DE VISCOSIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO DEL CAMPO SHUSHUFINDI SUR OESTE.

## INTRODUCCIÓN

La Estación de Procesos Shushufindi Sur Oeste (SOP) es parte del Activo Shushufindi-Aguarico Bloque #57, Ubicado en la play central de la cuenca oriente, tiene una longitud de 40km y un ancho de 10km se extiende desde los 00° 06' 39'' a los 17' 58'' latitud Este, hasta 76° 36' 55'' de longitud Oeste teniendo como límites al norte el campo Libertador y Atacapi, al sur el campo Limoncocha y Pacay, al oeste con el campo Sacha, y al este con una falla inversa de la subcuenca cretácica Napo, aproximadamente a 35 km de la frontera de Colombia y a 250km de la capital del Ecuador. Al momento se encuentra conformado por las siguientes estaciones de producción. • Estación Aguarico • Estación Shushufindi Norte • Estación Shushufindi Central • Estación Shushufindi Sur • Estación Shushufindi Sur-Oeste • Estación Drago. Figura (1) Ubicación del Activo Shushufindi.

**Figura 1:** Activo Shushufindi Bloque 57.



Nota. Fuente: EP-Petroecuador.

En el Campo Shushufindi Sur Oeste procesa 75.470 bfpd, proveniente de 23 pozos productores con Bombeo Electro Sumergible (BES) una producción de 6.969 bppd con un API ponderado de 19.1° proveniente de 4 well pad y 6 mono pozos y se inyecta agua de formación a 7 pozos Reinyectores un total de 68.501bipd y se produce 1.2 mscf de gas. Se instaló la primera planta de tratamiento de agua de inyección en Julio del 2024, este proyecto de inyección está ligada a la trocal de agua (Acueducto SOP hacia SSP) con 30.000 bapd, con una capacidad instalada de 75.000 bipd. (PETROECUADOR, Cierre de producción SSFD, 2024)

Su proceso de separación del crudo y el agua de formación se basa por decantación, el fluido que entra a la estación ingresa a un colector principal (manifold de producción), de ahí se distribuye a los separadores de producción y free water donde se libera el gas casi en su totalidad hacia los flare, y el resto de fluidos ingresa a la bota desgasificadora y directo al tanque de lavado donde los fluidos se separa por deshidratación dejando el agua de formación abajo y el crudo por rebose descarga al tanque de surgencia donde el crudo debe estar en especificaciones de -0.5% de BSW para bombear a través de las ACT hacia el ducto del SRF que se encuentra en la SCP (Estación de Procesos Shushufindi Central) donde es rebombeado al OCP (Oleoducto de Crudos Pesados). Cabe mencionar que en la SOP no se pueden realizar pruebas de producción por comunicación de fluido en las válvulas del manifold principal (Facilidades Antiguas), está en la planificación para cambio de facilidades del año 2025. y es por esta razón que se utiliza el Medidor Móvil Multifásico en las locaciones o well pad para evaluar, siendo este equipo el valor agregado a la producción total del Activo por ser confiable y utilitario para poder tomar decisiones de optimización, trabajos de fondo hasta work over si lo amerita.

## Planteamiento del Problema

En el Well Pad SHSO del Campo Shushufindi Sur Oeste, se tiene problemas de presurización en el manifold de producción y en las líneas de flujo llegando a 240PSI, debido a la presencia de crudos pesados de los ocho pozos; SHSO-100, SHSO-103, SHSO-128, SHSO-131, SHSO-132, SHSO-168, SHSO-175 y SHSO-181, (Producen de la Arena “UI” con Bombeo Electro Sumergible), con un API compuesto de 16° y una viscosidad de 2.837 (cP). Todos los pozos están alineados al colector y distribuidos a las tres líneas de flujo; una línea de 4” de prueba y dos líneas de 6” de producción (Este año se construyó una línea adicional de 6” - enero 2024) esta última línea se construyó para alivianar el fluido ya que se maneja caudales entre los 25.000bfpd, direccionados a la Estación de Procesos SOP a una distancia de 1,5km. Figura (2) Distancia desde el well pad SHSO hacia la Estación Sur Oeste.

**Figura 2:** Distancia de la línea de flujo desde el SHSO hacia la SOP.

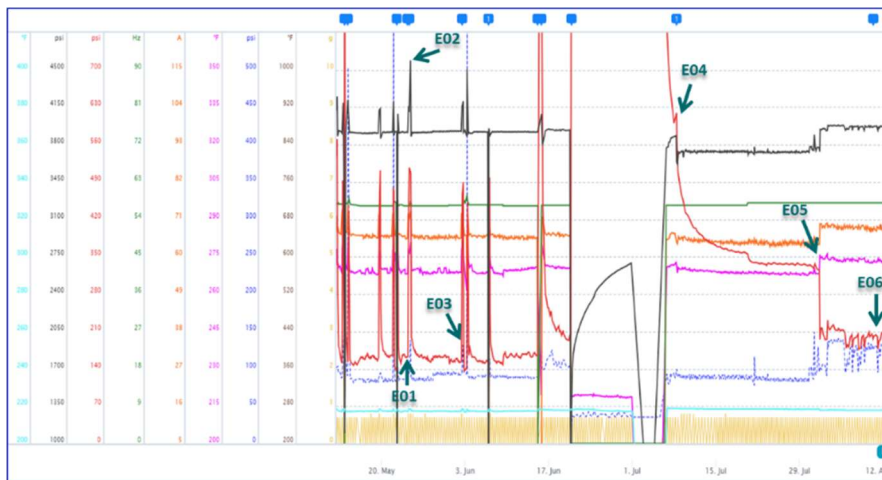


Nota. La figura muestra el trayecto de las líneas de flujo desde SHSO hacia la Estación Sur Oeste, distancia 1.5km aproximadamente. Fuente: Elaborado por autor.

Las altas presiones generadas en el well pad por presencia de crudo viscoso tanto como en el sistema colector y líneas de flujo llegan a 240PSI, esta alta viscosidad de 2.837 (cP) limita la producción restringiendo el flujo de fluido hacia la SOP, teniendo pérdidas de producción alrededor de 268 bppd registradas con los niveles de tanques en la Estación de Procesos.

En la figura (3) Como parte del seguimiento de producción se evidencia uno de los pozos el incremento de presiones por falta de inyección de solvente, alta presión de descarga (E01) de 3957 @ 4789psi, incremento de la Pip (E02) de 165 @ 490psi, registrado en el pozo SHSO-100, este comportamiento se repite en el resto de pozos del well pad - Registro en el sistema SCADA.

**Figura 3:** SHSO-100, E01-E02 incremento de PD y Pip sin inyección de diésel.



Nota. Fuente: Elaborado por SCADA

### Problema científico

La alta viscosidad 2.837 (cP) del crudo pesado producido en el well pad ocasiona baja movilidad del fluido presurizando el sistema, alterando los parámetros de fondo como variaciones de temperatura, presiones y en superficie vibraciones en las líneas de flujo Estos cambios se dan cada vez que ingresa un nuevo pozo al sistema colector, al realiza trabajos de optimización o

estimulaciones en el fondo del pozo, siendo estos los causantes de las precipitaciones de asfaltenos o a su vez emulsiones siendo una causal de restricción por taponamiento en las líneas de flujo.

Tabla (1) Se detalla las Completaciones y pruebas iniciales de los pozos del well pad SHSO que han ingresado hasta la fecha.

**Tabla 1:** Pozos del well pad Completación y Pruebas Iniciales.

<b>POZO</b>	<b>FECHA DE C&amp;PI</b>	<b>FECHA INICIO DE PRODUCCIÓN</b>
SHSO-100UI	9-feb-23	10-feb-23
SHSO-103UI	31-dic-22	2-ene-23
SHSO-128UI	21-may-11	21-may-11
SHSO-131UI	12-jun-11	22-jun-11
SHSO-132UI	16-ago-11	16-ago-11
SHSO-168UI	24-mar-15	24-mar-15
SHSO-175S1UI	14-jul-12	18-jul-12
SHSO-181UI	4-feb-13	4-feb-13

Nota. Fuente: Elaborado por el autor

### **Preguntas científicas**

¿Cuáles son las características del crudo pesado del well pad que alteran al sistema colector durante el proceso de producción?

Esta pregunta busca caracterizar los fluidos para determinar qué valor de viscosidad afecta a los pozos al presurizar el sistema colector y descarga hacia la Estación de Procesos.

¿Qué tipo de solvente es más eficiente para disminuir la viscosidad del well pad SHSO?

Al realizar las diluciones entre el crudo composte y el diésel se tiene una disminución de la viscosidad de menos 155(cP) siendo una composición efectiva para mejorar la movilidad del well pad.

¿Cómo influye la inyección continua del solvente - diésel a la despresurización del sistema colector y al crudo composte?

Esta pregunta se dirige a la reducción de la viscosidad para optimizar el proceso mejorando la movilidad del fluido en el well pad, y el resultado es la eficiencia operativa de los pozos.

¿Cómo afecta la producción al no inyectar el diésel de forma continua al sistema colector del well pad SHSO?

Esta pregunta se centra en cuantificar las pérdidas de producción asociadas a la presurización del sistema colector, siendo el causante de las variaciones de fondo de los equipos con Bombeo Electro Sumergible.

### **Objetivo general**

Determinar mejor tratamiento solvente que permita reducir la viscosidad del fluido y optimizar la producción del well pad SHSO.

### **Objetivos específicos**

- Determinar la viscosidad cinemática compuesta del fluido total del well pad SHSO.
- Evaluar dos diferentes tipos de solventes que permitan mejorar la movilidad del fluido de producción.
- Determinar sensibilidades a partir de un análisis nodal en función de la aplicación de solventes.

## Justificación

En Well pad SHSO se encuentran produciendo de ocho pozos productores hacia la Estación de Procesos Shushufindi Sur Oeste, los fluidos son direccionados al manifold de la locación y distribuidos por las líneas de flujo de 4”, dos de 6” con una producción de 25.034 bfpd y 2.684 bppd (Crudo pesado – promedio de 16°API y una viscosidad de composte de 2.837 (cP), a una distancia de 1,5km). En la Tabla (2) Forecast del well pad SHSO.

**Tabla 2:** Producción del well pad SHSO

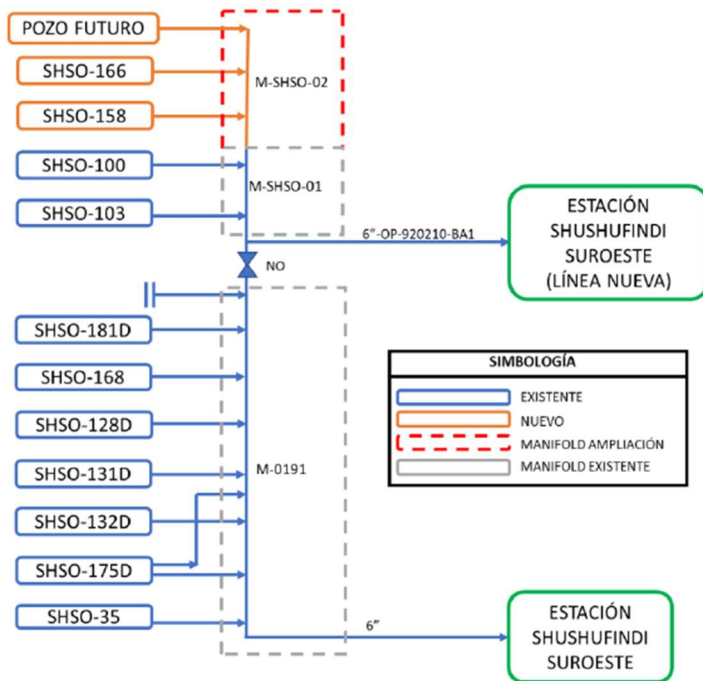
Pozo	PSI CABEZA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	T. BOMBA	API	FREC	PIP	SALIN.
SHSO-100UI	100	1,180	413	767	65.0	83	200	DN-1750	17.6	57.3	361	58,000
SHSO-103UI	100	4,990	499	4,491	90.0	111	222	RC4000	17.4	61.5	1,463	54,000
SHSO-128UI	100	4,820	193	4,627	96.0	81	421	S8000N	17.7	52.0	1,189	31,100
SHSO-131UI	100	3,280	394	2,886	88.0	57	145	RC4000S	16.7	57.5	294	52,600
SHSO-132UI	100	5,124	307	4,817	94.0	46	150	RCD-4000NX	17.1	59.5	1,483	45,000
SHSO-168UI	100	2,026	344	1,682	83.0	55	160	D3550N	18.6	62.5	332	57,800
SHSO-175S1UI	100	1,014	274	740	73.0	11	40	DN-1750	18.4	60.0	348	60,500
SHSO-181UI	100	2,600	260	2,340	90.0	74	286	SN4000	18.1	57.5	398	44,600
<b>TOTAL</b>		<b>25,034</b>	<b>2,684</b>	<b>22,350</b>	<b>84.9</b>	<b>518</b>	<b>1,624</b>					

Nota. Fuente: Forecast SSFD, 28 julio 2024 (EP-Petroecuador)

La presurización en el sistema colector ha causado una alta viscosidad ligado a variaciones de presión en fondo de los pozos y esto a su vez a una retención de fluido con una pérdida de producción de 268 bppd confirmado con las medidas de tanques en la SOP.

En la figura (4) se observa la distribución de las líneas de producción y de la proyección de los nuevos pozos a perforar para finales del año 2024.

**Figura 4:** Esquema del manifold de producción del SHSO



Nota. Fuente: EP-Petroecuador-SSFD.

Todos estos factores ocasionan pérdidas de producción por la retención de fluidos en el manifold de la locación, y una de las soluciones para aliviar el sistema colector fue bachear diésel (10.000 gls) con camión bomba directamente a la descarga del manifold, esta práctica se lo realizaba cada 15 días, siendo exitoso ya que disminuyó la viscosidad del crudo. Y de esta manera se puede manejar los sifones generados por la baja movilidad en el trayecto de la línea de flujo, llegando a presiones de 170 PSI. Pero el problema persistía ya que se iban optimizando los pozos por incrementos de frecuencia o estimulaciones en fondo.

Una de las soluciones para bajar la viscosidad fue la inyección continua de diluyente directamente al manifold de producción distribuidas a las salidas del pad, para ello se realizó un análisis de viscosidad (Viscosidad Cinemática) de todos los pozos y de la muestra compuesta

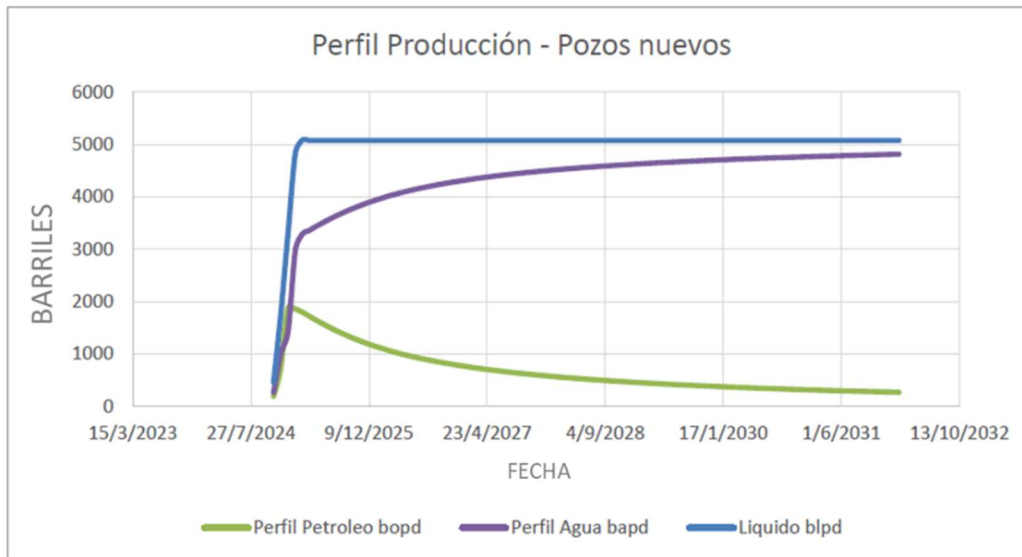


tomada en la salida del manifold, se realiza pruebas de dilución en porcentajes con solventes; Diésel y Jp1, las pruebas de dilución son con el crudo composte vs solvente, siendo la mejor opción de dilución entre crudo y diésel: 90%-10% (769cP).

Para aplicar la inyección continua de diésel se utilizó las facilidades existentes; bulltank, bomba de químico y se instaló capilares de Ø½” directamente al colector y a las descargas, se determinó una dosis diaria de 85gls/día de diésel, logrando resultados en la disminución de las presiones a 100PSI de todo el sistema colector.

En la Figura (5) Se observa el perfil de producción de los nuevos pozos a ingresar con un caudal máximo de 5.000 bfpd a finales del año 2024.

**Figura 5:** Perfil de producción por ingreso de nuevos pozos en el well pad SHSO



Nota. Fuente: EP-Petroecuador-SSFD.

## **Variables**

### **Variable Independiente**

Las características del crudo pesado como la densidad, viscosidad y los porcentajes de dilución con solventes serán analizados para determinar su influencia en la movilidad de los fluidos y los problemas de presurización observados en el well pad SHSO.

### **Variable Dependiente**

La despresurización y mejoramiento de movilidad de los fluidos depende de una dosificación correcta de solvente para reducir la viscosidad y así optimizar los pozos con incrementos de frecuencia para obtener producciones estables.

### **Variables Intervinientes**

Los ingresos de nuevos pozos al sistema colector cambiarán las condiciones operativas del pozo como presión y temperatura posiblemente ocasionando emulsiones o precipitación de asfaltenos en la formación de taponamientos por reducción de diámetro de la tubería y limitando la velocidad de erosión del fluido en las líneas de flujo mayores al 1% (ERV).

### **Idea a defender y/o Hipótesis**

La implementación de inyección continua de diesel como un tratamiento químico basado en la disminución de viscosidad del crudo y sobre todo mejorando la movilidad de los fluidos y a su vez influyendo directamente a los parámetros de fondo de los equipos BES alargando el run life. Esta inyección de diesel nos permite optimizar la producción de los pozos garantizando una producción continua.

# I. CAPÍTULO

## MARCO TEÓRICO

### 1.1. CRUDO PESADO

Es una mezcla de hidrocarburos e impurezas de componentes orgánicos de azufre, nitrógeno, oxígeno, metales y sales, depositados en formaciones porosa principalmente de areniscas o carbonatos. Su gravedad API entre 10 – 22,3°. se refiere a un tipo de petróleo crudo que tiene baja densidad y una alta viscosidad en comparación con otros tipos de crudo, como el crudo ligero. Este término es esencial en la industria del petróleo y tiene implicaciones significativas en la extracción, el transporte y el procesamiento del petróleo. El crudo pesado contiene mayores cantidades de impurezas y compuestos de azufre, lo que complica su procesamiento y refinación. Debido a estas características, el crudo pesado requiere técnicas especializadas para su extracción, transporte y tratamiento, convirtiéndose en un desafío para la industria petrolera, pero también puede ser una fuente valiosa de energía y productos petroquímicos si se maneja adecuadamente. (CORTÉS, 2017)

#### 1.1.1. CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO PESADO

El crudo pesado presenta una viscosidad superior a 10 (cP) y una densidad entre 10° a 22,3° API, según el Congreso Mundial del Petróleo. Se caracteriza por bajas relaciones hidrógeno-carbono, alto contenido de asfaltenos, azufre, nitrógeno, metales pesados y elevada acidez. Su origen es similar al de los crudos livianos, que migran hacia trampas más someras. Inicialmente, el petróleo crudo producido por la roca madre tiene densidades entre 30 y 40 API, volviéndose pesado tras una degradación significativa durante la migración y el entrapamiento, facilitada por procesos biológicos y químicos que transforman los hidrocarburos en moléculas más pesadas.

## Proceso de Extracción

La extracción de crudo pesado a menudo tiene lugar en formaciones geológicas complejas, como las arenas bituminosas o depósitos de petróleo en roca madre. Los métodos de producción incluyen:

**Inyección de vapor:** Para reducir la viscosidad del crudo, se inyecta vapor en el yacimiento para facilitar su flujo hacia la superficie.

**Métodos térmicos:** Otras técnicas que aplican calor para disminuir la viscosidad y mejorar la recuperación del petróleo. Tabla (3) se observa las Características del Crudo Pesado.

**Tabla 3:** *Características crudo pesado.*

<b>Características de los crudos pesados</b>	
Viscosidad @ CY, cP	100 – 10.000
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	94,3 – 1.000
Contenido Azufre, % p/p	> 2
Gravedad Específica	0,959
Metales, ppm (Níquel, Vanadio)	> 360

Nota. Fuente: Elaborado por autor.

## 1.2. VISCOSIDAD CINEMÁTICA

La viscosidad cinemática es una propiedad fundamental en la industria petrolera que se refiere a la resistencia de un fluido al flujo, teniendo en cuenta su densidad. Se mide en unidades de centistokes (cSt) o en metros cuadrados por segundo (m<sup>2</sup>/s), y es crucial para entender el comportamiento de los fluidos en diferentes etapas del ciclo del crudo desde la extracción, refinado y distribución. En el contexto de la producción de petróleo, la viscosidad cinemática impacta directamente en la facilidad con la que el petróleo puede ser extraído del yacimiento. Por ejemplo, los crudos pesados, que a menudo tienen viscosidades cinemáticas elevadas, pueden presentar

dificultades para fluir a través de tuberías, lo que puede requerir la implementación de técnicas de calentamiento o la adición de solventes para mejorar su movilización. Además, durante el transporte, ya sea por oleoductos o mediante buques, la viscosidad cinemática influye en la eficiencia del proceso; un fluido más viscoso puede generar mayores pérdidas de presión y costos operativos, además de aumentar el riesgo de bloqueos en las líneas de transporte.

Por otra parte, en el refinamiento del petróleo, la viscosidad cinemática juega un papel esencial en las diversas etapas de separación y procesamiento. Los diferentes productos derivados del petróleo, como la gasolina, el diésel y el queroseno, tienen viscosidades cinemáticas específicas que deben ser controladas para asegurar la calidad del producto final. Durante las operaciones de destilación y craqueo, la viscosidad del crudo alimentador y de los productos intermedios influye en la eficiencia de la extracción de los distintos componentes y en las propiedades de los combustibles obtenidos. Por último, la viscosidad cinemática también es un factor crítico en las actividades de perforación, donde los fluidos de perforación con propiedades viscosas específicas son utilizados para enfriar y lubricar la broca, así como para transportar el recorte hacia la superficie. En este sentido, el diseño adecuado de estos fluidos es vital para optimizar la operación y prolongar la vida útil del equipo. En resumen, la viscosidad cinemática es un parámetro clave que impacta en múltiples aspectos de la industria petrolera, desde la extracción hasta el procesamiento y la distribución, influyendo decisivamente en la eficiencia operativa y en la rentabilidad de las actividades vinculadas al petróleo. (PERALTA SANCHEZ & BLANCO SANCHEZ, 2018)

### **1.3. VISCOSIDAD DINÁMICA**

La viscosidad es una propiedad reológica de los fluidos, que se encarga de medir la resistencia del fluido al flujo, es una unidad de fricción expresada usualmente en centipoise (cP),

depende principalmente de la densidad y velocidad cinemática, aunque también interviene la temperatura y presión, para establecer el comportamiento de la viscosidad de un fluido en una formación, recipiente, tubería o cualquier otro material que lo contenga. La viscosidad es inversamente proporcional a la temperatura, dado que para los fluidos en estado líquido un aumento de temperatura disminuye la viscosidad mientras que para los gases aumenta. Este parámetro permite clasificar a los fluidos en newtoniano y no newtoniano en función del esfuerzo de cizallamiento y la velocidad de deformación, para los fluidos newtoniano la viscosidad es constante mientras que para los no newtoniano es variable. (SLEZAK, 2015)

*MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD DINÁMICA:* Existen diferentes métodos para medir la viscosidad dinámica de un fluido. Uno de los métodos más comunes es el uso del viscosímetro, un dispositivo diseñado específicamente para esta tarea. El viscosímetro opera mediante la aplicación de un esfuerzo cortante controlado al fluido y midiendo la velocidad a la cual el fluido fluye. Otro método utilizado con frecuencia es la medición indirecta de la viscosidad utilizando la viscosidad cinemática, que se obtiene dividiendo la viscosidad dinámica por la densidad del fluido. Este enfoque es especialmente útil cuando no se dispone de instrumentos para medir directamente la viscosidad dinámica.

Otro de los métodos más importante para disminuir la viscosidad dinámica de un fluidos es la aplicación de diluentes, en este caso las propiedades que intervienen directamente en el comportamiento del crudo son; velocidad de dilución, viscosidad y densidad del petróleo y del diluyente, la adición de un diluyente facilita la disminución de la viscosidad, principalmente en asfáltenos, la aplicabilidad de una dilución constante en crudos pesados es eficiente cuando tenemos un grado incremental de polaridad y enlace de hidrogeno del solvente, facilitando la reducción de la viscosidad del crudo diluido. Entre las alternativas de diluentes aplicado en la

industria petrolera es el uso de petróleo ligero con gravedad API de 35° a 42° y el uso de condensados. (GATEU & HENAUT, 2004)

#### **1.4. TIPOS DE SOLVENTES**

En la industria petrolera, los solventes como el diésel y el PJ1 (también conocido como "Petróleo Jet" o "Jet Fuel") tienen funciones específicas y son esenciales para diversas aplicaciones en el procesamiento, transporte y utilización de hidrocarburos. Aquí te presento una descripción de cada uno:

##### **1.4.1. Diésel**

El diésel es un tipo de combustible derivado del petróleo que se utiliza principalmente en motores de combustión interna de encendido por compresión. Se obtiene a través de la destilación fraccionada del petróleo crudo y es una mezcla de hidrocarburos.

##### **Propiedades**

**Densidad:** Generalmente superior a la de la gasolina, lo que permite mejor energía por unidad de volumen.

**Punto de inflamación:** Más alto que el de la gasolina, lo que lo hace menos volátil y más seguro de manejar.

**Viscosidad:** Tiene una viscosidad mayor, lo que influye en su flujo y en el diseño de los motores.

##### **Usos en la industria petrolera:**

**Combustible para maquinaria:** Utilizado en maquinaria pesada y en sistemas de generación de energía.

Transporte y logística: Usado en camiones de transporte para mover productos petroquímicos y otros materiales.

Solvente: Sirve como un solvente para la limpieza de equipos y para la dilución de ciertos productos químicos.

#### **1.4.2. JP1 (Jet Fuel Tipo 1)**

JP1, comúnmente conocido como combustible para aviación, es un tipo de queroseno utilizado en motores a reacción de aviones. Existen varias especificaciones para este combustible, pero todas son derivados del petróleo crudo.

##### Propiedades

Menor densidad que el diésel: Tiene un menor contenido de carbono, lo que reduce su peso en comparación con el diésel.

Buen rendimiento a altas altitudes: Diseñado para mantener sus propiedades de combustión a temperaturas bajas que se encuentran en la alta atmósfera.

Menos propenso a la formación de depósitos: Su composición química está diseñada para evitar la acumulación de residuos en los motores.

##### Usos en la industria petrolera:

Combustible para aviación: Principalmente empleado en aviones comerciales y militares.

Producción de energía: En algunos casos, puede utilizarse en plantas de energía que requieren combustibles líquidos de alta calidad.

Solvente especializado: Debido a sus propiedades químicas, puede usarse en aplicaciones específicas de limpieza y desengrasado.



## 1.5. ASFALTENO

Los asfáltenos son componentes complejos y pesados del crudo que se consideran uno de los principales constituyentes del petróleo. Estos compuestos son solubles en tolueno y no solubles en hexano, lo que significa que se presentan como una fracción pesada que puede afectar varias características del petróleo crudo y su procesamiento, por lo que los asfálténicos son sustancias negras, densas (0,95 g/cc), muy viscosas y con alto contenido de azufre y metales, de las cuales se obtienen escasas cantidades de gasolina y fuel Oil. (PARIS DE FERRER, 2009)

Los asfáltenos son compuestos de alto peso molecular, que varía entre 1000 y 50000 kg/kgmol, y se encuentran en forma de dispersión coloidal en ciertos crudos. Se presentan como partículas sólidas semicristalinas de color marrón o negro, que contienen anillos de hidrocarburos aromáticos condensados. Este grupo de compuestos se caracteriza por su comportamiento global, siendo polar y de estructura amorfa, con una fórmula empírica promedio de  $C_{74}H_{87}NS_2O$ . El término "asfáltenos" hace referencia a los componentes que resultan insolubles tras el tratamiento de una mezcla bajo condiciones específicas (como tipo de solventes y temperatura). Figura (6) Imagen del color del asfalteno.

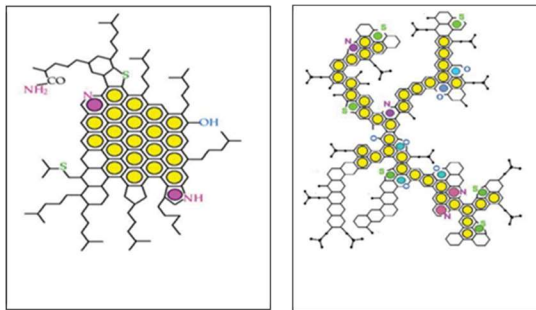
**Figura 6:** *Color del asfalteno.*



Nota. Fuente: Paris De Ferrer, 2009.

La estructura del asfalteno es compleja y aún se considera hipotética, aunque su composición molecular es mayormente conocida. Se compone de anillos aromáticos con azufre, nitrógeno y cadenas laterales de hasta C30. Además, puede incluir grupos funcionales como cetonas, fenoles y ácidos carboxílicos, así como metales inorgánicos como vanadio y níquel en crudos con alta concentración de asfaltenos. Figura (7) Estructura del asfalteno.

**Figura 7:** Estructura de asfalteno

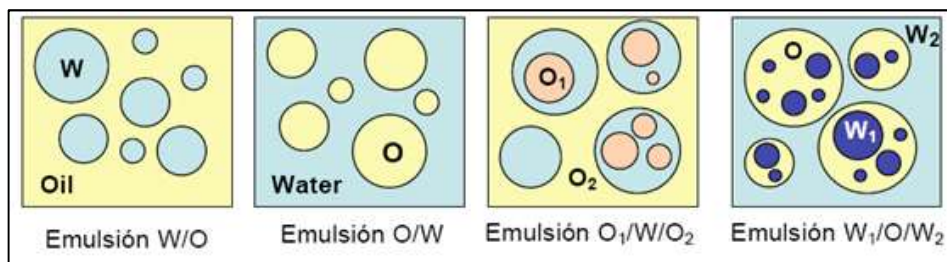


Nota. Fuente: Paris De Ferrer, 2009.

## 1.6. TIPOS DE EMULSIÓN

Las emulsiones son mezclas de dos líquidos que normalmente no se mezclan, como el agua y el petróleo. Estas emulsiones pueden clasificarse principalmente en dos tipos: emulsiones directas e inversas, así como en emulsiones múltiples. (MATOS & GUTIERREZ, 2020), Figura (8) Detalle de los tipos de emulsión.

**Figura 8:** Emulsiones En Pozo Petrolero



Nota. Fuente: Matos & Gutiérrez, 2020.

### **1.6.1. Emulsiones Directas (W/O)**

Las emulsiones directas (water-in-oil o W/O) son aquellas en las que el agua es la fase dispersa y el aceite es la fase continua. En este tipo de emulsión, las gotitas de agua están rodeadas por una película de aceite.

Ejemplo en la industria petrolera:

Puede ocurrir cuando el agua de formación se mezcla con el crudo durante la producción o el transporte. Esto puede afectar las propiedades del petróleo, aumentando su viscosidad y complicando el procesamiento.

### **1.6.2. Emulsiones Inversas (O/W)**

Definición: Las emulsiones inversas (Oil-in-water o O/W) son aquellas en las que el aceite es la fase dispersa y el agua es la fase continua. Las gotitas de aceite están suspendidas en un medio acuoso.

Ejemplo en la industria petrolera:

Se forman durante la producción y tratamiento del petróleo, especialmente en procesos de separación en los que el petróleo crudo se mezcla con agua. Estas emulsiones son importantes en la separación de aceite y agua en las instalaciones de procesamiento.

### **1.6.3. Emulsiones Múltiples (W/O/W)**

Las emulsiones múltiples son sistemas en los que se pueden encontrar emulsiones dentro de emulsiones, es decir, gotas de la fase dispersa de una emulsión están contenidas dentro de las gotas de la fase dispersa de otra emulsión. Esto se puede representar como W/O/W o O/W/O.

Ejemplo en la industria petrolera:

Este tipo de emulsión puede ser el resultado de mezclas complejas y fenómenos de inestabilidad en el transporte y almacenamiento del petróleo. Estas emulsiones pueden ser más difíciles de estabilizar y separar, lo que plantea retos adicionales en el manejo y procesamiento.

## **1.7. ANÁLISIS NODAL**

El análisis nodal es una técnica utilizada en la industria petrolera para evaluar y optimizar el flujo de petróleo y gas a través de sistemas de tuberías y equipos de producción. Este método se centra en la comprensión de cómo diferentes variables interaccionan en puntos específicos del sistema, conocidos como nodos. (GUTIÉRREZ & VENEGAS, 2020)

### **Componentes del Análisis Nodal**

Existen varios componentes clave en el análisis nodal que deben ser considerados:

**Curvas de Producción:** La evaluación del rendimiento de un pozo se suele hacer a través de curvas que muestran la relación entre la producción de petróleo y la presión en el yacimiento.

**Curvas de Relación de Flujo:** Se deben evaluar las curvas que muestran la relación entre la presión en el nodo (por ejemplo, un pozo) y la tasa de producción. Estas curvas ayudan a determinar la capacidad de flujo bajo diferentes condiciones de presión.

**Análisis de Presiones:** Los estudios de presión a través de los nodos permiten establecer cómo las variaciones en la presión pueden afectar el flujo, ayudando a identificar posibles problemas en el sistema.

**Factores de Compresión:** El análisis incluye el estudio de la compresión requerida, especialmente en sistemas donde el gas natural es un componente importante. Determinar si se necesita compresión o si se pueden minimizar los gastos asociados a la misma es crucial.

Índice de Productividad: Establece que el índice de productividad es una medida usada comúnmente para determinar el desempeño de un pozo solo si el mismo se encuentra trabajando bajo condiciones de pseudo estado estacionario. (BROWN, 1980)

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta p}$$

Donde:

*Q<sub>o</sub>: Caudal de fluido, STBD*

*P<sub>wf</sub>: Presión de fondo fluyente, psi*

*P<sub>r</sub>: Presión media del yacimiento, psi*

*J: Índice de productividad, STBD/psi*

## **1.8. MEDIDORES MULTIFÁSICOS**

Los medidores multifásicos son instrumentos de medición utilizados en la industria petrolera para evaluar la producción de petróleo, gas y agua en un solo flujo sin necesidad de separación previa de las fases. Esto es especialmente útil en la producción de campos petroleros donde los fluidos extraídos pueden contener una mezcla de petróleo, gas y agua. A continuación, se detallan varios tipos de medidores multifásicos, así como su funcionamiento y aplicaciones. (JAMIESON & SAS, 2011)

### **Tipos de Medidores Multifásicos**

#### *Medidores de Coriolis*

Utilizan el principio de Coriolis para medir la masa y la densidad de los fluidos. Cuando un fluido pasa a través del tubo oscilante, provoca una oscilación que se ve alterada por la masa del fluido. A partir de esta oscilación, se pueden calcular tanto la masa como el flujo volumétrico

del líquido. Son muy precisos y se usan para medir mezclas de petróleo y agua, así como la densidad del gas.

#### *Medidores de Ultrasonido*

Emplean ondas ultrasónicas para medir el flujo. En un medidor de flujo ultrasónico multifásico, las ondas se envían a través del flujo y las variaciones en el tiempo que tardan en cruzar el flujo ayudan a determinar la velocidad y la densidad de las diferentes fases. Se utilizan para monitorear la producción de petróleo en condiciones de campo y son especialmente buenos para condiciones de flujo variable.

#### *Medidores de Presión Diferencial (DPM)*

Consisten en dos puntos de medición de presión. La diferencia de presión entre estos puntos se traduce en un flujo volumétrico. Estos medidores son ajustados y calibrados para tener en cuenta la presencia de múltiples fases. Son comunes en la medición de flujos de crudo con alta presencia de gas o agua.

#### *Medidores de Capacitancia*

Estos dispositivos miden las propiedades eléctricas de las diferentes fases del fluido mediante la variación de capacitancia. La medición de la capacitancia puede indicar la proporción de las diferentes fases del fluido.

#### *Medidores de Flujo Magneto-Hidrodinámicos (MHD)*

Se basan en la ley de Faraday de inducción electromagnética. Cuando un fluido conductor pasa por un campo magnético, se induce un voltaje que se puede medir y correlacionar con el flujo volumétrico. Son efectivos para medios conductores, como mezclas de agua y petróleo en algunos.

## II. CAPÍTULO

### MARCO METODOLÓGICO

Una vez identificado el problema de la presurización del well pad a causa de una alta viscosidad (2.837 cP), se realiza sus respectivos análisis de laboratorio para determinar de la viscosidad cinemática de cada pozo (ocho pozos productores - BES) y en mezclas de composte de diferentes puntos; Manifolds y salidas de las líneas (Interconectadas).

De los puntos de descarga del manifold se toma una muestra de fluidos y se deshidrata para obtener la muestra composte para realizar las mezclas de dilución a diferentes porcentajes de crudo y dos tipos de solventes; 90%:10%, 75%:25%, 50%:50%, 25%:75%, usando el método ASTM D445- 24, ASTM D1298-12b **Anexo (1)**, con diferente solvente: Diesel y Jp1. Al determinar la mejor opción tanto por facilidades de superficie como bulltank y bombas de químico para desplazar a los puntos de inyección (Manifold y Líneas de flujo), y capacidad de abastecimiento, confirmado por un costo beneficio y disponibilidad del diésel.

Se realizo un análisis de laboratorio para determinar la tendencia a la precipitación de asfáltenos si son inestables o estables los pozos del well pad. Sin embargo, se determinó que el fluido No está dentro de un estado Crítico ya que su índice está dentro del Umbral – Estables, evidenciando que no existiría taponamiento en las tuberías de producción por sedimentos.

Considerando que en los otros well pad del Campo de la Sur Oeste aledaños, se tiene a contar con emulsiones en los fluidos por presencia de un alto corte de agua, para ello se realizó pruebas de laboratorio para determinar la estabilidad de emulsión del well pad SHSO, Se determina definitivamente que No se cuenta con emulsión.

Se desarrolla un Análisis de Red con PipeSim para confirmar la pérdida de producción de los ocho pozos productores a causa de la presurización (-254bppd, pérdida en Simulador), y así determinar el costo beneficio de la aplicación del mejor diluyente como reductor de viscosidad en el manifold de producción. Analizando las condiciones con inyección de diésel a presiones del sistema colector de 100PSI y sin inyección de diésel con presión del sistema de 240PSI. En la figura (9) se muestra el well pad SHSO y área de manifold.

**Figura 9:** *Well Pad SHSO*



Nota. Fuente: Elaborado por autor

Realizar pruebas de producción con el Medidor Móvil Multifásico alineados a la línea de 4" para determinar las diferencias de caudales sin inyección de solvente y con solvente, demostrando las pérdidas de producción asociado a la presurización del sistema (-268bppd), y este valor se confirma en las mediciones en los tanques de aforo de la SOP. Figura (10) Medidor multifásico en la locación alineado a la línea de prueba de 4".



**Figura 10:** *Conexión del medidor multifásico en línea de prueba 4”.*



Nota. Fuente: Equipo Vx de EP-Petroecuador.

### III. CAPÍTULO

#### DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA DE DIFERENTES MEZCLAS ENTRE DILUYENTE – CRUDO DE WELL PAD SHSO. (PETROECUADOR, PROCEDIMIENTO: DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA, 2021)

##### 3.1. VISCOCIDADES DE LOS POZOS

Para la toma de muestras del crudo para determinar las viscosidades se dejó de inyectar los químicos para obtener muestras representativas. Una vez obtenida las muestras se traslada al laboratorio en la SCP (Laboratorio Certificado). Todos los pozos del well pad producen de la arena “UI” - Crudo pesado. Tabla (4) API de los pozos del well pad SHSO. Se les recuerda que el well pad produce de la arena “UI” con un promedio de 16°API compuesto entre los ocho pozos.

**Tabla 4:** API individual de los pozos del SHSO.

WELL PAD SHSO		
POZO	API	SALIN
SHSO-100UI	17,6	58.000
SHSO-103UI	17,4	54.000
SHSO-128UI	17,7	31.100
SHSO-131UI	16,7	52.600
SHSO-132UI	17,1	45.000
SHSO-168UI	18,6	57.800
SHSO-175S1UI	18,4	60.500
SHSO-181UI	18,1	44.600

Nota. La tabla muestra los grados API, también conocidos como

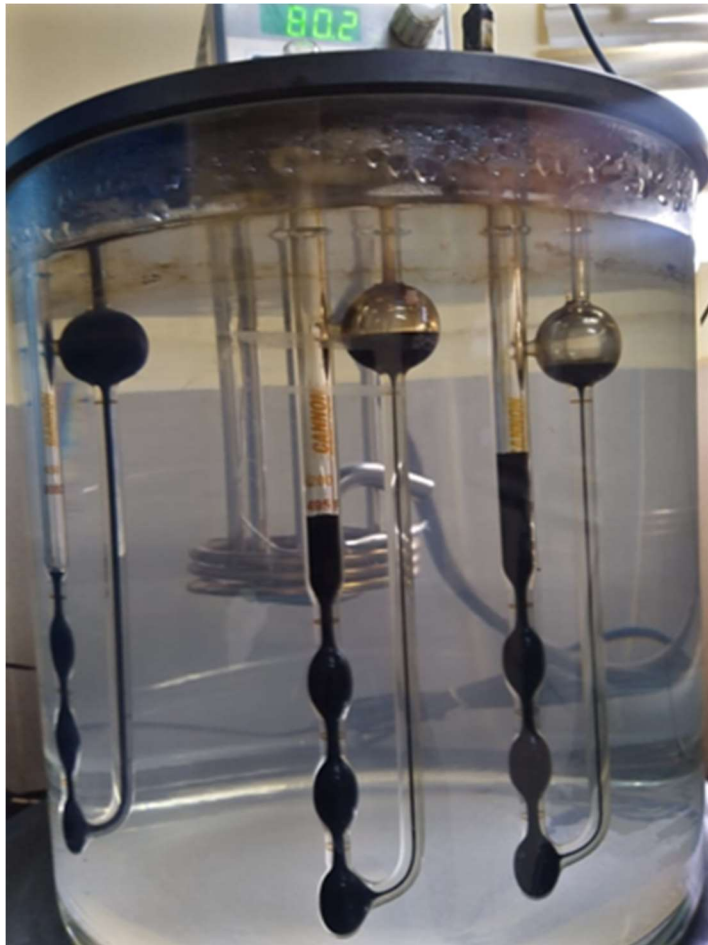
el índice de gravedad del petróleo, así como los valores de salinidad.

Fuente: Forecast SSFD, 28 julio 2024.

La determinación de viscosidad cinemática en crudo de petróleo, midiendo el tiempo para que un volumen de líquido fluya por gravedad a través de un viscosímetro capilar de vidrio

calibrado. Las Condiciones Ambientales para la ejecución de un ensayo deberán ser: Temperatura entre (17 a 25) °C. Figura (11) Capilar para determinar la viscosidad cinemática.

**Figura 11:** *Capilar para viscosidad.*



Nota. Fuente: Equipo de EP-Petroecuador.

Resultados de los Análisis de Viscosidad Cinemática (cSt). Tabla 5 resultados de los análisis de viscosidad cinemática.

**Tabla 5: Resultados de viscosidad cinemática**

FECHA (aaaa-mm-dd)	TIPO DE MUESTRA	CÓDIGO DE LA MUESTRA A PEC-	TAMAÑO DE VISCOSIMETRO USADO	Tb ± Factor RTD (°F)	t1 (s)	C1	R1 (t1°C) mm <sup>2</sup> /s (cSt)	t2 (s)	C2	R2 (t2°C) mm <sup>2</sup> /s (cSt)	R=(R1+R2)/2 mm <sup>2</sup> /s (cSt)
2024-08-21	CRUDO	SHSO-100	500(102B)	80.01	406.15	7.0733	2872.82	580.32	4.9833	2891.91	<b>2882.4</b>
2024-08-21	CRUDO	SHS-103	600(957F)	80.01	122.35	19.0089	2325.74	156.36	14.9811	2342.44	<b>2334.1</b>
2024-08-21	CRUDO	SHS-132	600(660G)	80.01	505.92	20.68	10462.43	729.74	14.34	10464.47	<b>10463.4</b>
2024-08-21	CRUDO	SHS-181	600(671G)	80.01	158.34	20.2967	3213.78	226.41	14.3033	3238.41	<b>3226.1</b>
2024-08-21	CRUDO	SHS-128	500(102B)	80.01	305.20	7.0733	2158.77	430.26	4.9833	2144.11	<b>2151.4</b>
2024-08-21	CRUDO	SHS-131	600(957F)	80.01	259.60	19.0089	4934.71	330.63	14.9811	4953.20	<b>4944.0</b>
2024-08-21	CRUDO	SHS-175	600(660G)	80.01	138.11	20.68	2856.11	197.75	14.34	2835.74	<b>2845.9</b>
2024-08-21	CRUDO	SHS-168	600(957F)	80.01	150.79	19.0089	2866.35	192.36	14.9811	2881.76	<b>2874.1</b>

Nota. Fuente: Elaborado por autor.

**NOMENCLATURA:**

Tb: Temperatura del baño (± Factor de corrección del RTD)

C1: Constante1 del viscosímetro calculada a 80°F

C2: Constante2 del viscosímetro calculada a 80°F

t1: Tiempo de recorrido del primer bulbo

t2: Tiempo de recorrido del segundo bulbo

R1: Resultado de la lectura t1

R2: Resultado de la lectura t2

R: Promedio entre R1 y R2

Con estos resultados se actualiza la data para la simulación del análisis Outflow en PipeSim. Figura (12) Ingreso de viscosidades al simulador PipeSim.

**Figura 12:** Ingreso de viscosidades en simulador para el well pad SHSO

The screenshot shows the 'Edit API\_16' window in PipeSim. The 'FLUID' section has 'Name: API\_16' and a 'Save as template' button. The 'Description' field is empty. The 'Properties' section has tabs for 'Viscosity', 'Calibration', and 'Thermal'. Under 'UNDERSATURATED OIL', the correlation is 'Vasquez & Beggs'. Under 'LIVE OIL', the correlation is 'Chew & Connally'. Under 'DEAD OIL', the correlation is 'User defined table'. The 'MIXTURE' section has 'Emulsion viscosity method: Set to viscosity of the continuous ph...' and 'Inversion watercut: Specify' (selected) with a value of '90 %'. A table below shows the temperature-viscosity data for the dead oil.

	Temperature	Viscosity
	degF	cP
1	60	3234
2	80	2837
3	104	447
4	122	237
5	140	137
6	158	84
7	176	55
8	194	37
9	212	27
+		

Nota. Fuente: Simulador PipeSim.

### 3.2. MUESTRA COMPUESTA SHSO

Se toma la muestra representativa de crudo ya deshidratado de la salida del manifold y así se determina una muestra compuesta de todos los pozos del well pad SHSO ya que se encuentran comunicados las líneas de flujo (Una línea de 4" y dos líneas de 6"), Se realiza el análisis de densidad API y de la viscosidad cinemática de la muestra compuesta con los resultados. En la Figura (13) Se evidencia la muestra compuesta del SHSO.

**Figura 13:** *Muestra compuesta del SHSO*



Fuente: Elaborado por autor.

Resultado del análisis de API y Viscosidad:

**Tabla 6:** *Muestra compuesta del well pad SHSO*

Parámetros	Unidades	Método	Resultado
API @ 60 °F	°API	ASTM D1298-12b	16.0
Viscosidad @ 80 °F	mm <sup>2</sup> /s (cSt)	ASTM D445- 24	2957.1

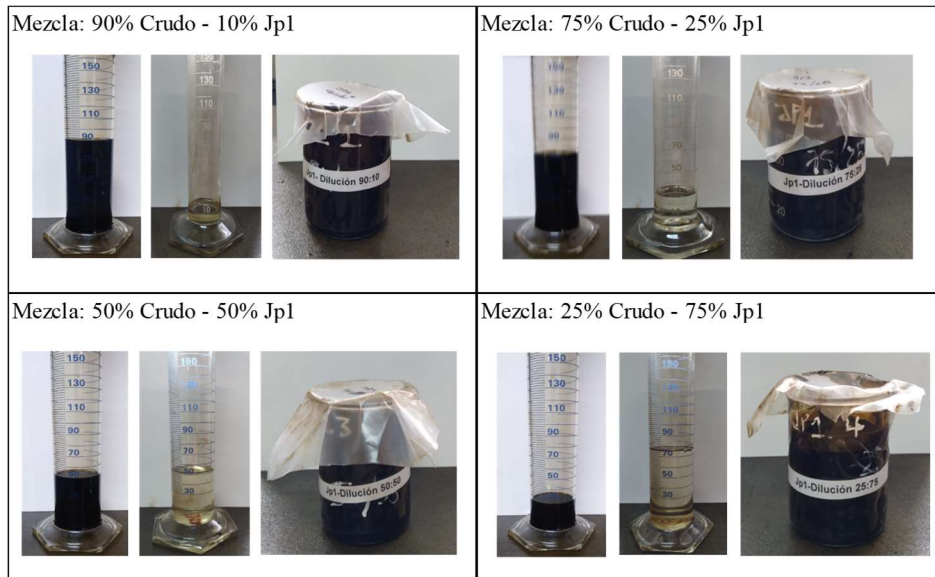
Nota. Muestra compuesta PAD SHSO, de 24 de agosto de 2024. Fuente: Elaborado por autor.

Para determinar el solvente que mejor se comporte en la dilución para bajar la viscosidad se realizaron los siguientes ensayos con las mezclas de Jp1 y Diesel en diferentes porcentajes.

### 3.3. DILUYENTE JP1 EN PORCENTAJES.

Las diluciones se realizaron con porcentajes del crudo compuesto mezclado con el solvente, en este caso JP1 en una probeta de vidrio con un total de volumen de 100 mL, en el cuadro adjunto se observa los análisis en laboratorio con los porcentajes: 90% crudo - 10% Jp1, 75% crudo - 25% Jp1, 50% crudo – 50% Jp1, 75% crudo - 25% Jp1. Figura (14) Mezclas del crudo composte y el diluyente Jp1.

**Figura 14:** *Análisis de viscosidad con porcentajes de dilución.*



Nota. Fuente: Elaborado por autor.

**Tabla 7:** *Resultado de las diluciones en porcentajes de mezcla (Jp1)*

Parámetros	Unidades	Método	Dilución 90:10 (% V/V)
API @ 60 °F	°API	ASTM D1298-12b	18.1
Viscosidad @ 80 °F	mm <sup>2</sup> /s (cSt)	ASTM D445- 24	810.3

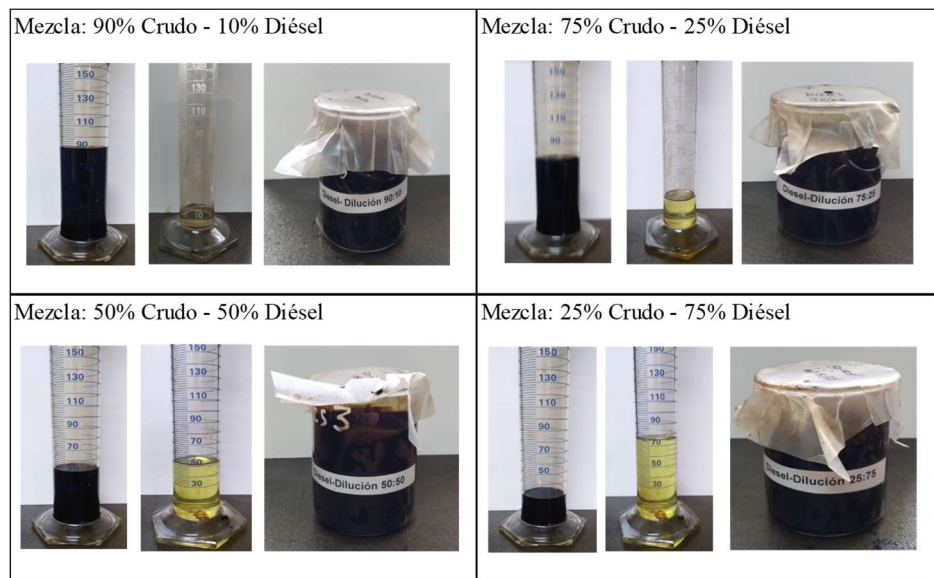
Fuente: Elaborado por autor.

Se observa que a mayor cantidad de solvente se tiene una baja viscosidad y una alta densidad, siendo una opción de dilución de 90:10 de 2837 cP a 810cP.

### 3.4. DILUYENTE DIESEL EN PORCENTAJES.

Las diluciones se realizaron con porcentajes del crudo compuesto mezclado con el solvente, en este caso Diesel en una probeta de vidrio con un total de volumen de 100 mL, en el cuadro adjunto se observa los análisis en laboratorio con los porcentajes: 90% crudo - 10% diésel, 75% crudo - 25% diésel, 50% crudo - 50% diésel, 75% crudo - 25% diésel. Figura (15) Mezclas del crudo composte y el diluyente diésel.

**Figura 15:** Análisis de viscosidad con porcentajes de dilución.



Fuente: Elaborado por autor.

**Tabla 8:** Resultado de las diluciones en porcentajes de mezcla (Diesel)

Parámetros	Unidades	Método	Dilución 90:10 (% V/V)
API @ 60 °F	°API	ASTM D1298-12b	18.1
Viscosidad @ 80 °F	mm <sup>2</sup> /s (cSt)	ASTM D445- 24	813.3

Nota. Fuente: Elaborado por autor.



Se observa que a mayor cantidad de solvente se tiene una baja viscosidad y una alta densidad, siendo una opción de dilución de 90:10 de 2.837 cP a 813cP.

### 3.5. RESULTADOS Y ANALISIS DE LA INYECCION DE DIESEL EN EL WELL PAD.

Se demuestra que los análisis en laboratorio son favorables a la dilución con diésel y Jp1 a porcentajes de 90% crudo y 10% diésel o Jp1. La mejor elección por disponibilidad inmediata del solvente es el *diésel* como diluyente para la inyección continua en el well pad, llegando a una viscosidad de 2837 cP a 769 cP en laboratorio. Para comprobar la disminución de la viscosidad con la inyección de diésel (85gls/día al sistema colector), se realizó análisis de viscosidad en dos puntos; Salida de Manifold resultado: 2682 cP y llega a la Estación Sur Oeste: 2761 cP.

De acuerdo con los datos experimentales en los puntos dados la viscosidad del well pad SHSO con inyección continua de diésel se confirma que se tiene una reducción de viscosidad de menos 155cP.

Tabla (9 y 10): Resultados de los análisis de Viscosidad.

**Tabla 9:** Resultado de viscosidad con inyección de solvente (Diesel), muestra salida.

Parámetros	Unidades	Método	Resultado	cP
API @ 60 °F	°API	ASTM D1298-12b	16.0	0.959
Viscosidad @ 80 °F	mm <sup>2</sup> /s (cSt)	ASTM D445- 24	2796	<b>2682</b>

Nota. Muestra salida PAD-O de 12 de septiembre de 2024. Fuente: Elaborado por autor.

**Tabla 10:** Resultado de viscosidad con inyección de solvente (Diesel), muestra llegada.

Parámetros	Unidades	Método	Resultado	cP
API @ 60 °F	°API	ASTM D1298-12b	16.0	0.959
Viscosidad @ 80 °F	mm <sup>2</sup> /s (cSt)	ASTM D445- 24	2878	<b>2761</b>

Nota. Muestra llegada a la estación SOP de 12 de septiembre de 2024. Fuente: Elaborado por autor.

### 3.6. ANÁLISIS DE EMULSIÓN DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO.

Una de las causas más comunes de sobre presión en las líneas de flujo por problemas de taponamiento son las emulsiones de fluidos y depositación de asfáltenos en las tuberías. Se realizo el análisis a los pozos del well pad, teniendo resultados optimistas de la estabilidad de emulsión:

Tabla (11) Análisis de Estabilidad de Emulsión a los pozos del SHSO.

**Tabla 11:** Análisis de emulsión en los pozos del Well PAD SHSO

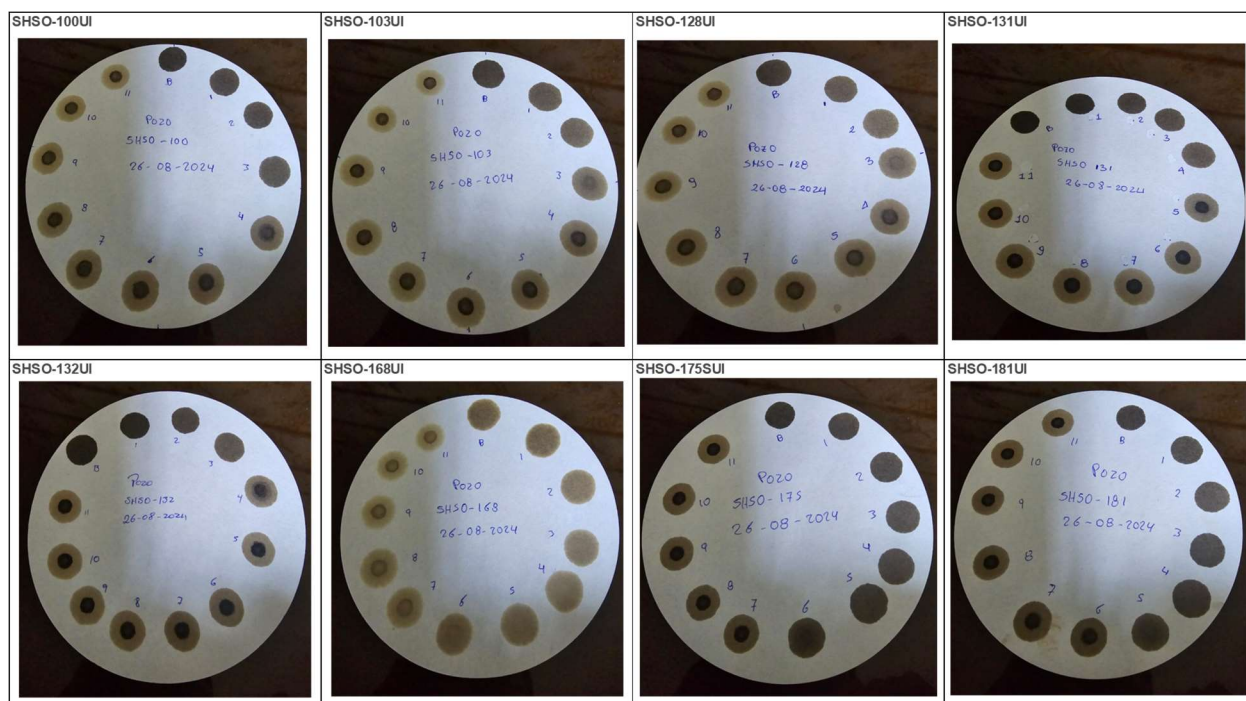
Fecha	Pozo	BSW cierre	Muestra de:	Agua Libre (AL) (%)	Emulsión (EM) (%)	BSW_dureza (%)	Estabilidad de la emulsión
15/7/24	SHSO-100UI	100	CABEZA	65	0	65	No emulsión
15/7/24	SHSO-128UI	96	CABEZA	94	0	94	No emulsión
15/7/24	SHSO-131UI	88	CABEZA	84	0	84	No emulsión
15/7/24	SHSO-132UI	94	CABEZA	96	0	96	No emulsión
15/7/24	SHSO-181UI	90	CABEZA	92	0	92	No emulsión
15/7/24	SHSO-168UI	83	CABEZA	88	0	88	No emulsión
15/7/24	SHSO-175S1UI	73	CABEZA	78	0	78	No emulsión
15/7/24	SHSO-103UI	90	CABEZA	92	0	92	No emulsión

Nota. Fuente: Laboratorio EP-Petroecuador-SSFD.

### 3.7. DETERMINACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE ASFALTENOS DE LOS POZOS DEL SHSO.

La presencia de asfaltenos en el crudo puede estar influenciado por la temperatura y la presión, y composición química del mismo crudo, estos cambios bruscos desestabilizan los asfaltenos provocando su precipitación y formación de sedimentos, la presencia de agua de formación y la interacción con solventes como el diésel puede desencadenar estas precipitaciones, para ello se realizaron análisis de las muestras de los pozos del well pad SHSO con mezclas de crudo-xileno, en n-heptano con un tiempo de una hora para todas las muestras. Figura (16) Determinación de asfaltenos - análisis cualitativo de precipitación de asfaltenos Mancha de Oliensis.

**Figura 16:** *Análisis de Mancha de Oliensis*



Fuente: Laboratorio EP-Petroecuador-SSFD.

Los resultados mostrados en el cuadro correspondiente al análisis cualitativo de estabilidad de asfaltenos de los pozos del well pad SHSO en estudio denotando el criterio que mientras más

se acerque a una condición Crítica el fluido puede ser candidato a aplicación de tratamiento químico para la dispersión de asfaltenos o minimizando las condiciones de formación con alternativas de ingeniería a través de: Diseños de facilidades, limpiezas mecánicas – lanzamiento de pig. En la Tabla (12) Análisis cualitativo del porcentaje de precipitación de asfaltenos.

**Tabla 12:** *Análisis cualitativo de precipitación de asfaltenos.*

Shushufindi Sur Oeste	Contenido De Asfalteno	Critico		Inestable		Umbral		Estable		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
POZO	%									
SHSO-100UI	5.6				x					
SHSO-103UI	6.8				x					
SHSO-128UI	9.4				x					
SHSO-131UI	3.4					x				
SHSO-132UI	4.8					x				
SHSO-168UI	15.8						x			
SHSO-175S1UI	15.2						x			
SHSO-181UI	4.6						x			

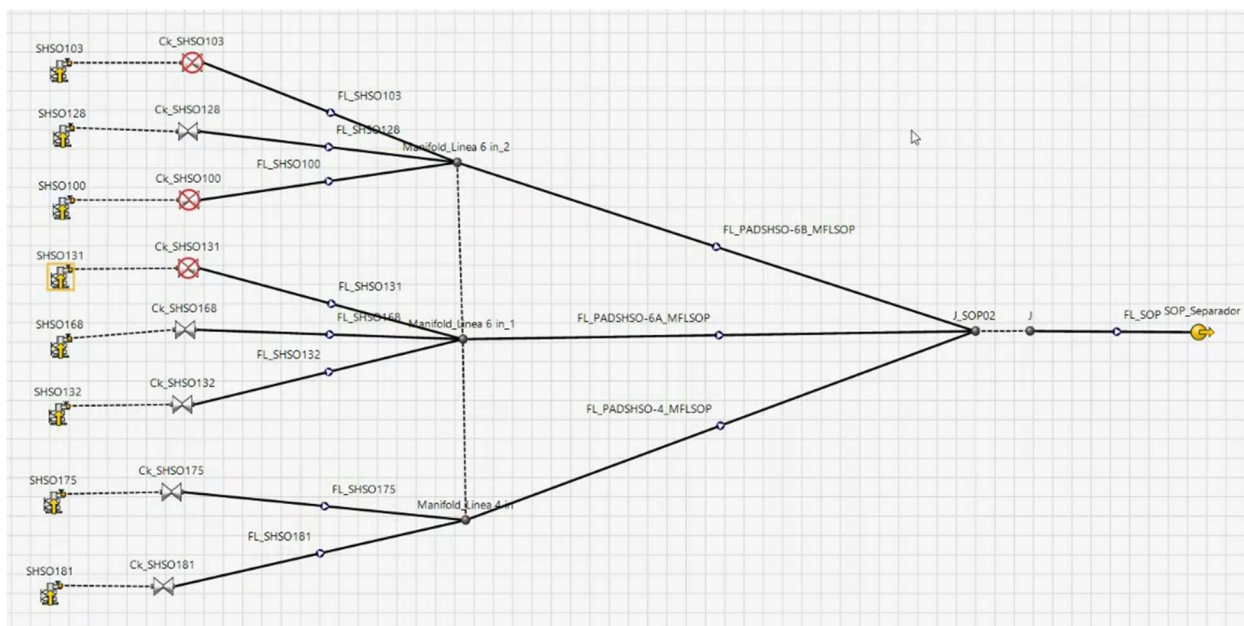
Nota. Fuente: Laboratorio EP-Petroecuador-SSFD.

## IV. CAPÍTULO

### 4.1. ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS

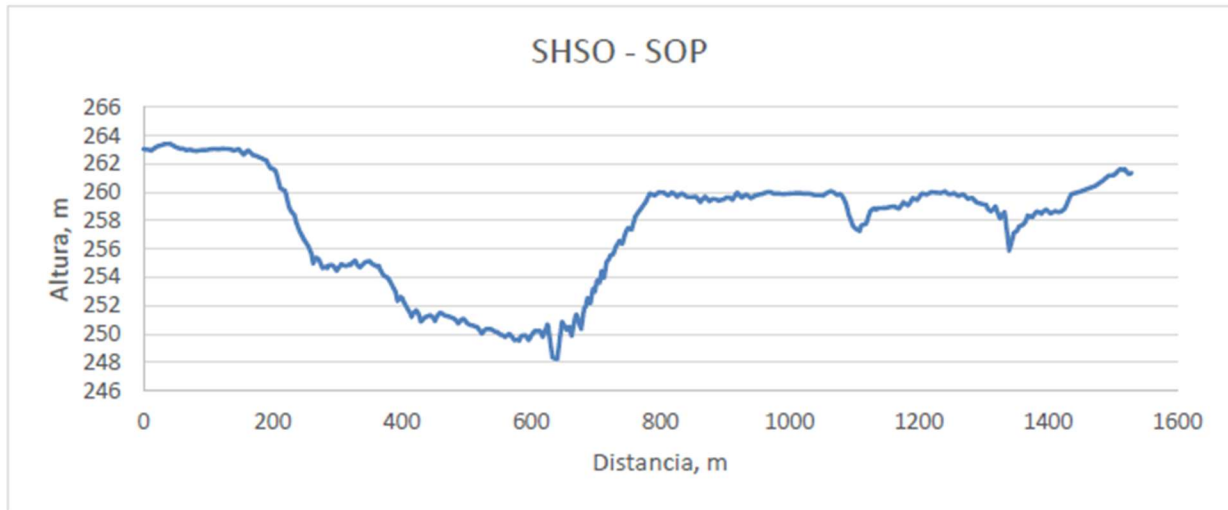
La simulación en el PipeSim determina condiciones de un flujo pseudo estable, los diagramas mecánicos son ingresados con el ultimo work over de cada pozo, y se actualiza la viscosidad composte en la simulación con 100PSI presión estable, y el análisis de sensibilidad de red de los pozos son simulados con las presiones de 240PSI y 100PSI en cabeza y líneas de flujo, incluyendo el perfil de elevación desde el SHSO hacia la SOP. Figura (17) Análisis de Red del SHSO hacia la SOP., Figura (18) As-Built, Planimetría de las líneas de flujo (1.5km) para ingresar al simulador PipeSim.

**Figura 17:** Análisis de Red del SHSO hacia la SOP.



Nota. Fuente: Elaborado por autor.

**Figura 18:** *Planimetría de la línea de flujo del SHSO hacia la SOP.*

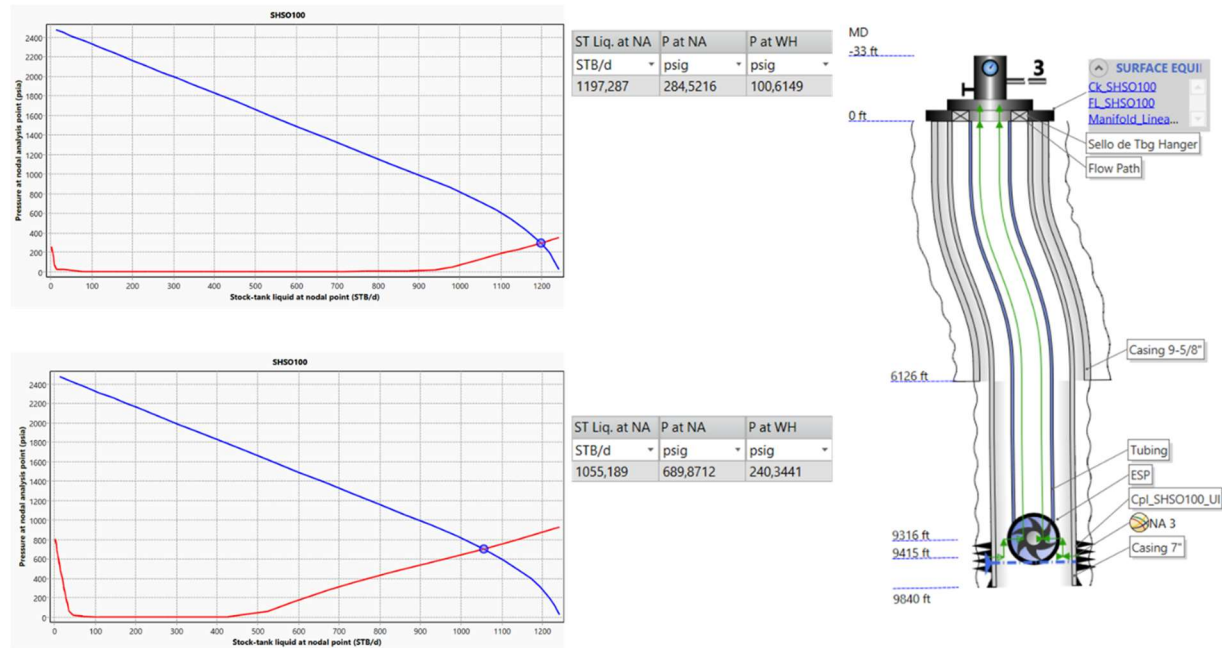


Fuente: As-Built, EP-Petroecuador-SSFD.

#### **4.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE RED DE LOS POZOS DEL WELL PAD SHSO.**

El análisis de sensibilidad de red se basó en las condiciones de presurización del sistema colector sin inyección de solvente y con inyección de solvente, para ello se ingresó al simulador los diagramas mecánicos de cada pozo (Ocho pozos con Bombeo Electro Sumergible), manteniendo las viscosidades de análisis ya realizado, se mapeo la red y perfiles de las líneas de flujo (Línea de 4" y dos de 6"). Su régimen de flujo es sudo estable. En la Figura (19) Diagrama Mecánico del SHSO-100 y Outflow con las presiones a 100PSI y 240PSI.

**Figura 19:** Diagrama Mecánico de las simulaciones en PipeSim



Nota. Fuente: Simulador PipeSim.

### 4.3. ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS CON PARAMETROS DE SUPERFICIE SIN INYECCIÓN DE SOLVENTE (240PSI).

La siguiente simulación se realizó en condiciones sin inyección de diésel, al momento de la presurización del sistema en el well pad las presiones llegan a 240PSI en manifold de producción y en las líneas de flujo de 4", y las dos de 6". En la llegada a la SOP con una caída de presión por pérdidas de 45PSI al ingreso del colector principal de la estación de Procesos. En la Figura (20) Resultados de presiones, temperatura y fluidos del well pad SHSO con 240PSI.

**Figura 20:** Cuadro de resultados de la simulación con PipeSim

Name: Network simulation  
Description:

Network simulation Engine console Node/Branch results Profile results

Display mode:  Node  Branch  
Type filter: All

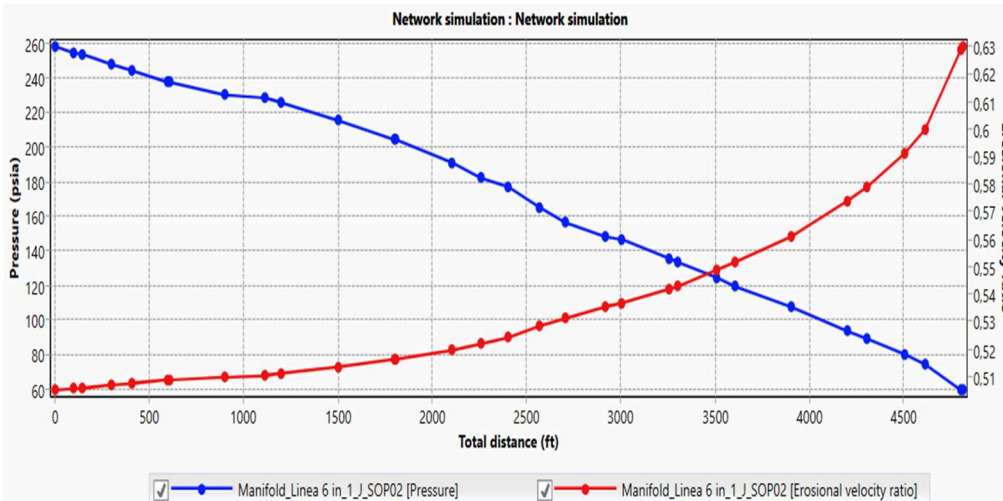
Select columns... Expand all

Name	Type	Branch	Pressure (out) psig	Temperatur... degf	ST liquid rate STB/d	ST Oil rate STB/d	ST Water rate STB/d	ST Gas rate mmscf/d	ST GOR SCF/STB	ST WCUT %	FL Gas rate (...) mmcf/d	FL WCUT %
14 +	ESP	SHSO103	4358,719	192,6552	4358,31	435,831	3922,479	0,1002411	230	90	0	88,78166
15 +	ESP	SHSO132	4129,524	223,1336	4958,179	297,4907	4660,688	0,04343364	146	94	0	93,44666
16 +	ESP	SHSO128	3824,15	216,6145	4078,069	163,1228	3914,946	0,02477647	151,8885	96	0	95,61441
17 +	ESP	SHSO131	3775,052	195,6273	2948,11	353,7732	2594,337	0,03126175	88,36664	88	0	87,24087
18 +	ESP	SHSO181	3946,071	222,1324	2306,948	230,6948	2076,253	0,01909919	82,78989	90	0	89,37255
19 +	ESP	SHSO100	4118,009	201,1164	1053,474	379,2506	674,2233	0,04255224	112,2009	64	0	62,12593
20 +	ESP	SHSO168	4203,891	206,6654	1873,983	318,577	1555,406	0,03120572	97,95346	83	0	81,91576
21 +	ESP	SHSO175	4140,474	225,7196	917,1308	247,6253	669,5055	0,009905013	40	73	0	71,98157
22	J_SOP02	Junction	45,04935	174,1663	22492,49	2426,187	20066,3	0,4150015	171,0509	89,21335	0,118237	88,88327
23	Manifold_Linea 4 in	Junction	240,4072	178,2307	3224,078	478,3201	2745,758	0,0724232	151,4116	85,16413	0,003601823	84,53437
24	Manifold_Linea 6 in_1	Junction	240,4072	185,984	11830,01	1234,979	10595,04	0,1924595	155,8404	89,56063	0,009849705	89,08232
25	Manifold_Linea 6 in_2	Junction	240,4072	158,7439	9489,853	978,2044	8511,649	0,1944975	198,8311	89,6921	0,01008433	89,26228
26	MFLSOP	Junction	45,04926	174,1663	22492,49	2426,187	20066,3	0,4150015	171,0509	89,21335	0,1182372	88,88327
27	SOP_Separador	Sink	45,00005	174,0796	22492,49	2426,187	20066,3	0,4150015	171,0509	89,21335	0,1183241	88,88346
28	SHSO100	Well	245,6102	117,2244	1053,474	379,2506	674,2233	0,05802531	152,9999	64	0,002401722	63,14437
29	SHSO103	Well	244,6712	156,6379	4358,31	435,831	3922,479	0,1002411	230	90	0,005250862	89,58226
30	SHSO128	Well	255,3068	170,0568	4078,069	163,1228	3914,946	0,03623117	222,1099	96	0,00184093	95,8085
31	SHSO131	Well	241,9213	173,2943	2948,11	353,7732	2594,337	0,05306594	149,9999	88	0,00257678	87,48033
32	SHSO132	Well	247,504	206,5916	4958,179	297,4907	4660,688	0,04343364	146	94	0,00218792	93,69243
33	SHSO168	Well	258,5344	167,446	1873,983	318,577	1555,406	0,05160945	161,9999	83	0,002324527	82,30386
34	SHSO175	Well	262,5309	150,9255	917,1308	247,6253	669,5055	0,009905013	40	73	0	72,15977
35	SHSO181	Well	243,1552	188,4332	2306,948	230,6948	2076,253	0,06251824	270,9998	90	0,003650116	89,53438

Nota. Resultados de simulación sin inyección de diésel. Fuente: Simulador PipeSim.

Figura (21) Perfil de una de las Líneas de 6" se grafica la velocidad de fluido, presión versus EVR (Relación de Velocidad de Erosión) siendo >1 alto riesgo de hueco en tubería en este caso a 240PSI a una distancia de 1.5km su ERV es de -0.63ft/s.

**Figura 21:** Grafica Presión & EVR vs Distancia.



Nota. Fuente: Simulador PipeSim.



#### 4.4. ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS CON PARMETROS DE SUPERFICIE CON INYECCIÓN DE SOLVENTE (100PSI)

La siguiente simulación se realizó en condiciones con inyección de diésel, el sistema del well pad se estabiliza a 100PSI en manifold de producción y en las líneas de flujo de 4”, y las dos de 6”. En la llegada a la SOP con una caída de presión por perdidas de 45PSI al ingreso del colector principal de la estación de Procesos. En la Figura (22), se muestran los resultados de presiones, temperatura y fluidos del Well Pad SHSO con 100PSI.

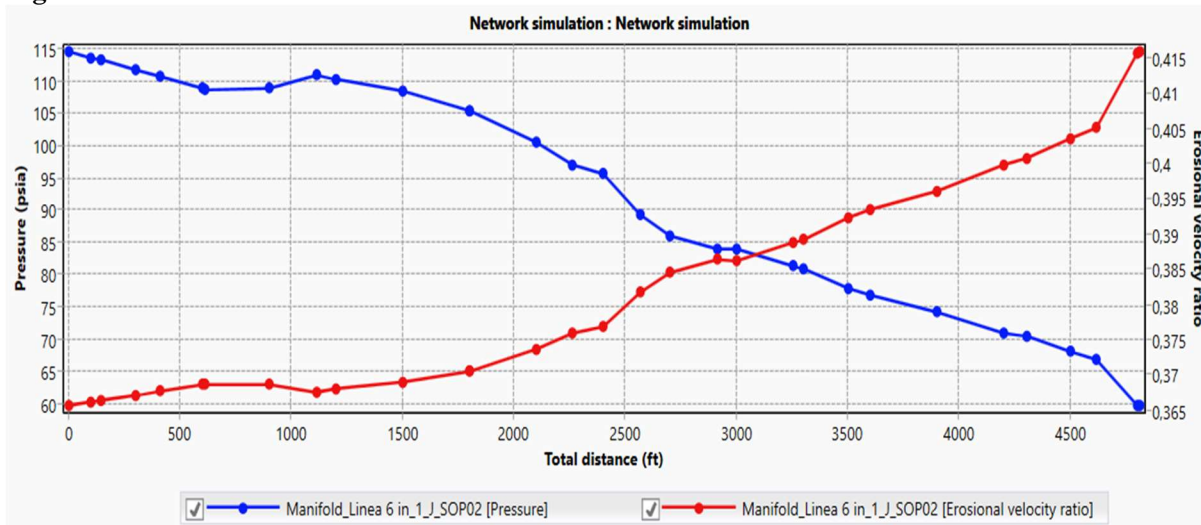
**Figura 22:** Resultados de la simulación con PipeSim

Network simulation   Engine console   Node/Branch results   Profile results													
Display mode: <input checked="" type="radio"/> Node <input type="radio"/> Branch													
Type filter: All													
Select columns... Expand all													
Name	Type	Branch	Pressure (out) psig	Temperatur... degF	ST liquid rate STB/d	ST Oil rate STB/d	ST Water rate STB/d	ST Gas rate mmscf/d	ST GOR SCF/STB	ST WCUT %	FL Gas rate (...) mmcf/d	FL WCUT %	
14 +	ESP	ESP	SHSO131	3654,382	195,9499	3273,845	392,8614	2880,984	0,02353303	59,9016	88	0	87,36924
15 +	ESP	ESP	SHSO181	3814,258	222,6516	2440,01	244,001	2196,009	0,01184388	48,54027	90	0	89,50625
16 +	ESP	ESP	SHSO128	3716,844	216,715	4621,138	184,8455	4436,292	0,02358038	127,568	96	0	95,65732
17 +	ESP	ESP	SHSO175	4001,244	225,7856	1000,33	270,089	730,2407	0,01080356	40	73	0	71,98989
18 +	ESP	ESP	SHSO100	4024,212	201,9272	1196,258	430,653	765,6054	0,02299797	53,40255	64	0	62,67874
19 +	ESP	ESP	SHSO103	4263,312	192,3232	5024,286	502,4286	4521,858	0,1155586	230	90	0	88,78341
20 +	ESP	ESP	SHSO168	4079,362	206,9464	2003,617	340,6149	1663,002	0,02199238	64,56672	83	0	82,11658
21 +	ESP	ESP	SHSO132	3994,19	223,6348	5226,839	313,6104	4913,229	0,04578711	146	94	0	93,44832
22	J_SOP02	Junction		45,05617	175,5173	24785,61	2678,999	22106,61	0,4593118	171,449	89,19131	0,131163	88,85827
23	Manifold_Linea 4 in	Junction		100,0146	180,8308	3743,325	544,4579	3198,868	0,08179571	150,2333	85,45524	0,01129342	84,96235
24	Manifold_Linea 6 in_1	Junction		100,0146	186,1729	12495,43	1252,399	11243,03	0,2007597	160,3001	89,97714	0,02821834	89,61097
25	Manifold_Linea 6 in_2	Junction		100,0146	162,3574	10841,68	1117,927	9723,755	0,2225043	199,0329	89,68862	0,03062674	89,3526
26	MFLSOP	Junction		45,05606	175,5173	24785,61	2678,999	22106,61	0,4593118	171,449	89,19131	0,1311632	88,85827
27	SOP_Separador	Sink		45,00005	175,4377	24785,61	2678,999	22106,61	0,4593118	171,449	89,19131	0,1312774	88,85845
28	SHSO100	Well		105,8729	119,9014	1196,258	430,653	765,6054	0,06588987	152,9999	64	0,007611955	63,38259
29	SHSO103	Well		107,2687	160,0079	5024,286	502,4286	4521,858	0,1155586	230	90	0,01498117	89,6721
30	SHSO128	Well		121,6185	174,1142	4621,138	184,8455	4436,292	0,04105601	222,1099	96	0,004802854	95,84518
31	SHSO131	Well		102,3167	175,532	3273,845	392,8614	2880,984	0,05892917	149,9999	88	0,007869019	87,58861
32	SHSO132	Well		109,3176	207,7599	5226,839	313,6104	4913,229	0,04578711	146	94	0,006040132	93,74933
33	SHSO168	Well		126,806	169,6054	2003,617	340,6149	1663,002	0,05517957	161,9999	83	0,00588163	82,43995
34	SHSO175	Well		129,581	154,465	1000,33	270,089	730,2407	0,01080356	40	73	0,0005336506	72,27454
35	SHSO181	Well		103,9726	190,3259	2440,01	244,001	2196,009	0,06612424	270,9998	90	0,009454807	89,62602

Nota. Fuente: Simulador PipeSim.

Figura (23), Perfil de una de las Líneas de 6” se grafica la velocidad de fluido, presión versus EVR (Relación de Velocidad de Erosión) siendo >1 alto riesgo de hueco en tubería en este caso a 100PSI a una distancia de 1.5km su ERV es de -0.415ft/s.

**Figura 23:** Presión & EVR vs Distancia.



Nota. Fuente: Simulador PipeSim.

#### 4.5. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Los resultados de la simulación a diferentes condiciones conllevan a una pérdida de -254 bppd, siendo similar a la realizada con el medidor multifásico. Recordar que la simulación dependerá del ingreso de datos, y su fluido siempre será en condiciones pseudo estable. Tabla (13 y 14) Pruebas de resultados del simulador PipeSim.

**Tabla 13:** Pruebas de producción con simulador PipeSim, para 100 PSI

PSI CABEZA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	FREC	PIP
100	1,197	419	767	65.0	81	192	17.6	57.3	285
100	5,044	504	4,491	90.0	106	210	17.4	61.5	1,464
100	4,676	187	4,627	96.0	78	418	17.7	52.0	1,189
100	3,276	393	2,886	88.0	55	140	16.7	57.5	780
100	5,236	314	4,817	94.0	44	141	17.1	59.5	1,537
100	2,016	343	1,682	83.0	52	152	18.6	62.5	343
100	1,011	273	740	73.0	9	33	18.4	60.0	348
100	2,466	247	2,340	90.0	71	289	18.1	57.5	398
	<b>24,922</b>	<b>2,680</b>	<b>22,350</b>	<b>84.9</b>	<b>496</b>	<b>1,575</b>			

Nota. La diferencia entre 100 y 240 PSI es de 254. Fuente: Simulador PipeSim.

**Tabla 14:** Pruebas de producción con simulador PipeSim, para 240 PSI

PSI CABEZA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	FREC	PIP
240	1,055	369	767	65.0	58	157	17.6	57.3	689
240	4,369	437	4,491	90.0	100	229	17.4	61.5	1,533
240	4,114	165	4,627	96.0	36	220	17.7	52.0	1,362
240	2,950	354	2,886	88.0	53	150	16.7	57.5	980
240	4,965	298	4,817	94.0	43	146	17.1	59.5	1,595
240	1,885	320	1,682	83.0	52	161	18.6	62.5	583
240	925	250	740	73.0	10	40	18.4	60.0	524
240	2,329	233	2,340	90.0	63	268	18.1	57.5	653
	<b>22,592</b>	<b>2,426</b>	<b>22,350</b>	<b>84.9</b>	<b>415</b>	<b>1,372</b>			

Nota. La diferencia entre 100 y 240 PSI es de 254. Fuente: Simulador PipeSim.

#### 4.6. EVALUAR LA PRODUCCIÓN A RAZÓN DEL INCREMENTO DE MOVILIDAD EN LA LÍNEA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN CON MEDIDOR MULTIFÁSICO

Al alinear al medidor multifásico Vx en la línea de prueba de 4” se realizaron dos pruebas de producción, en condiciones de presurización del sistema (240PSI; Sin inyección de diésel / 100PSI; Con inyección de diésel). En la Figura (24) Se observa las presiones del sistema colector en las cuales se realizaron las pruebas de producción. En la Tabla (15 y 16) Pruebas realizadas con el medidor multifásico a condiciones de presurización del sistema y con inyección de diésel.

**Figura 24:** Presiones del sistema colector a 100PSI y 240PSI.



Nota. Fuente: Elaborado por autor.

**Tabla 15: Pruebas de producción con medidor multifásico, para 100 PSI**

Pozo	PSI CABEZA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	T. BOMBA	API	FREC	PIP
SHSO-100UI	100	1,180	413	767	65.0	83	200	DN-1750	17.6	57.3	361
SHSO-103UI	100	4,990	499	4,491	90.0	111	222	RC4000	17.4	61.5	1,463
SHSO-128UI	100	4,820	193	4,627	96.0	81	421	S8000N	17.7	52.0	1,189
SHSO-131UI	100	3,280	394	2,886	88.0	57	145	RC4000S	16.7	57.5	294
SHSO-132UI	100	5,124	307	4,817	94.0	46	150	RCD-4000NX	17.1	59.5	1,483
SHSO-168UI	100	2,026	344	1,682	83.0	55	160	D3550N	18.6	62.5	332
SHSO-175S1UI	100	1,014	274	740	73.0	11	40	DN-1750	18.4	60.0	348
SHSO-181UI	100	2,600	260	2,340	90.0	74	286	SN4000	18.1	57.5	398
<b>TOTAL</b>		<b>25,034</b>	<b>2,684</b>	<b>22,350</b>	<b>84.9</b>	<b>518</b>	<b>1,624</b>				

**Tabla 16: Pruebas de producción con medidor multifásico, para 240 PSI**

Pozo	PSI CABEZA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	T. BOMBA	API	FREC	PIP
SHSO-100UI	240	1,053	369	767	65.0	61	166	DN-1750	17.6	57.3	689
SHSO-103UI	240	4,358	436	4,491	90.0	102	235	RC4000	17.4	61.5	1,533
SHSO-128UI	240	4,078	163	4,627	96.0	39	241	S8000N	17.7	52.0	1,362
SHSO-131UI	240	2,948	354	2,886	88.0	55	156	RC4000S	16.7	57.5	354
SHSO-132UI	240	4,958	297	4,817	94.0	48	163	RCD-4000NX	17.1	59.5	1,595
SHSO-168UI	240	1,874	319	1,682	83.0	56	175	D3550N	18.6	62.5	583
SHSO-175S1UI	240	917	248	740	73.0	12	48	DN-1750	18.4	60.0	524
SHSO-181UI	240	2,307	231	2,340	90.0	66	284	SN4000	18.1	57.5	653
<b>TOTAL</b>		<b>22,494</b>	<b>2,416</b>	<b>22,350</b>	<b>84.9</b>	<b>439</b>	<b>1,466</b>				

Nota. La principal diferencia encontrada es de -268 BPPD al valorar la producción a 100 y 200 PSI. Fuente: Elaborado por autor.

Al realizar las pruebas de producción se confirma que se tiene una pérdida de -268 bppd asociado a la alta viscosidad y esto ocasionó una sobre presión en el sistema colector, siendo una optimización del sistema la inyección del solvente se tiene ganancias anuales de \$2.914.588,80 por estabilizar el sistema colector.

En la Tabla (17) se indica el beneficio al inyectar solventes siendo muy rentable para el país, los datos de pago por transporte y Consorcio es referencial.

**Tabla 17: Costo Beneficio al Inyectar Solventes.**

<b>WELL PAD - INYECCION DE SOLVENTE</b>					
<b>Oil / Inyección Diesel</b>	<b>Costo</b>	<b>Bls</b>	<b>Mensual</b>	<b>Anual</b>	<b>Ganancia Anual</b>
<b>Oil, Con Solvente</b>	\$31,11	268	\$250.124,40	\$3.001.492,80	\$2.914.588,80
<b>SOLVENTE</b>	<b>Costo</b>	<b>Gls</b>	<b>Mensual</b>	<b>Anual</b>	<b>Ganancia Anual</b>
<b>Diesel</b>	\$2,84	85	\$7.242,00	-\$86.904,00	\$2.914.588,80
<b>Jp1</b>	\$2,77	100	\$8.310,00	-\$99.720,00	\$2.901.772,80
<b>Bacheo Diesel cada 15 días</b>	\$2,84	10.000	\$56.800,00	-\$681.600,00	\$2.319.892,80
<b>Cotización WTI/Napo</b>	\$72,91				
<b>SRF - OCP</b>	-\$4,20				
<b>Costo Producción</b>	-\$5,60				
<b>Consortios</b>	-\$32,00				
<b>TOTAL</b>	<b>\$31,11</b>				

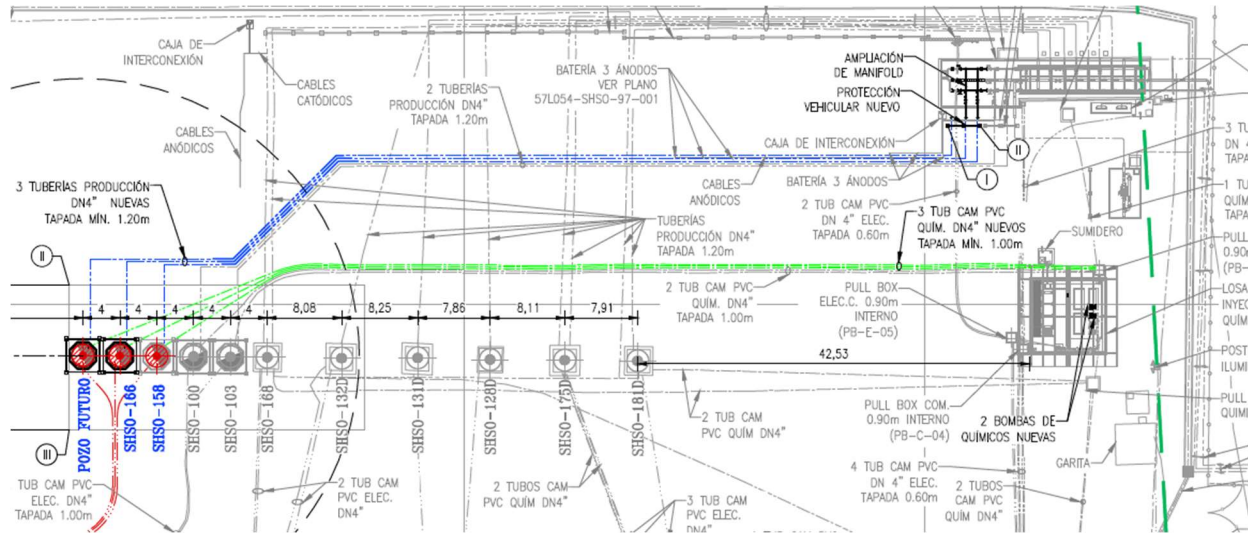
Nota. Los precios de referencia son Precios Facturados (Promedio Ponderado): ORIENTE Julio/2024 USD 76,44 y NAPO julio/2024 USD 72,91. Fuente: Elaborado por autor, EP-Petroecuador-SSFD.

#### **4.7. IMPLEMENTAR LA INYECCIÓN DE DIÉSEL AL MANIFOLD DE LA LOCACIÓN CON FACILIDADES EXISTENTES.**

Al tener los resultados de las pruebas de producción comparadas con los niveles del tanque de surgencia en la SOP, se confirma que la inyección de diésel a las líneas de producción disminuye la viscosidad de 2.837 cP a 2.682 cP. Se utiliza las facilidades existentes como Bull tank y bomba de químico, ya que estos equipos están instalados para los nuevos pozos a perforar a finales del año 2024.

En la Figura (25), se muestra el Plano de las facilidades de la SHSO, Implantación de facilidades.

**Figura 25:** Plano de Facilidades de la SHSO.



Fuente: Facilidades SHSO, EP-Petroecuador-SSFD.

#### 4.7.1. SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICO

Para la inyección de químicos a los pozos SHSO-158 y SHSO-166 se cuenta con cuatro (4) facilidades, dos (2) para fondo de pozo a través de las cuales se inyecta antiescala y Anticorrosivo, en la bayoneta una (1) para dosificación de Demulsificante y una (1) facilidad en reserva conectada desde la descarga de la bomba hasta el punto de conexión en la bayoneta.

Además, se cuenta con dos (2) bombas de químicos de cuatro cabezas para inyectar solvente, en este caso se usa una bomba y las cabezas direccionadas con dos tubing de ½” a la descarga del manifold y el segundo tubing distribuido a las líneas de 4” y las dos de 6”. Y es abastecido con un bull tank T-1840 de 350 gls de capacidad con autonomía de 4 días. Figura (26) Tanque de Diesel.

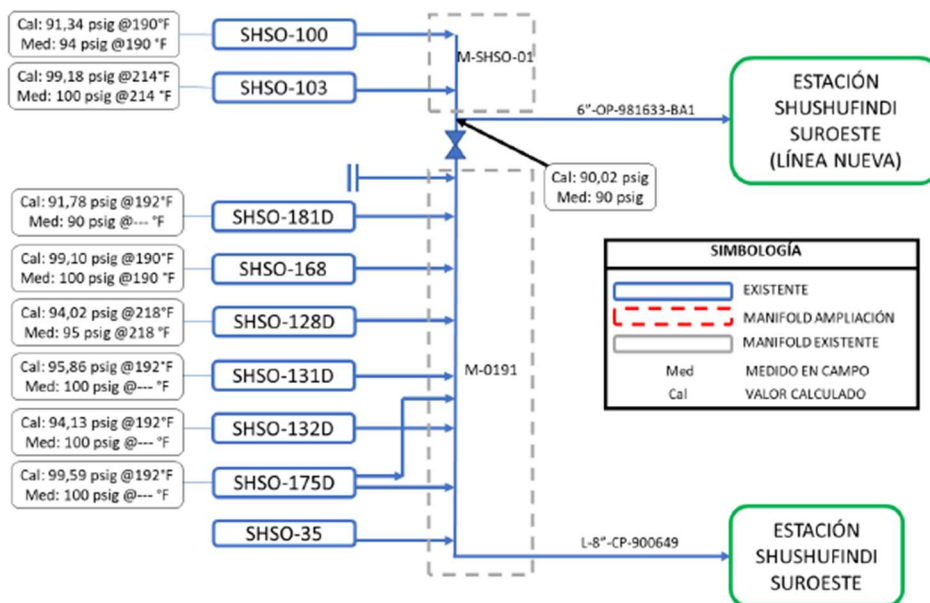
**Figura 26:** Tanque de almacenamiento de diésel – Bull tank.



Fuente: Facilidades SHSO, EP-Petroecuador-SSFD.

Se recalca que la implementación de nuevas facilidades está diseñada para operar con presiones de 100PSI a 192°F, estas facilidades son adecuadas para el nuevo ingreso de los pozos a perforar. Figura (27), Esquema de presiones y temperaturas de operación.

**Figura 27:** Esquema de pozos del SHSO, presiones y temperatura de operación a 100PSI.



Nota. Fuente: EP-Petroecuador-SSFD.

El costo del galón de diésel es de \$2.84, precio de venta y este solvente es comprado a PIN (Petroindustrial), teniendo disponibilidad inmediata por estar cerca de las instalaciones de SSFD.

**Figura 28:** Costo del galón de diésel en compras internas.

Carro de Compras							
Lín	Artículo	Descripción de Artículo	U/M	Cantidad	Valor Unit	Importe (USD)	Fabricante D
1	0000131885-1	COMBUSTIBLE DIESEL 2 PETROLERO - E&P	GAL	1	2.8396615246 USD	2.84	N/D
<b>Total</b>						<b>2.84</b>	

[Volver a Compras](#)

Nota. EL valor de USD 2,84 representa el costo de adquisición por galón de diésel. Fuente: Oracle.



## **CONCLUSIONES**

Se determina que la viscosidad cinemática compuesta a temperatura ambiental es de 2.837 (cP), sin embargo, al aplicar la inyección continua con diésel se tiene una disminución de viscosidad a 2.682 (cP) muestra recolectada en la descarga del manifold.

En función a las pruebas realizadas en laboratorio con los dos solventes (diésel y Jp1) se realizaron varias mezclas con los diluyentes a diferentes porcentajes, el crudo composte y el solvente; 90%-10%, 75%-25%, 50%-50%, 75%:25%. Y en función a ellos se determinó que la mejor proporción en porcentajes es de 90% crudo y 10% diésel, dando un resultado de viscosidad de 769 (cP). Siendo la mejor opción de dilución el diésel y por disponibilidad inmediata. Se determina una dosificación de 85 gls de diésel de inyección continua en las descargas del manifold, evidenciando que las presiones del sistema colector disminuyen de 240 PSI a 100 PSI estando dentro de los parámetros óptimos de nuestra operación, mejorando la movilidad del fluido hacia la estación de Procesos Shushufindi Sur Oeste.

En función a las simulaciones realizadas en el análisis nodal se ajustó a las condiciones normales de operación (100 PSI) donde se refleja las producciones actuales de los pozos, una vez aplicado la inyección continua de diésel al colector se comprueba con las evaluaciones realizadas a los pozos un incremento de producción de todo el well pad de 268 BPPD.

## **RECOMENDACIÓN**


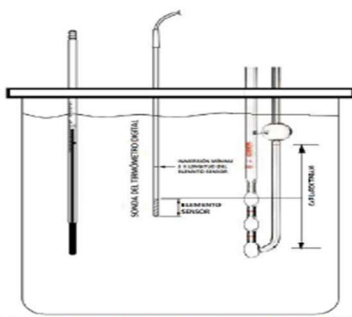
Realizar análisis de diluciones con otros tipos de solventes que se encuentren disponibles en el mercado para reducir los costos operativos, siendo una opción los condensados que salen del proceso de separación de los fluidos en la Estación de Procesos Sur Oeste.

## REFERENCIAS:

- BROWN, K. E. (1980). *Artificial lift Methods Kermit Brown*.
- Bueno Díaz, M. V. (2021). Las TIC como mediadoras didácticas en los procesos de enseñanza aprendizaje del área de matemáticas en la básica primaria de la Institución Educativa la Laguna del Municipio de los Santos.
- CORTÉS, L. (2017). *Técnicas Para Mejorar el Transporte de Crudos Pesados por Oleoductos*. 4.
- GATEU, P., & HENAUT, I. (2004). Heavy oil dilution. *Oil and Gas Science and Technology. Oil and Gas Science and Technology*, 59(5), 503–509.
- GUTIÉRREZ, C., & VENEGAS, J. (2020). *Nodal Analysis to decide the optimal point of operation between oil production and LPG production to maximize the energy resource of the Petroleum Production Station Aguarico*.
- JAMIESON, A. B., & SAS, F. (2011). *Plataformas de Petróleo y Gas para el Control de Producción*.
- MATOS, M., & GUTIERREZ, G. (2020). Formulación y estabilidad de emulsiones para encapsulación de biocompuestos. *Anales de Química*. [www.rseq.org](http://www.rseq.org), 116(2), 69-80 .
- PARIS DE FERRER, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- PERALTA SANCHEZ, A., & BLANCO SANCHEZ, J. (2018). Transporte de crudo pesados por oleoducto usando el método de dilución. *El Reventon Energético*, 15(2), 7-17.
- PETROECUADOR, E. (2021). *PROCEDIMIENTO: DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA*. SHUSHUFINDI.
- PETROECUADOR, E. (2024). *Cierre de producción SSFD*. Shushufindi.
- SLEZAK, M. (2015). Mathematical models for calculating the value of dynamic viscosity of a liquid. *Archives of Metallurgy and Materials*, 60(2A), 581-589.

# ANEXOS

## ASTM D445-24 Determinación de Viscosidad Cinemática.

<p><b>Viscosidad dinámica</b> es la relación existente entre el esfuerzo cortante y el gradiente de velocidad.  <b>Viscosidad cinemática:</b> es la relación existente entre la viscosidad dinámica y la densidad de un material a la misma temperatura y presión.  <b>Muestra de rutina:</b> material que se realiza a diario y de la que se desconoce su concentración  <b>SD:</b> Desviación estándar  <b>MC:</b> Muestra control  <b>ASTM:</b> American Society for Testing and Material  <b>TNC:</b> Trabajo No Conforme  <b>MSDS:</b> Material Safety Data Sheet, hoja de seguridad.</p> <p><b>5. PROCEDIMIENTO</b></p> <p><b>5.1 Verificación previa de materiales para la ejecución del ensayo</b></p> <p>Para la ejecución del ensayo de determinación de viscosidad se procederá con la verificación de la disponibilidad de los siguientes equipos, reactivos, insumos, patrones, materiales de referencia y condiciones ambientales, que se detallan a continuación:</p> <p><b>5.1.1 Equipos</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Capilares de viscosidad: Capilar para viscosidad de flujo reverso, cuyo diámetro (size) se elegirá de acuerdo al valor de viscosidad esperado (ver Tabla 1, Anexo 1). Los capilares para viscosidad usados deben tener el tamaño adecuado que permita que el tiempo mínimo de drenado sea de 200 segundos.</li> <li>Baño con control de temperatura: Baño cuya profundidad asegure que todo el tiempo del ensayo la muestra se encuentre bajo la superficie del líquido (agua o aceite térmico) al menos 20 mm. El equipo debe ser capaz de controlar la temperatura seleccionada en <math>\pm 0.02</math> °C (<math>\pm 0.04</math> °F) en el rango de temperatura comprendido entre 15 °C a 100 °C.</li> <li>Termómetro digital RTD: resolución mínima de 0.02 °F, la sonda del termómetro digital se sumerge al menos 100mm por debajo del nivel del líquido en el baño, pero no menos de 3 veces la longitud del elemento sensor.</li> <li>Cronómetro: resolución mínima 0.1 segundos.</li> </ol> <p><b>5.1.2 Reactivos e insumos</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Solvente de lavado de capilar, solvente completamente miscible con la muestra.</li> <li>Solución de limpieza: detergente alcalino, de baja formación de espuma.</li> <li>Solvente se secado: Acetona, Iso-propanol o n – propanol.</li> <li>Agua destilada</li> <li>Soporte para capilar que permita que, el capilar para viscosidad se mantenga suspendido verticalmente con una desviación máxima de 1° en todas las direcciones. Soporte tipo auto alineación (self-aligning). El capilar para viscosidad debe ser colocado en el baño con temperatura controlada en la misma posición que fue calibrado y como se indica en la figura en el certificado de calibración.</li> </ol>	<p><b>5.1.3 Patrones y materiales de referencia</b></p> <p>Estándares para viscosidad/ Material de referencia certificado MRC: que cubran el alcance de acreditación del método</p> <p><b>5.1.4 Verificación de las condiciones ambientales</b></p> <p>Las Condiciones Ambientales para la ejecución de un ensayo deberán ser: Temperatura entre (17 a 25) °C.      Registrar la temperatura ambiental en el formato CONTROL DE TEMPERATURA Y HUMEDAD EXP.04.FO.19.      En el caso de que no se cumpla los criterios establecidos de no realizar el ensayo.</p> <p><b>5.2 Preparación de la muestra</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Aplicar el procedimiento de Manipulación de Muestras EXP.04.PR.12.</li> <li>Homogenizar la muestra con varilla en forma circular durante un minuto.</li> <li>Para crudos de bajo API (&lt;18°API), precalentar la muestra en estufa a 80°F durante 30 minutos, en un erlenmeyer de 50 ml que esté cubierta con papel aluminio o papel de parafina.</li> <li>En caso de que se sospeche que la muestra contiene partículas sólidas cuya concentración impida que se cumpla con el criterio de determinación, centrifugar la muestra (sin solvente) a 1650 rpm – 1700 rpm por 10 min, luego trasvasar el cincuenta por ciento (50%) sobrenadante evitando transferir la fase inferior del centrifugado.</li> </ol> <p><b>5.3 Desarrollo del ensayo</b></p> <p><b>5.3.1.</b> Colocar el set de temperatura del baño de viscosidad a 80°F, monitorear la temperatura con el termómetro RTD, asegurando que la variación no exceda los <math>\pm 0.04</math>°F.</p> <p><b>Para la muestra</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Colocar un volumen de muestra suficiente para llenar el capilar para viscosidad en vaso de precipitación</li> <li>Llenar el capilar empleando una bomba de vacío, jeringa o propipeta (pera de succión).</li> <li>Invertir capilar para viscosidad y aplique succión por el brazo del tubo L.</li> <li>Sumergir el tubo N en la muestra y extraer la muestra hasta la marca G.</li> <li>Limpia el brazo del tubo N y colocar el capilar para viscosidad hasta su posición vertical y enseguida colocar el tapón para que no fluya la muestra.</li> <li>Colocar el capilar para viscosidad en el soporte y colocarlo en el baño de modo que: en ningún momento durante la medición del tiempo de fluencia, cualquier porción de la muestra en el viscosímetro esté a menos de 20 mm por debajo de la superficie del líquido del baño o menos de 20 mm por encima del fondo del baño. La superficie del líquido no debe estar a más de 45 mm de la parte superior de la tapa del baño. En el caso de que no se emplee un soporte de tipo auto alineación (self-aligning) alinear el capilar verticalmente</li> </ol>  <p style="text-align: right;">FIG. A</p>
<p>en el baño con la ayuda de una pequeña plomada empleando como referencia el tubo L.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Permitir que la muestra fluya a través del capilar R y llene aproximadamente la mitad del bulbo A, colocar un tapón en el tubo N (Colocar tapón en el tubo L para tubos más grandes)</li> <li><b>Profundidad de la sonda RTD:</b> se sumergirá por más de su profundidad de inmersión, de modo que el centro de la región de detección de la sonda esté al mismo nivel que la <i>mitad inferior</i> del capilar de trabajo R siempre que se alcance la profundidad de inmersión mínima de la sonda. El extremo de la vaina de la sonda no debe extenderse más allá de la parte inferior del viscosímetro. Es preferible que el centro del elemento sensor esté ubicado al mismo nivel que la mitad inferior del capilar de trabajo siempre que se cumplan los requisitos mínimos de inmersión como se observa en la figura 2.</li> </ol>  <p style="text-align: center;"><b>Fig. 2 Sonda para medición de temperatura en baño isotérmico</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Dejar 15 minutos dentro del baño de viscosidad con la finalidad que la temperatura del baño y la muestra estén en equilibrio a 80°F previo a la ejecución del ensayo, registrar la temperatura del baño T<sub>b</sub> en el formato EXP.04.FO.09 HOJA DE CÁLCULO VISCOSIDAD y/o EXP.04.FO.83. REGISTRO DE DATOS PRIMARIOS Asegúrese de que el menisco en el bulbo A no alcance la línea E</li> </ol> <p><b>5.3.2. Lecturas en el ensayo:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Encerar el cronómetro.</li> <li>Retirar el tapón y comenzar el ensayo</li> <li>Las lecturas del tiempo tomarlas con el cronómetro en segundos.</li> </ol>	<p>Se deberá reportar los resultados en el formato EXP.04.FO.09 HOJA DE CÁLCULO DE VISCOSIDAD; y, posteriormente en el Informe de Ensayo en el formato EXP.04.FO.43 INFORME DE ENSAYO.</p> <p><b>5.5 Aseguramiento de resultados</b></p> <p>Para el aseguramiento de resultados de los análisis reportados, se realizarán las siguientes actividades:</p> <p><b>5.5.1 Determinabilidad</b></p> <p>Diariamente se corre la muestra empleando los dos bulbos del capilar para viscosidad, la diferencia entre las dos determinaciones obtenidas por el mismo operador en el mismo laboratorio utilizando el mismo equipo que conducen a un resultado único no debe exceder el criterio de aceptación dado por:</p> $d = A \cdot x$ <p>Donde:</p> <p>d= determinabilidad del ensayo.      x = promedio de los valores a ser comparados (valores de los dos bulbos del capilar para viscosidad).      A= 0.01 para muestras de crudo      A= 0.0037 para estándares</p> <p>En el caso de no cumplir con el criterio establecido repetir el ensayo lavando y secando el capilar o cambiando de equipo.</p> <p>Si después de dos repeticiones consecutivas no se cumple con el criterio de determinabilidad establecido, se debe abrir y gestionar un Trabajo no Conforme.</p> <p><b>5.5.2. Repetibilidad.</b></p> <p>Una vez al mes realizar duplicado de muestras, la diferencia entre las dos determinaciones no debe exceder el criterio de aceptación dado por:</p> $r = 0.064 \cdot x$ <p>Donde:</p> <p>r= repetibilidad del ensayo.      x = promedio de los valores a ser comparados</p> <p><b>5.5.3. Reproducibilidad.</b></p> <p>Una vez al mes realizar ensayos de reproducibilidad, la diferencia entre las dos determinaciones no debe exceder el criterio de aceptación dado por:</p> $R = 0.0846 \cdot x$ <p>Donde:</p> <p>R= reproducibilidad del ensayo.</p>

<p>x = promedio de los valores a ser comparados.</p> <p>Los resultados obtenidos se registran en el formato EXP.04.FO.39 ESTUDIO DE REPETIBILIDAD Y REPRODUCIBILIDAD.</p> <p>Si los resultados están fuera de criterio de aceptación, se procederá con el levantamiento de un trabajo no conforme (TNC) y se informará al Director Técnico y/o Director de Calidad para adoptar las acciones correctivas necesarias, de acuerdo al procedimiento de ACCIONES CORRECTIVAS EXP.04.PR.23.</p> <p><b>5.5.4. Muestra control (MC).</b></p> <p>Rutinariamente el Técnico de Laboratorio realiza el ensayo del material de referencia interno (muestra control), de acuerdo a la frecuencia establecida Programa de Aseguramiento de Resultados. EXP.04.FO.38.</p> <p>La muestra control puede ser:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Estándar de viscosidad a temperatura de la prueba (80 °F).</li> <li>Muestra cruda caracterizada a temperatura de la prueba (80 °F)</li> </ol> <p>Si el resultado de la muestra control se encuentra dentro de las 2SD se deberá reportar el resultado.</p> <p>En caso que el resultado de la MC se encuentre entre 2SD a 3SD, reportar el resultado e identificar el nivel de riesgo y gestionarlo a través de la sistemática descrita en el procedimiento de Gestión de Riesgo y Oportunidades EXP.04.PR.21, realizar de forma inmediata la investigación con la finalidad de evitar un potencial problema.</p> <p>Cuando el resultado de la MC esté fuera de la 3SD, rechazar el resultado de las muestras ensayadas. Levantar un Trabajo no Conforme (Procedimiento EXP.04.PR.19).</p> <p><b>5.5.5 Prueba de Competencia (Proficiency Test, PT)</b></p> <p>La prueba de competencia se ejecuta al menos 1 vez al año. El PT es manipulado y analizado por el Director Técnico y/o Director de Calidad y el Responsable Técnico del Laboratorio al Director Técnico, quien reportará en la página web del organizador del ensayo de aptitud.</p> <p>El criterio de evaluación está dado por el Z score de la siguiente forma:  IZ score ≤ 2 Satisfactorio  IZ score entre 2 y 3 Dudoso  IZ score &gt; 3 Insatisfactorio</p> <p>Una vez que el organizador del ensayo de aptitud entrega el reporte final, éste es analizado por el Director Técnico y/o Director de Calidad y el Responsable Técnico del Laboratorio. Se gestionan las acciones correctivas, identificación de riesgos, trabajos no conformes necesarios de acuerdo a los procedimientos: ACCIONES CORRECTIVAS EXP.04.PR.23, GESTIÓN DE RIESGO Y OPORTUNIDADES EXP.04.PR.21 y TRABAJO NO CONFORME EXP.04.PR.19.</p>	<p><b>5.5.6 Ensayo Con Material De Referencia Certificado (MRC)</b></p> <p>Mensualmente correr un estándar de viscosidad a 25 °C Para verificar el funcionamiento del sistema completo.</p> <p>Comparar el resultado con el valor reportado en el certificado del material de referencia, reportar los resultados en el formato EXP.04.FO.88 VERIFICACION DEL SISTEMA Y CAPILARES DE VISCOSIDAD, en caso que el valor reportado no esté dentro del valor esperado gestionar un Trabajo no Conforme.</p> <p><b>5.5.7 Control Semestral</b></p> <p>Cada seis meses el técnico de laboratorio realizará la verificación de las constantes de los viscosímetros con material de referencia certificado el criterio de aceptación está dado por la zona de tolerancia (TZ) calculado como a continuación se detalla:</p> $SE = \frac{CEU_{ARV}}{k}$ <p>Donde:  SE= Error Estándar.  CEUARV = Incertidumbre combinada del material de referencia certificado (MRC).  K= Factor de cobertura.</p> $TZ = \pm 1,44 \sqrt{\sigma_{site}^2 + SE^2}$ <p>Donde:  TZ= Zona de tolerancia.  σ<sub>site</sub> = 0,19 %</p> <p>El valor de TZ obtenido, sumar al valor certificado del material de referencia.</p> <p>En caso de que el valor obtenido esté fuera de la zona de tolerancia recalcular la constante de cada bulbo.</p> <p>La verificación de la constante se registra en el formato EXP.04.FO.88 VERIFICACIÓN DEL SISTEMA Y CAPILARES DE VISCOSIDAD y puede realizarse antes de los seis meses en función de los resultados obtenidos en las actividades de aseguramiento de resultados.</p> <p><b>6 Factores de incertidumbre</b></p> <p>Para establecer los criterios para identificar y cuantificar los factores que aportan a la incertidumbre aplicar el procedimiento de Estimación de la Incertidumbre EXP.04.PR.14.</p> <p>Los factores que contribuyen a la incertidumbre del método son:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Viscosímetro: Incertidumbre del viscosímetro.</li> <li>Cronómetro: Incertidumbre del certificado de calibración, deriva</li> </ol>
5	6

## ASTM D1298 Determinación de API

<p><b>1 GLOSARIO DE TÉRMINOS Y ABREVIATURAS</b></p> <p><b>API seco:</b> valor de la Gravedad API en base seca, sin considerar el contenido de agua y sedimentos que contiene la muestra de petróleo y sus derivados.</p> <p><b>American Society for Testing and Material International (ASTM):</b> organización de normas internacionales que desarrolla y publica acuerdos voluntarios de normas técnicas para una amplia gama de materiales, productos, sistemas y servicios.</p> <p><b>Desviación estándar (SD):</b> medida de dispersión para variables de razón (variables cuantitativas o cantidades racionales) y de intervalo.</p> <p><b>Densidad relativa (gravedad específica):</b> relación entre la masa de un volumen dado de un líquido a una temperatura específica y la masa de igual volumen de agua a la misma o diferente temperatura. Las dos temperaturas de referencia deben ser explícitamente declaradas, en el caso de que no se exprese se asume 1 atm de presión y 4°C de temperatura.</p> <p><b>Gravedad API:</b> función especial de la densidad relativa (gravedad específica) 60/60 °F, representada por:</p> $API^* = \left[ \frac{141,5}{(densidad\ relativa\ \frac{60}{60} + F)} \right] - 131,5$ <p>JP-1: Jet fuel, Combustible, mezcla de kerosene con nafta o gasolina.</p> <p><b>Material de referencia interno MRI (muestra control):</b> sustancia o muestra de valor conocido, material suficientemente homogéneo y estable con respecto a propiedades especificadas.</p> <p><b>Material de Referencia certificado (MRC):</b> material de Referencia que se caracteriza por un procedimiento metrológicamente válido para una o más propiedades especificadas, acompañado de un certificado que proporciona el valor de la propiedad especificada, su incertidumbre asociada y una declaración de la trazabilidad metrológica.</p> <p><b>Muestra de rutina:</b> muestra que se realiza a diario y de la que se desconoce su concentración.</p> <p><b>Trabajo No Conforme (TNC):</b> incumplimiento a requisitos internos o del cliente.</p>	<p><b>Reactivos e insumos:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>JP-1 (para el lavado del material de vidrio).</li> <li>Jabón neutro</li> <li>Software API VCF calculation applet. Instalar el software en el computador del laboratorio, que se tenga fácil acceso para ingreso de datos y obtención del resultado final.</li> <li>Agitador de vidrio, con una longitud de aproximadamente de 400mm.</li> <li>Papel filtro.</li> <li>Probeta de vidrio o plástico transparente, diámetro interior de al menos 25 mm mayor al diámetro externo del hidrómetro y de altura tal que el hidrómetro flote libremente en la muestra con una distancia de al menos 25 mm desde la base del hidrómetro y el fondo de la probeta (ver figura 1).</li> <li>Las probetas construidas con materiales plásticos deben ser resistentes a la decoloración o al ataque de muestras de petróleo crudo y no deben afectar al material bajo prueba. Estas no se deben opacar bajo exposición prolongada a la luz solar.</li> </ul> <p><b>Patrones y Material de Referencia:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Muestra de referencia de crudo de petróleo</li> </ul> <p><b>4 REGLAS DEL PROCEDIMIENTO</b></p> <p><b>4.1 Reglas generales</b></p> <p>4.1.1 Las Condiciones Ambientales para la ejecución de un ensayo deberán ser:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Temperatura ambiental de laboratorio entre (17 a 25) °C.</li> <li>Humedad relativa entre (30 a 85) %.</li> </ol> <p>4.1.2 Registrar la temperatura ambiental y la humedad relativa en el formato EXP.04.FO.19 Control de Temperatura y Humedad.</p> <p>4.1.3 La muestra de rutina debe ser acondicionada siguiendo los lineamientos del procedimiento EXP.04.PR.12 Manipulación de Muestras.</p> <p>4.1.4 Para establecer los criterios para identificar y cuantificar los factores que aportan a la incertidumbre, aplicar el procedimiento EXP.04.PR.14 Estimación de la Incertidumbre.</p> <p>4.1.5 Los factores que contribuyen a la incertidumbre han sido cuantificados en el formato EXP.04.FO.36 Identificación Factores de Incertidumbre y son los siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Hidrómetro: Incertidumbre del instrumento, división de escala.</li> <li>Termómetro: Incertidumbre del instrumento, resolución</li> <li>Repetibilidad y Reproducibilidad del Técnico del laboratorio.</li> </ol>
1	2

- 4.1.6 Realizar la lectura de grados °API en el punto en que la superficie de la muestra coincide con la escala del hidrómetro, observando que el menisco esté sobre la línea de la escala, no entre líneas, (ver figura N°1).

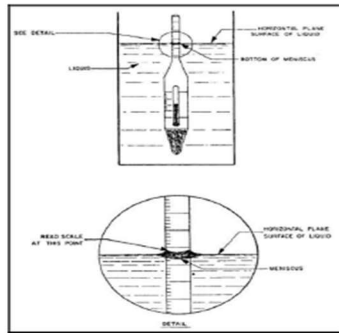


Figura 1. Lectura de grados °API

- 4.1.7 Establecer los cálculos para determinar la gravedad API en crudo:

**API observado:**

L0: Lectura observada del hidrómetro  
 L1: Lectura menos corrección para líquidos oscuros  
 L2: Lectura menos corrección para líquidos oscuros más/menos corrección del certificado de calibración del hidrómetro.  
 Fc: Factor de corrección del certificado de calibración del hidrómetro.  
 $L1 = L0 - 0.1 \cdot \text{API}$  (líquidos oscuros)  
 $L2 = L1 - Fc$

Datos:  
 L0: 26.4°API  
 Factor de corrección menisco: -0.1°API

$L1 = 26.4 - 0.1 = 26.3 \text{ API}$

Ej1:  $Fc = +0.03 \text{ API}$   
 $L2 = 26.3 + 0.03 = 26.33$   
 Aplicando las normas del redondeo

API observado a reportar (L2): 26.3°API.

Ej2  $Fc = -0.03 \text{ API}$   
 $L2 = 26.3 - 0.03 = 26.27$   
 Aplicando las normas del redondeo  
 API observado a reportar (L2): 26.3°API.

Ej3  $Fc = -0.07 \text{ API}$   
 $L2 = 26.3 - 0.07 = 26.23$   
 Aplicando las normas del redondeo  
 API observado a reportar (L2): 26.2°API.

**API 60°F: OPCIÓN A:**

- 4.1.8 Ingresar en el formato EXP.04.FO.66 Hoja de Cálculo de Corrección Gravedad API: la lectura de °API observado (L2), aproximado a 0.1°API, la Temperatura promedio corregida (Tmc) °F, aproximada a un decimal y como consta registrada en el formato EXP.04.FO.64 hoja de cálculo de API
- 4.1.9 Reportar el resultado de gravedad API@ 60°F de acuerdo a lo obtenido en el formato EXP.04.FO.66 Hoja de Cálculo de Corrección Gravedad API.

CALCULO DE GRAVEDAD API CORREGIDA DE ACUERDO A LAS CONDICIONES OBSERVADAS		UNIDAD	GRABAR
Temperatura Observada °F	73.0	API	SI
Gravedad Observada	26.3	API	SI
CALCULAR			
<b>RESULTADOS</b>			
Gravedad API corregida (60°F)	26.3		

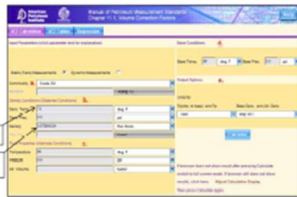
**API 60°F: OPCIÓN B:**

- 4.1.10 En la hoja de cálculo para "Corrección de la Densidad Relativa incluyendo el factor de expansión del vidrio del hidrómetro", EXP.04.FO.65, ingresar la lectura de °API observado (L2), aproximado a 0.1°API, y la Temperatura promedio corregida (Tmc) °F, respetando las normas del redondeo y aproximado a un decimal. Escoger la base de la temperatura (Tb) (60 °F).
- 4.1.11 Calcular el Coeficiente de Expansión térmica del vidrio del hidrómetro (HYC) y la Densidad Relativa corregida con el coeficiente de expansión térmica del vidrio del hidrómetro (R.D.) en el formato EXP.04.FO.65 Corrección Densidad Relativa

3

4

- 4.1.12 Ingresar en el Software API VCF Calculation Applet el valor obtenido de R.D. con todos sus decimales y de la temperatura promedio corregida (Tmc) observada en °F, aproximada a un decimal y como consta registrada en la EXP.04.FO.64 hoja de cálculo y presionar en el software el icono "Calculate"



- 4.1.13 En el software VCF verificar que esté configurado:

- En producto (Commodity): Crude Oil.
- En condiciones de la densidad: deg F; 0 psi; Rel. Dens.
- En propiedades del Fluido: 60 deg F, 0 psi y Volumen en barriles.
- En condiciones base: 60 deg. F y 0 psi.
- En opciones de salida: 1/psi y deg. API.

- 4.1.14 Reportar el resultado de acuerdo a lo obtenido en el cálculo

Input Data	Results
Base Temp: 60.0000 deg F	API@ 60°F: 26.3000
Base Pres: 0.0000 psi	API@ 15°C: 26.3000
Commodity: Crude Oil	API@ 60°F: 26.3000
Densidad Relativa: 0.850000	API@ 60°F: 26.3000
Temp. Promedio Corregida: 73.0000 deg F	API@ 60°F: 26.3000
Densidad: 0.850000	API@ 60°F: 26.3000
Temperatura: 73.0000 deg F	API@ 60°F: 26.3000
Presión: 0.0000 psi	API@ 60°F: 26.3000

- 4.1.15 Reportar el valor de API@ 60°F, redondeado a un decimal, así:

Ej1: 31.9556 °API, resultado final 32.0°API  
 Ej2: 31.62°API, resultado final 31.9°API

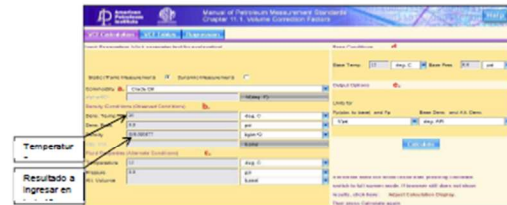
**API y densidad a 15°C**

Para pruebas de competencia y/o cuando se requiera el dato de API a 15°C proceder como sigue:

- 4.1.16 En la hoja de cálculo para "Corrección de la Densidad Relativa incluyendo el factor de expansión del vidrio del hidrómetro", EXP.04.FO.65, ingresar la lectura de °API observado (L2), aproximado a 0.1°API, la Temperatura promedio corregida (Tmc) °C, y escoger la base de la temperatura (Tb) (15 °C).
- 4.1.17 Ingresar en el Software API VCF Calculation Applet el valor obtenido de Densidad HYC con todos sus decimales, la temperatura promedio corregida (Tmc) observada en °C, y aproximada a un decimal.
- 4.1.18 En el software VCF verificar que esté configurado:

- En producto (Commodity): Crude Oil.
- En condiciones de la densidad: deg. C; 0 psi; kg/m³.
- En propiedades del Fluido: 15 deg. C; 0 psi y Volumen en barriles.
- En condiciones base: 15 deg. C y 0 psi.
- En opciones de salida: 1/psi y deg. API, Rel. Dens. o kg/m³, según sea el caso.

- 4.1.19 Considerando las unidades en 1/psi y deg API se obtiene el valor de API@ 15°C. Para la expresión de la densidad, ajustar las unidades en 1/psi y kg/m³, y realizar la transformación a Kg/L en caso así requerirlo.
- 4.1.20 Presionar en el software el icono "Calculate".



- 4.1.21 Para el cálculo de API seco tomamos como datos:

- BS&W: % agua en crudo por destilación (Procedimiento EXP.04.PR.29) + % sedimentos en crudo por extracción (Procedimiento EXP.04.PR.30). Ambos valores en % V/V
- API @ 60°F.

Calcular el valor de API seco con la siguiente ecuación:

(Ecuación 1) API seco:

$$API \text{ Seco} = \frac{(14150 - (141.5 \cdot BS\&W)) \cdot (131.5 + API@60°F)}{14150 - (BS\&W \cdot (131.5 + API@60°F))} - 131.5$$

5

6

## ABREVIATURAS

OCP: Oleoducto de Crudos Pesados.

PIN: Petroindustrial.

API: American Petroleum Institute.

ACT: Automatic Custody Transfer (Custodia Automática de Transferencia).

BSW: Base Sedimento Agua %.

SRF: Shushufindi Facilidades de Rebombeo.

SOP: Estación de Procesos Shushufindi Sur Oeste.

SHSO: Shushufindi "O".

BES: Bomba Electro Sumergible.

PIP: Pump Intake Pressure (Presión Entrada a la Bomba).

PDP: Pump Discharge Pressure (Presión de Descarga de la Bomba).

SSFD: Shushufindi.

SCP: Estación de Procesos Shushufindi Central.

VX: Medidor Multifásico Spectra.

cP: CentiPoise.

cSt: CentiStokes.

ml: Mili litro.

PSI: Libras por pulgada cuadrada.

Bls: Barriles.

BFPD: Barriles Fluidos Por Día.

BPPD: Barriles Producidos Por Día.

BAPD: Barriles Agua Por Día.

MSCF/D: Mil pies cúbicos estándar por día.

ERV: Relación de Velocidad de Erosión.

ASTM: Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales.