

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: Impacto de la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente en la línea de flujo
de un crudo API 17° con elevada viscosidad en un mono pozo**

Autores: Anthony Javier Dávila Portilla;

Wilmer Manuel Rojas Ochoa

Director: M.Sc. Christopher Jonathan Mayorga Zambrano

Quito, septiembre del 2024

Sangolquí - Ecuador

Autor:



Dávila Portilla Anthony Javier

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

Matriz: Sangolquí - Ecuador

Correo electrónico: Anthony.davila@ister.edu.ec

Autor:



Rojas Ochoa Wilmer Manuel

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

Matriz: Sangolquí - Ecuador

Correo electrónico: Wilmer.rojas@ister.edu.ec

Dirigido por:



Mayorga Zambrano Christopher Jonathan

Título: Magíster en Petróleos con Mención en Recobro por
Inyección de Agua y Gas

Matriz: Sangolquí - Ecuador

Correo electrónico: 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

Dávila Portilla Anthony Javier y

Rojas Ochoa Wilmer Manuel

APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO TITULACIÓN

Sangolquí, 16 de septiembre del 2024

M.Sc. 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: Impacto de la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente en la línea de flujo de un crudo API 17° con elevada viscosidad en un mono pozo, realizado por Anthony Javier Dávila Portilla y Wilmer Manuel Rojas Ochoa, 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,

M.Sc. Christopher Jonathan Mayorga Zambrano
Director del Trabajo de Titulación
C.I.: 1311871717
Correo electrónico: 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, Anthony Javier Dávila Portilla, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado "Impacto de la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente en la línea de flujo de un crudo API 17° con elevada viscosidad en un mono pozo", de la Maestría Tecnológica en extracción, 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,

Anthony Javier Dávila Portilla
CI: 1721638391

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, Wilmer Manuel Rojas Ochoa, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado "Impacto de la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente en la línea de flujo de un crudo API 17° con elevada viscosidad en un mono pozo", de la Maestría Tecnológica en extracción, 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,

Wilmer Manuel Rojas Ochoa
CI: 1708851165

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

MAESTRÍA TECNOLÓGICA: En extracción, levantamiento y tratamiento de crudos pesados

AUTOR /ES:

Anthony Javier Dávila Portilla
Wilmer Manuel Rojas Ochoa

TUTOR:

Christopher Jonathan Mayorga Zambrano

CONTACTO ESTUDIANTE:

Anthony 0983850620
Wilmer 0994306598

CORREO ELECTRÓNICO:

Anthony.davila@ister.edu.ec
Wilmer.rojas@ister.edu.ec

TEMA:

Impacto de la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente en la línea de flujo de un crudo API 17° con elevada viscosidad en un mono pozo

RESUMEN:

Este proyecto se enfoca en la optimización de la producción de un crudo de 17° API con alta viscosidad extraído de un mono pozo en la arenisca UI. El principal desafío era la precipitación de asfaltenos, que causaba obstrucciones en la línea de flujo y aumentaba las presiones, provocando paradas no programadas del bombeo electrosumergible (BES). Para mitigar aquello, se implementó la inyección continua de una mezcla de inhibidor de asfaltenos y solvente (JP1) a 10 galones por día. Los resultados muestran una reducción significativa de la presión en el pozo, estabilizando las variables operativas y disminuyendo la frecuencia de apagados. Además, la producción aumentó un 21.5%, de 251 BPPD a 305 BPPD. El tratamiento propuesto mejora la movilidad de los fluidos y optimiza la operación, ofreciendo una solución replicable en otros pozos similares.

PALABRAS CLAVE:

Crudo API 17°, elevada viscosidad, inhibidor de asfaltenos, solvente, movilidad de fluidos, obstrucciones.

ABSTRACT:

This project focuses on optimizing the production of a 17° API crude with high viscosity extracted from a single well in the UI sandstone. The main challenge was asphaltene precipitation, which caused blockages in the flowline, increasing pressures and triggering unscheduled shutdowns of the electrical submersible pump (ESP). To mitigate this, a continuous injection of an asphaltene inhibitor and solvent mixture (JP1) at a rate of 10 gallons per day was implemented. The results showed a significant reduction in wellhead pressure, stabilizing operational variables and decreasing the frequency of shutdowns. Additionally, production increased by 21.5%, from 251 BPPD to 305 BPPD. The proposed treatment improves fluid mobility and optimizes operation, providing a replicable solution for similar wells.

PALABRAS CLAVE:

17° API crude, high viscosity, asphaltene inhibitor, solvent, fluid mobility, blockages.

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: “Impacto de la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente en la línea de flujo de un crudo API 17° con elevada viscosidad en un mono pozo” de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: Anthony Javier Dávila Portilla, con documento de identificación No 1721638391, estudiante de la Maestría Tecnológica en extracción, 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,

Anthony Javier Dávila Portilla
CI: 1721638391

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: “Impacto de la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente en la línea de flujo de un crudo API 17° con elevada viscosidad en un mono pozo” de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: Wilmer Manuel Rojas Ochoa, con documento de identificación No 1708851165, estudiante de la Maestría Tecnológica en extracción, 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,

Wilmer Manuel Rojas Ochoa
CI: 1708851165

Dedicatoria:

A Dios, por darme la fortaleza y sabiduría para enfrentar los desafíos de este camino.

A mis padres, por su amor incondicional, su apoyo constante y sus buenos consejos, que me han permitido llegar hasta aquí, gracias por enseñarme la importancia del esfuerzo y la perseverancia.

A mi hija Antonella, quien es mi mayor inspiración para seguir adelante cada día, que este logro sea un reflejo del amor y compromiso que siento por ti, y una prueba de que con dedicación todo es posible.

A mi prometida Johanna, por estar a mi lado en los momentos más difíciles, por su paciencia, comprensión y por creer siempre en mí, tu apoyo ha sido fundamental para alcanzar este objetivo.

A mis profesores, colegas y amigos, que con su compañía y enseñanzas han contribuido a mi formación personal y profesional.

Finalmente, dedico este trabajo a todos aquellos que me han acompañado en este viaje, directa o indirectamente, cada palabra escrita y cada esfuerzo invertido es parte de ustedes.

Atentamente,

Anthony Dávila

Agradecimiento:

A lo largo de este proyecto, he contado con el apoyo, la orientación y la compañía de algunas personas, a quienes quiero expresar mi más profundo agradecimiento.

En primer lugar, agradezco a Dios, por haberme dado la salud, fortaleza y determinación para superar cada obstáculo que se presentó en este camino.

A mis padres, por su amor incondicional y su ejemplo de trabajo duro y dedicación, sus enseñanzas me han guiado siempre, y este logro es también fruto de todo lo que me han dado a lo largo de mi vida.

A mi hija Antonella, cuyo amor y dulzura han sido mi mayor motivación, este esfuerzo es para ti, como muestra de que todo es posible cuando se lucha con el corazón.

A mi prometida Johanna, por su paciencia, comprensión y apoyo constante, gracias por estar a mi lado en cada paso de este proceso, compartiendo, tanto los momentos de dificultad como los de alegría.

Quiero agradecer también a mis profesores y tutor del presente proyecto, M.Sc. Christopher Mayorga, por su invaluable orientación y por compartir sus conocimientos conmigo, su apoyo ha sido fundamental para llevar este proyecto a buen puerto.

Por último, agradezco a todas las personas que, de una u otra manera, han contribuido a mi formación y a la culminación de este proyecto, cada palabra de aliento, cada enseñanza y cada gesto de apoyo han sido un pilar en este logro que hoy celebro con gratitud.

Atentamente,

Anthony Dávila

Dedicatoria:

Dedico este trabajo a mi amada esposa Patricia, quien ha sido mi compañera incondicional en cada paso de este camino, gracias por tu amor, tu paciencia y por creer siempre en mí, incluso en los momentos más difíciles, este logro es tan tuyo como mío.

A mis hijas Danna y Ashley, quienes son mi mayor inspiración y mi motor en la vida, que este proyecto sea una muestra de que con esfuerzo y dedicación todo es posible, mi amor por ustedes es lo que me impulsa a seguir adelante y a querer ser mejor cada día.

A mis seres queridos y amigos, quienes me han acompañado en este camino con su cariño y amistad, su apoyo ha sido invaluable para mantenerme motivado y enfocado.

Y finalmente, dedico este proyecto a todos aquellos que trabajan en la industria del petróleo, enfrentando desafíos diarios para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de la producción de hidrocarburos, este trabajo es un pequeño aporte a su incansable labor.

Atentamente,

Wilmer Rojas

Agradecimiento:

Quisiera expresar mi más profundo agradecimiento a todas las personas y entidades que hicieron posible la realización de este proyecto. En primer lugar, agradezco a mi asesor de proyecto, M.Sc. Christopher Mayorga, por su invaluable guía, paciencia y apoyo constante durante todo el proceso de investigación, su experiencia y conocimientos fueron fundamentales para el desarrollo y éxito de este trabajo.

Agradezco también al Instituto Tecnológico Universitario “Rumiñahui” por proporcionarme los recursos necesarios y el entorno adecuado para llevar a cabo esta investigación.

Extiendo mi gratitud a mis colegas y compañeros de estudio, quienes con sus opiniones y sugerencias contribuyeron significativamente a la mejora de este proyecto.

A mis padres y familia, gracias por su amor incondicional, comprensión y apoyo en todo momento. Su confianza en mí ha sido una fuente constante de motivación y fortaleza.

Finalmente, agradezco a las empresas y profesionales del sector que colaboraron en la fase experimental, proporcionando los materiales y el equipo necesario para las pruebas. Su colaboración fue esencial para la implementación y validación del tratamiento químico propuesto.

Este logro es resultado del esfuerzo conjunto de todos ustedes, gracias por creer en mí y en la importancia de este trabajo para la industria de la producción de crudo pesado.

Atentamente,

Wilmer Rojas

Índice general

1	<i>Resúmen</i>	1
2	<i>Abstract</i>	2
3	<i>Introducción</i>	3
3.1	Planteamiento del problema	4
3.2	Problema científico	7
3.3	Preguntas científicas o directrices	8
3.4	Objetivo	9
3.5	Objetivos específicos	9
3.6	Justificación	10
3.7	Variables	10
3.7.1	Variable independiente	10
3.7.2	Variable dependiente	11
3.7.3	Variables intervinientes	11
3.8	Idea a defender y/o hipótesis	11
4	<i>CAPITULO I: Marco teórico</i>	12
4.1	Asfaltenos y su comportamiento en crudos pesados	12
4.1.1	Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos.....	12
4.1.2	Impacto operativo de los depósitos de asfaltenos	13
4.2	Caracterización de crudos pesados	13
4.2.1	Clasificación de crudos por gravedad API	14

4.2.1	Viscosidad del crudo y su relación con la movilidad de los fluidos.....	15
4.2.2	El método SARA	16
4.3	Normas para caracterización de crudos	20
4.3.1	Normas ASTM y API en la caracterización de crudos.....	20
4.4	Técnicas de tratamiento de asfaltenos	21
4.4.1	Tratamientos químicos para control de asfaltenos.....	21
4.4.2	Uso de solventes en la producción de crudos pesados.....	22
4.4.3	Mezclas químicas y dosificación	23
4.4.4	Importancia de la selección y optimización de tratamientos químicos.....	26
4.5	Sistema de levantamiento artificial	26
4.5.1	Bomba electrosumergible (BES)	26
4.5.2	Componentes de la bomba electrosumergible	27
4.5.3	Impacto de la presión en el funcionamiento de la bes	29
4.5.4	Impacto por variaciones de corriente en el motor del equipo BES	29
4.6	Ducto de producción.....	30
4.6.1	Norma ANSI 300 Schedule 80.....	30
4.7	Tecnologías para monitoreo en tiempo real	31
5	<i>CAPITULO II: Metodología</i>	33
5.1	Diseño de la investigación.....	33
5.2	Metodología experimental.....	33
5.2.1	Caracterización del fluido	33
5.2.2	Proceso de inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente	36
5.3	Monitoreo y control de variables operativas	36

5.4	Procedimiento experimental.....	37
5.4.1	Fase de pre-implementación.....	37
5.4.2	Fase de implementación	37
5.4.3	Fase de evaluación	37
5.5	Análisis de datos.....	38
6	<i>CAPITULO III: Desarrollo.....</i>	39
6.1	Análisis de componentes orgánicos.....	39
6.1.1	Resultados del análisis SARA	39
6.1.2	Interpretación del resultado del análisis SARA	40
6.1.3	Factor causante que contribuye a la precipitación de asfaltenos en el mono pozo... 42	
6.2	Pruebas de compatibilidad y solubilidad entre el tratamiento químico y el fluido a tratar	42
6.3	Pruebas y proceso operativo de la inyección de inhibidor de asfaltenos y JP1 a la línea de flujo	44
6.4	Impacto en la producción y variables del equipo BES	46
6.5	Análisis termográfico del manifold de producción de la estación.....	47
7	<i>Conclusiones.....</i>	49
8	<i>Recomendaciones</i>	51
9	<i>Bibliografía.....</i>	52
10	<i>Abreviaturas.....</i>	54
11	<i>Anexos.....</i>	55

Índice de figuras

Figura 1.	<i>Tendencias de las variables de fondo del equipo BES.....</i>	<i>5</i>
Figura 2.	<i>Análisis del grado API del crudo del mono pozo</i>	<i>6</i>
Figura 3.	<i>Equipo de bombeo electrosumergible</i>	<i>28</i>
Figura 4.	<i>Sistema remoto de monitoreo y control de un pozo petrolero</i>	<i>32</i>
Figura 5.	<i>Gráfico de pastel análisis SARA.....</i>	<i>41</i>
Figura 6.	<i>Muestra de prueba de compatibilidad</i>	<i>43</i>
Figura 7.	<i>Tendencias de las variables del equipo BES post inyección de inhibidor de asfaltenos y JP1</i>	<i>46</i>
Figura 8.	<i>Fotografía termográfica del manifold de producción en estación de procesos</i>	<i>47</i>

Índice de tablas

Tabla 1.	<i>Análisis de la viscosidad dinámica del crudo del mono pozo</i>	<i>6</i>
Tabla 2.	<i>Clasificación de Crudos</i>	<i>14</i>
Tabla 3.	<i>Criterios de inestabilidad.....</i>	<i>19</i>
Tabla 4.	<i>Presión máxima admisible en tubería de acero al carbono ANSI 300 Schedule 80</i>	<i>31</i>
Tabla 5.	<i>Resultados análisis SARA.....</i>	<i>40</i>
Tabla 6.	<i>Concentración del tratamiento químico</i>	<i>45</i>

Tabla 7. Seguimiento de prueba y variables del pozo49

Índice de anexos

Anexo 1. Norma ASTM D445 para cálculo de viscosidad dinámica55

Anexo 2. Norma IP143 para determinación de asfaltenos en crudo62

Anexo 3. Resultados del análisis SARA del pozo67

Anexo 4. Registro de pruebas de pozo.....70

1 RESÚMEN

Este proyecto se centra en el impacto de la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente en la línea de flujo de un crudo de 17° API con elevada viscosidad extraído de un mono pozo en la arenisca UI. La principal problemática radicaba en la precipitación de asfaltenos, que ocasionaba obstrucciones en la línea de flujo, incrementando las presiones en el pozo y forzando paradas no programadas de la bomba electrosumergible. Para mitigar este problema, se implementó la inyección continua de una mezcla de inhibidor de asfaltenos y solvente (JP1), ajustada a una dosificación de 10 galones por día en una dilución de 3 partes de inhibidor de asfaltenos y 1 parte de JP1 tras pruebas experimentales. Los resultados demostraron una reducción significativa de las presiones en cabeza y de la BES, estabilizando las variaciones de corriente de motor de la BES y reduciendo la frecuencia de apagados. Asimismo, se observó un incremento del 21.5% en la producción de crudo, pasando de 251 BPPD a 305 BPPD. Estos resultados demuestran que el tratamiento químico propuesto no solo mejora la movilidad de los fluidos, sino que también optimiza la eficiencia operativa y la continuidad de la producción. El presente trabajo ofrece una solución técnica aplicable a otros pozos con características similares, y destaca la importancia del monitoreo constante y el ajuste de las dosificaciones químicas en la producción de crudos pesados. Este proyecto destaca la importancia de los ajustes continuos en las concentraciones químicas para optimizar la producción de crudos pesados y asegura la viabilidad de su operación a largo plazo.

Palabras clave: Crudo API 17°, elevada viscosidad, antiasfalténico, solvente, movilidad de fluidos, obstrucciones.

2 ABSTRACT

This project focuses on the impact of injecting asphaltene inhibitor and solvent into the flowline of a 17° API crude oil with high viscosity extracted from a single well in the UI sandstone. The main issue was asphaltene precipitation, which caused blockages in the flowline, increasing well pressures and forcing unscheduled shutdowns of the electric submersible pump (ESP). To mitigate this problem, a continuous injection of an asphaltene inhibitor and solvent mixture (JP1) was implemented, adjusted to a dosage of 10 gallons per day in a 3:1 ratio of asphaltene inhibitor to JP1 after experimental trials. The results showed a significant reduction in wellhead and ESP pressures, stabilizing motor current variations and reducing the shutdown frequency. Additionally, oil production increased by 21.5%, from 251 BPPD to 305 BPPD. These results demonstrate that the proposed chemical treatment not only improves fluid mobility but also optimizes operational efficiency and production continuity. This work offers a technical solution applicable to other wells with similar characteristics and highlights the importance of continuous monitoring and adjustment of chemical dosages in heavy crude oil production. This project underscores the importance of ongoing adjustments in chemical concentrations to optimize heavy crude production and ensure the long-term viability of operations.

Keywords: 17° API crude, high viscosity, asphaltene inhibitor, solvent, fluid mobility, blockages.

3 INTRODUCCIÓN

La producción de crudos con alta viscosidad, como el crudo de 17° API extraído del mono pozo de la arenisca UI, el crudo es levantado y transportado desde el fondo del pozo hasta la estación de procesos, situada a 2 km del cabezal, mediante un sistema de levantamiento artificial impulsado por un equipo de bombeo electrosumergible (BES), en donde, este mono pozo opera con equipos de superficie que incluyen un variador de frecuencia que alimenta a la bomba electrosumergible (BES), bombas de inyección de químicos y un cabezal de producción que conecta directamente la línea de flujo de 4” de diámetro con la estación de procesos, sin la presencia de un Well Pad tradicional con un manifold de producción y facilidades adicionales que se pueda disponer, sin embargo, los desafíos surgen principalmente de la composición del crudo y su tendencia a la formación de asfaltenos, los cuales presentan desafíos operativos significativos.

El crudo producido por este mono pozo confirmado por una análisis SARA, tiende a formar depósitos de asfaltenos a lo largo de la tubería de producción debido a su composición, estos depósitos no solo incrementan la presión en cabeza del pozo y de la bomba electrosumergible (BES), sino que también causan obstrucciones recurrentes, lo que lleva a frecuentes apagados del pozo e inestabilidad en el consumo de corriente del motor de la BES. Estas interrupciones no planificadas incluyen pérdidas en la producción debido a la necesidad de intervenciones de mantenimiento como bacheos con solventes a la línea de producción con una frecuencia de cada 14 días aproximadamente, resultando como una solución para alivianar la presión en la línea de flujo.

En este contexto, el presente proyecto tiene como objetivo evaluar el impacto de la inyección de una mezcla de inhibidor de asfaltenos y JP1 en la línea de flujo de este crudo

de alta viscosidad. A través de pruebas experimentales, se estableció una concentración óptima de 10 galones por día con una proporción de 3 partes de inhibidor de asfaltenos y 1 de JP1 a una concentración de 714 ppm, que ha demostrado ser efectiva en la estabilización de las variables operativas y en la reducción de la frecuencia de apagados.

Los resultados obtenidos muestran una reducción significativa en las presiones de cabeza, por consecuente de la BES y la estabilización de la corriente de motor, además de un incremento del 21.5% en la producción de crudo, lo que sugiere que el tratamiento químico propuesto es una solución viable para mitigar los efectos negativos de la precipitación de asfaltenos. Este estudio no solo proporciona una estrategia efectiva para el tratamiento de crudos pesados, sino que también plantea una metodología aplicable a otros pozos que presenten características similares, destacando la importancia de un monitoreo continuo y ajustes en la dosificación de químicos para garantizar la operatividad y la eficiencia a largo plazo.

3.1 Planteamiento del problema

A medida que el pozo opera, se observa un aumento progresivo en la presión en cabeza, que pasa de los 160 psi, presión normal de operación, hasta alcanzar los 700 psi. Este incremento gradual en la presión también se refleja en la presión de descarga de la bomba electrosumergible (BES), que por la hidrostática del pozo, la presión de descarga de la BES llega a los 5000 psi, por lo tanto, puede afectar a elementos sensibles de la BES, como el sensor de fondo, así como también, se genera sobre esfuerzo o sobrecalentamientos en el motor de la BES por el insuficiente paso de fluido, el variable speed drive (VSD) que controla el equipo BES, activa una protección para apagarlo automáticamente al alcanzar este umbral de presión para evitar o parar los problemas mencionados. Adicional, de acuerdo a la figura

1, se muestra el historial de parámetros eléctricos del mono pozo, en donde, la BES presenta variación significativa en la carga de motor con lecturas de corriente desde 45 A hasta 63 A, el cual puede ocasionar una sobre carga eléctrica al motor, este incremento en la corriente, eleva la temperatura en los devanados del motor, dicho sobrecalentamiento puede dañar el aislamiento de los conductores, provocando fallos eléctricos como cortocircuitos o fallas en los devanados.

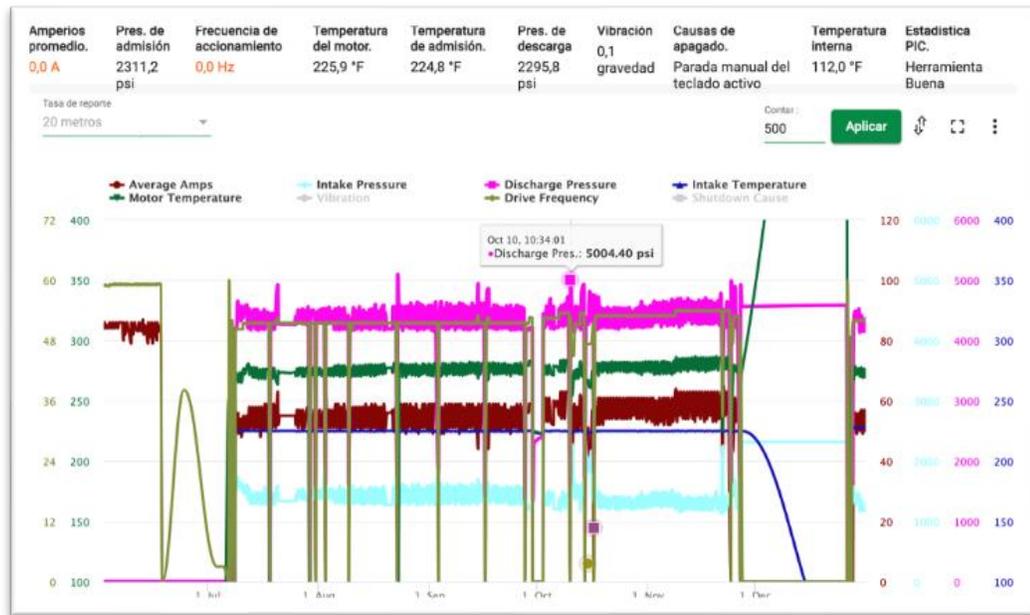


Figura 1. Tendencias de las variables de fondo del equipo BES

Fuente: Agora (20 de Enero del 2024)

En el pozo de estudio, en atención a la figura 1 el crudo tiene 17° API, clasificado como crudo pesado según el American Petroleum Institute (API), la viscosidad del crudo medida según la norma ASTM D445 (ANEXO 1) muestra en la tabla 1 los valores de viscosidad dinámica donde se obtiene a temperaturas de 80°F y 120°F, 642 cP y 252 cP respectivamente en estación de procesos y la cabeza del pozo, el análisis del fluido realizado mediante el método SARA, ha revelado una alta concentración de asfaltenos, que representan

el 53.8% de la composición total del crudo. Este porcentaje elevado es una causa directa de la formación de depósitos sólidos en la tubería de producción, lo que genera obstrucciones que incrementan la presión operativa del pozo y resultan en frecuentes paradas no programadas, además, estos altos valores de viscosidad, combinados con la elevada concentración de asfaltenos, generan complicaciones en la movilidad de los fluidos a lo largo de la línea de flujo, lo que contribuye a la formación de obstrucciones.

A continuación, en la figura 2 se muestra una fotografía del densímetro de la medición del grado API del crudo y en la tabla 1 se muestra el comportamiento de la viscosidad dinámica del crudo a determinadas temperaturas realizada en laboratorio:



Figura 2. Análisis del grado API del crudo del mono pozo

Fuente: Elaborado por autores

Viscosidad dinámica			
Fecha	Zona	Llegada a la Estación	En cabezal del pozo
		Visc a 80° F (cP)	Visc a 120° F (cP)
12-Dec-23	UI	609	170
12-Jan-24	UI	642	252

Tabla 1. Análisis de la viscosidad dinámica del crudo del mono pozo

Fuente: Elaborado por autores

Las paradas no programadas del mono pozo debido al incremento de presión en cabeza han generado pérdidas acumuladas de petróleo aproximadamente de 500 Bbls mensuales.

3.2 Problema científico

El crudo pesado, caracterizado por su alta viscosidad, contiene una concentración elevada de asfaltenos, que son compuestos polares de alto peso molecular. En el yacimiento, estos asfaltenos permanecen en solución debido a las condiciones específicas de presión y temperatura y a la presencia de resinas que los estabilizan. Sin embargo, a medida que el crudo es extraído, las condiciones cambian drásticamente, especialmente cuando el crudo pesado experimenta una reducción en la presión y temperatura durante su ascenso por la tubería de producción.

Estas variaciones inducen la desestabilización de los asfaltenos, que tienden a precipitarse y formar depósitos sólidos debido a la insuficiencia de resinas para mantenerlos en solución. En crudos pesados, la alta proporción de asfaltenos en relación con otros componentes del crudo hace que este fenómeno sea particularmente pronunciado. Los depósitos resultantes se adhieren a las paredes internas de la tubería, reduciendo el diámetro efectivo de la misma y aumentando la resistencia al flujo de los fluidos.

Este proceso de deposición conduce a un incremento significativo en la presión en cabeza, lo que pone en riesgo la operación segura de la bomba electrosumergible y provoca apagados frecuentes. Además, los taponamientos severos en la línea de producción aumentan la necesidad de intervenciones como bacheos con solventes, que solo brindan una solución temporal sin abordar la causa raíz del problema que es la precipitación de asfaltenos en la línea de flujo.

Por lo tanto, el problema científico radica en comprender cómo las características del crudo pesado, particularmente su contenido de asfaltenos, contribuyen a la formación y deposición de estos sólidos en la tubería de producción. La investigación se enfoca en desarrollar y aplicar un tratamiento químico que prevenga la formación de depósitos de asfaltenos, asegurando la operación eficiente y continua del pozo.

3.3 Preguntas científicas o directrices

¿Cuáles son los mecanismos químicos y físicos que provocan la desestabilización y precipitación de asfaltenos en crudos pesados durante el proceso de producción?

Esta pregunta busca entender los procesos que llevan a la formación de depósitos de asfaltenos, considerando las variaciones en presión y temperatura que experimenta el crudo pesado a medida que es extraído del yacimiento.

¿Cómo afecta la composición específica del crudo pesado del pozo, en términos de su contenido de asfaltenos y resinas, a la propensión de formación de depósitos en la línea de producción?

Esta pregunta se centra en identificar cómo las características particulares del crudo pesado en este pozo influyen en la formación de asfaltenos y la subsecuente obstrucción de la tubería.

¿Qué tipo de aditivo químico es más eficaz para prevenir la formación de depósitos de asfaltenos en crudos pesados, y cuál es el mecanismo de acción de este aditivo en el contexto del pozo?

Aquí se investiga la efectividad de diferentes diluciones entre la combinación de inhibidor de asfaltenos y JP1, para prevenir la precipitación de asfaltenos y mantener la estabilidad del flujo en la tubería.

¿Cómo influye la aplicación del tratamiento químico en la estabilización de la presión en cabeza y en la reducción de la frecuencia de apagados del equipo BES en el pozo?

Esta pregunta se dirige a evaluar el impacto práctico del tratamiento químico en las operaciones diarias del pozo, con un enfoque en la mejora de la eficiencia operativa y la reducción de costos.

3.4 Objetivo

Evaluar el impacto de la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente en la línea de flujo de un crudo 17° API con elevada viscosidad en un mono pozo, con el fin de mejorar la movilidad de los fluidos, reducir las obstrucciones causadas por la precipitación de asfaltenos, estabilizar las variables operativas en la BES y optimizar la producción continua del pozo.

3.5 Objetivos específicos

- Determinar a través del método SARA el contenido de orgánicos presentes en el crudo de la arenisca U Inferior (UI).
- Determinar la viscosidad dinámica del crudo de la arenisca UI.
- Realizar pruebas de compatibilidad y solubilidad entre el sistema solvente, el inhibidor de asfalteno y muestra de crudo del pozo.
- Realizar pruebas en el ducto con distintas concentraciones del tratamiento químico.
- Analizar el impacto sobre la producción del pozo y la estabilidad de parámetros del sistema de levantamiento artificial.

3.6 Justificación

La presente investigación surge de la necesidad de solucionar los problemas operativos que enfrenta la producción en el mono pozo de la arenisca UI, debido a su elevada viscosidad y la tendencia a la precipitación de asfaltenos han generado obstrucciones recurrentes en la línea de flujo, estos compuestos de asfaltenos se desestabilizan bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, formando depósitos sólidos en la tubería de producción, lo que afecta la movilidad de los fluidos y genera obstrucciones que incrementan las presiones en el sistema, causando paradas no programadas del pozo generando pérdidas de producción. Estos problemas no solo afectan la eficiencia operativa, sino que comprometen al equipo de levantamiento artificial causando variaciones significativas en el consumo de corriente de motor.

El beneficio radica en que la solución propuesta no solo permitirá reducir las frecuencias de apagados no programados, sino que también mejorará la eficiencia operativa del pozo, generando un aumento en la producción y disminuyendo las intervenciones de bacheo en la línea de flujo. Además, esta investigación contribuirá a establecer un modelo replicable para otros pozos con problemas similares, proporcionando a la empresa una ventaja competitiva en el manejo de crudos pesados y garantizando la sostenibilidad operativa a largo plazo.

3.7 Variables

3.7.1 Variable independiente

Las características fisicoquímicas del crudo pesado incluyendo la densidad, viscosidad, contenido de asfaltenos, y la proporción de resinas. Estas propiedades serán

evaluadas para determinar su influencia en la movilidad de los fluidos y los problemas operativos observados en el pozo de la arenisca UI.

3.7.2 Variable dependiente

La movilidad de los fluidos y estabilidad operativa del pozo, es una variable que se refiere a la capacidad del crudo pesado para fluir sin obstrucciones en la línea de producción, y a la estabilidad de la presión en cabeza. También incluye la frecuencia de apagados y la necesidad de intervenciones para la limpieza de la línea de flujo.

3.7.3 Variables intervinientes

Las condiciones operativas del pozo como presión y temperatura en diferentes puntos de la línea de producción, velocidad de flujo, y las características de la bomba electrosumergible, estas condiciones pueden influir en la precipitación de asfaltenos y en la formación de taponamientos, así como, la composición de fluidos adicionales como la presencia de agua, gas, o aditivos residuales que puedan afectar la estabilidad del crudo y la formación de depósitos en la tubería.

3.8 Idea a defender y/o hipótesis

La implementación de un tratamiento químico basado en la inyección de inhibidor de asfaltenos mezclado con JP1 en la línea de flujo de un crudo de 17° API con alta viscosidad mejorará significativamente la movilidad de los fluidos, reducirá las obstrucciones causadas por la precipitación de asfaltenos y estabilizará las variables operativas en el sistema de levantamiento artificial. Este tratamiento permitirá optimizar la producción continua del mono pozo, garantizando una operación eficiente y sin interrupciones frecuentes.

4 CAPITULO I: MARCO TEÓRICO

4.1 Asfaltenos y su comportamiento en crudos pesados

Los asfaltenos son moléculas altamente complejas que representan una fracción pesada del crudo. Están compuestos por hidrocarburos con heteroátomos como azufre, oxígeno, nitrógeno, y metales como níquel y vanadio, lo que les confiere una estructura molecular polar y de alto peso molecular (Mullins, 2007). A nivel molecular, los asfaltenos son conocidos por su capacidad de agregarse y precipitarse cuando las condiciones de presión y temperatura en el crudo cambian. Esto los convierte en un factor crítico para la eficiencia operativa de los pozos que producen crudo pesado, como el mono pozo de la arenisca UI.

4.1.1 Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos

La precipitación de los asfaltenos se ve influenciada por una serie de factores físicos y químicos, siendo los principales la presión, temperatura, y la composición química del crudo. A medida que el crudo es extraído y la presión disminuye, los asfaltenos tienden a volverse insolubles, formando depósitos sólidos en la tubería de producción. Además, la reducción de temperatura al ascender el crudo también favorece la desestabilización de los asfaltenos, lo que genera taponamientos que dificultan el flujo continuo de los fluidos (Buckley, 2002).

El crudo con 17° API extraído del mono pozo de la arenisca UI es un ejemplo claro de cómo los crudos pesados, con un alto contenido de asfaltenos, pueden ser problemáticos desde el punto de vista operativo. El análisis SARA realizado mostró que los asfaltenos constituyen un 53.8% de la composición total del crudo, lo que incrementa su susceptibilidad a la precipitación (Mansoori, 2003). Este fenómeno es exacerbado por la elevada viscosidad

del crudo, que impide que los fluidos fluyan de manera eficiente a través de la tubería de producción, provocando altos niveles de presión en el cabezal y el equipo BES.

4.1.2 Impacto operativo de los depósitos de asfaltenos

El impacto de los depósitos de asfaltenos en las operaciones de producción es significativo. Estos depósitos sólidos obstruyen las líneas de flujo y aumentan la presión, lo que afecta directamente la capacidad del pozo para operar de manera eficiente (Yang, 2007). En el caso del mono pozo, la presencia de asfaltenos ha resultado en una serie de apagados no programados debido al aumento progresivo de la presión en el cabezal, que puede alcanzar hasta 700 psi, y en el equipo BES, donde la presión de descarga llega a 5000 psi. Esta serie de paradas ha conllevado pérdidas en la producción de crudo y ha aumentado la necesidad de realizar mantenimientos periódicos.

Para mitigar este problema, se ha implementado la inyección de una mezcla de inhibidor de asfaltenos y solvente (JP1), con la que se ha logrado mantener los asfaltenos en suspensión y evitar que se precipiten en la tubería de producción. Este tratamiento químico ha mostrado ser una solución efectiva para reducir los taponamientos y garantizar la continuidad operativa del pozo, minimizando así las interrupciones en la producción (Al-Mutairi, 2013).

4.2 Caracterización de crudos pesados

La caracterización de los crudos pesados es un proceso esencial en la industria petrolera para comprender la composición del crudo y su comportamiento durante las operaciones de producción. Uno de los métodos más utilizados para esta caracterización es el análisis SARA, que descompone el crudo en cuatro fracciones principales: saturados,

aromáticos, resinas y asfaltenos. Cada una de estas fracciones tiene propiedades específicas que influyen en la estabilidad y fluidez del crudo (Mullins, 2007).

4.2.1 Clasificación de crudos por gravedad API

La gravedad API es un estándar desarrollado por el American Petroleum Institute (API) que clasifica los crudos según su densidad relativa comparada con el agua. Este valor tiene un impacto directo en las propiedades de flujo y la movilidad de los fluidos. La fórmula utilizada es:

$$API = \frac{141,5}{Gravedad\ específica} - 131,5$$

La clasificación de crudos según su API se muestra en la siguiente tabla:

Clasificación de crudos según su API	
Crudos ligeros	API mayor a 31.1°. Estos crudos son más fáciles de refinar y tienen mejor movilidad en los sistemas de producción, lo que facilita su transporte a través de las tuberías.
Crudos medianos	API entre 22.3° y 31.1°. Son más densos que los crudos ligeros y requieren más procesamiento, pero aún mantienen propiedades de flujo relativamente manejables.
Crudos pesados	API entre 10° y 22.2°. Estos crudos tienen una mayor viscosidad y contienen más compuestos como asfaltenos y resinas, lo que dificulta su producción y transporte.
Crudos extrapesados	API menor a 10°. Estos crudos son extremadamente viscosos y requieren procesos más avanzados como la inyección de vapor o solventes para movilizarlos.

Tabla 2. Clasificación de Crudos

Fuente: American Petroleum Institute

El crudo API 17° extraído del mono pozo de la arenisca UI entra en la categoría de crudo pesado, lo que significa que tiene alta viscosidad y un alto contenido de asfaltenos, lo que afecta directamente su movilidad y la eficiencia operativa del pozo (Mansoori, 2003).

4.2.1 Viscosidad del crudo y su relación con la movilidad de los fluidos

La viscosidad es una medida de la resistencia de un fluido a fluir. En los crudos pesados, la alta viscosidad impide que los fluidos fluyan fácilmente a través de las tuberías, lo que aumenta la presión en cabeza del pozo y genera problemas de producción. La viscosidad de los crudos pesados varía significativamente con la temperatura: a temperaturas más bajas, la viscosidad aumenta, y esto es lo que genera desafíos adicionales en los pozos que operan en ambientes más fríos.

La viscosidad cinemática, se mide en unidades de centistokes (cSt), es la relación entre la viscosidad dinámica y la densidad del fluido. Se utiliza cuando se quiere analizar cómo fluye un fluido bajo la influencia de la gravedad. Es más comúnmente usada cuando se está midiendo líquidos que fluyen en función de su peso y se utiliza cuando no es necesario conocer la fuerza requerida para mover el fluido.

- Fórmula: $v = \mu/\rho$
 - v es la viscosidad cinemática en centistokes (cSt),
 - μ es la viscosidad dinámica en centipoise (cP),
 - ρ es la densidad del fluido en g/cm^3 .

La viscosidad dinámica se mide en unidades de centipoise (cP), que es una medida de la resistencia que presenta un fluido al flujo. Es más relevante cuando se necesita medir la fuerza o el esfuerzo necesario para mover un fluido a una determinada velocidad, como en tuberías o bombas. Se usa en fluidos donde se requiere conocer la resistencia al flujo bajo

una fuerza aplicada, donde 1 cP es igual a la viscosidad del agua a temperatura ambiente. En el caso del crudo API 17° del mono pozo, la viscosidad del crudo a 80°F es de 674 cP, lo que muestra claramente el desafío para su flujo eficiente (Mansoori, 2003). A 120°F, la viscosidad se reduce a 252 cP, lo que mejora ligeramente la movilidad del fluido.

Un crudo con alta viscosidad, como el API 17°, requiere tratamientos adicionales para mejorar su movilidad, como la inyección de solventes o el uso de levantamiento artificial, como el bombeo electrosumergible (BES), para mantener los fluidos en movimiento dentro del sistema de producción.

- Fórmula: $\mu = \nu * \rho$
 - ν es la viscosidad cinemática en centistokes (cSt),
 - μ es la viscosidad dinámica en centipoise (cP),
 - ρ es la densidad del fluido en g/cm³.

4.2.2 El método SARA

El análisis SARA es fundamental para identificar el contenido de asfaltenos en el crudo, una de las fracciones más problemáticas debido a su tendencia a precipitarse y formar depósitos sólidos dentro de las tuberías de producción. En el caso del mono pozo de la arenisca UI, el análisis SARA reveló que los asfaltenos constituyen el 53.8% del crudo producido, lo que es un factor clave para los problemas operativos que enfrenta el pozo (Mansoori, 2003).

El método SARA clasifica el crudo en las siguientes fracciones:

1. Saturadas: Los saturados están formados por hidrocarburos alifáticos de cadena lineal o ramificada (parafinas) y naftenos (hidrocarburos cíclicos saturados). Los átomos presentes son principalmente carbono (C) e hidrógeno

(H) . Los hidrocarburos saturados no tienen dobles o triples enlaces entre los átomos de carbono, lo que los hace más estables químicamente. Los ejemplos incluyen el metano, el etano y los ciclopentanos.

- Fórmula general: C_nH_{2n+2} para los alcanos (parafinas) y C_nH_{2n} para los naftenos.
2. Aromáticos: Los aromáticos son hidrocarburos que contienen uno o más anillos de benceno en su estructura. Su composición básica incluye carbono (C) e hidrógeno (H), pero pueden incluir otros heteroátomos en algunas estructuras más complejas. La característica distintiva de los aromáticos es la presencia de anillos de benceno (C_6H_6), donde los electrones están deslocalizados, lo que les otorga estabilidad adicional. Estos anillos pueden estar presentes como unidades individuales o fusionadas, formando sistemas policíclicos.
- Ejemplo: El benceno, tolueno, y los hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAHs).
3. Resinas: Las resinas son compuestos polares formados por hidrocarburos con átomos adicionales como nitrógeno (N), azufre (S), y oxígeno (O), además de carbono (C) e hidrógeno (H). Son compuestos intermedios entre los aromáticos y los asfaltenos. Las resinas contienen anillos aromáticos, grupos polares y cadenas laterales alifáticas. Su polaridad hace que las resinas actúen como estabilizadores de los asfaltenos en el crudo, manteniéndolos dispersos.
- Ejemplo: Moléculas con uno o más anillos aromáticos con heteroátomos en cadenas laterales o grupos funcionales polares, como los tiofenos y piridinas.

4. Asfaltenos: Los asfaltenos son las fracciones más complejas y pesadas del crudo. Están formados por una mezcla de anillos aromáticos condensados (varios anillos fusionados), con heteroátomos como nitrógeno (N), azufre (S), oxígeno (O), y metales traza como níquel (Ni) y vanadio (V). Los asfaltenos contienen grandes estructuras policíclicas aromáticas (anillos múltiples de benceno fusionados), cadenas laterales alifáticas y grupos polares, lo que los hace insolubles en solventes como el n-heptano. Estas moléculas tienen una estructura muy compleja con enlaces conjugados y cargas polares.
 - Ejemplo: Moléculas con múltiples anillos aromáticos con sustituyentes de azufre, nitrógeno y oxígeno, formando enlaces fuertes que pueden generar depósitos sólidos en condiciones inadecuadas.

4.2.2.1 Índice de inestabilidad coloidal (IIC)

Una de las métricas clave que se utiliza en el análisis SARA para determinar la estabilidad del crudo es el Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC). Este índice mide la relación entre los asfaltenos y las resinas, lo que proporciona una idea de cuán estable o inestable es el crudo. Un valor de IIC alto indica que el crudo es más propenso a la precipitación de asfaltenos, mientras que un valor bajo sugiere que las resinas son suficientes para mantener los asfaltenos en suspensión (Buckley, 2002).

El IIC se calcula de la siguiente manera:

$$IIC = \frac{(\%Asfaltenos) + (\%Saturados)}{(\%Resinas) + (\%Aromáticos)}$$

En el análisis SARA, un sistema coloidal se refiere a la suspensión de los asfaltenos en el crudo, estabilizados por resinas, si el sistema coloidal es inestable (insuficientes resinas), los asfaltenos precipitan, generando problemas operativos, el IIC, se utiliza para

evaluar la estabilidad de este sistema coloidal, los rangos para determinarlo se muestran en la tabla 2.

Indice de estabilidad coloidal	Interpretación
$IIC \geq 0,9$	Asfaltenos son inestables
$0,7 \leq IIC \leq 0,9$	Incertidumbre sobre la estabilidad
$IIC < 0,7$	Los asfaltenos son estables

Tabla 3. Criterios de inestabilidad

Fuente: Elaborado por autores

Un valor de IIC superior a 1 indica que el crudo es inestable y que los asfaltenos tienen una alta probabilidad de precipitarse, mientras que un valor inferior a 1 sugiere que el crudo es estable (Yang, 2007). En el caso del mono pozo, el análisis mostró un IIC elevado, lo que confirma la necesidad de tratamientos químicos para evitar los problemas de precipitación de asfaltenos.

4.2.2.2 Impacto operativo del análisis SARA

El análisis SARA no solo proporciona información sobre la estabilidad del crudo, sino que también es una herramienta clave para diseñar estrategias de mitigación, como la inyección de inhibidor de asfaltenos. En el mono pozo, el alto contenido de asfaltenos y el elevado IIC hicieron que fuera necesario implementar una solución química con una mezcla de inhibidor de asfaltenos y solvente (JP1) para mantener los asfaltenos en suspensión y evitar la formación de depósitos sólidos que taponen la tubería de producción (Al-Mutairi, 2013).

4.2.2.3 Importancia del análisis SARA en la estabilidad de los asfaltenos

El análisis SARA es crucial para entender cómo los diferentes componentes del crudo afectan la estabilidad de los asfaltenos. Los asfaltenos, al ser la fracción más pesada y polar,

tienen una tendencia natural a precipitarse en condiciones desfavorables de presión y temperatura, lo que genera taponamientos en las tuberías y paradas no programadas en los pozos.

En el mono pozo de la arenisca UI, el alto contenido de asfaltenos, con un 53.8% según el análisis SARA, significa que el crudo es altamente inestable, lo que ha requerido la implementación de tratamientos químicos como la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente (JP1) para mantener los asfaltenos en suspensión y evitar depósitos que bloqueen el flujo de crudo (Mullins, 2007).

4.3 Normas para caracterización de crudos

4.3.1 Normas ASTM y API en la caracterización de crudos

La caracterización de crudos implica una serie de pruebas estandarizadas para determinar las propiedades físicas y químicas del crudo, como su viscosidad, densidad, y composición. Las normas más utilizadas en la industria son aquellas emitidas por el American Society for Testing and Materials (ASTM) y el American Petroleum Institute (API). Estas normas garantizan que los métodos de análisis sean consistentes y comparables en toda la industria.

Algunas de las normas más relevantes en la caracterización de crudos son:

ASTM D445: Esta norma describe el método para medir la viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos, incluidos los crudos pesados. Es crucial para determinar la resistencia al flujo de un crudo a diferentes temperaturas (ASTM, 2015). En el caso del mono pozo de la arenisca UI, la viscosidad a 80°F es de 674 cP según los resultados obtenidos bajo esta norma.

IP 143: Este método se utiliza para determinar el contenido de asfaltenos en crudos pesados mediante la precipitación de asfaltenos con n-heptano o pentano. En el análisis SARA realizado en el pozo UI, se aplicó esta norma para identificar que los asfaltenos representan el 53.8% del crudo (143, 1992).

API Gravity: La gravedad API se utiliza para clasificar los crudos en función de su densidad relativa con respecto al agua. La fórmula estándar fue desarrollada por el API y permite clasificar los crudos en ligeros, medianos, pesados o extrapesados. El crudo producido en el pozo UI tiene una gravedad API de 17°, lo que lo clasifica como un crudo pesado, con implicaciones directas en su comportamiento de flujo y movilidad (API, 2000).

4.4 Técnicas de tratamiento de asfaltenos

4.4.1 Tratamientos químicos para control de asfaltenos

Los tratamientos químicos son fundamentales para prevenir y controlar la precipitación de asfaltenos en la producción de crudos pesados. El inhibidor de asfaltenos son compuestos químicos diseñados específicamente para interactuar con las moléculas de asfaltenos, estabilizándolas y manteniéndolas en suspensión dentro del fluido, lo que evita su agregación y precipitación (Leontaritis, 1987). Existen diversas técnicas para el tratamiento de asfaltenos, siendo los tratamientos químicos y el uso de solventes dos de las más empleadas en la industria.

Los tratamientos químicos se basan en la inyección de inhibidor de asfaltenos, que son aditivos diseñados para prevenir la aglomeración y precipitación de los asfaltenos en las tuberías y equipos de producción. Estos productos actúan mediante diferentes mecanismos:

- **Dispersantes:** Mantienen los asfaltenos en suspensión al reducir las fuerzas de atracción entre las moléculas de asfaltenos, evitando su agregación y formación de depósitos sólidos (Leontaritis, 1987).
- **Inhibidores:** Modifican la superficie de los asfaltenos o de las partículas sólidas para prevenir la nucleación y crecimiento de los agregados asfaltenos (Escobedo, 2010).
- **Solubilizantes:** Incrementan la solubilidad de los asfaltenos en el crudo al modificar la composición química del medio, favoreciendo su estabilidad.

La selección del inhibidor de asfaltenos adecuado depende de factores como la composición del crudo, las condiciones de operación y la compatibilidad química con otros aditivos presentes en el sistema (Hammami, 2007).

4.4.2 Uso de solventes en la producción de crudos pesados

Los solventes juegan un papel crucial en la reducción de la viscosidad de los crudos pesados y en la disolución de asfaltenos. El JP1, un tipo de combustible de aviación, se utiliza comúnmente como solvente debido a su capacidad para diluir crudos pesados y mejorar su fluidez (Zendehboudi, 2014).

Los beneficios del uso de solventes incluyen:

- **Reducción de la viscosidad:** Al mezclar el solvente con el crudo pesado, se disminuye la viscosidad total, facilitando el transporte y la producción (Mansoori, 2003).
- **Disolución de asfaltenos:** Los solventes aromáticos tienen una alta capacidad para disolver asfaltenos, manteniéndolos en solución y evitando su precipitación. (Buckley, 2002).

- Mejora de la estabilidad del crudo: Al modificar el equilibrio de las fracciones SARA, los solventes contribuyen a un crudo más estable y menos propenso a problemas operativos.

Es importante considerar la compatibilidad del solvente con el crudo y evaluar el impacto económico y ambiental de su uso (Haskett & Tartera, 1965). En el caso del mono pozo de la arenisca UI, la inyección de una mezcla de inhibidor de asfaltenos y solvente (JP1) ha sido efectiva para mantener los asfaltenos en suspensión y reducir los taponamientos en la tubería de producción.

4.4.3 Mezclas químicas y dosificación

La dosificación adecuada de los productos químicos es esencial para garantizar la efectividad del tratamiento, la concentración y proporción de inhibidor de asfaltenos y solvente deben ajustarse en función de:

- Composición del crudo: Un alto contenido de asfaltenos requiere mayores concentraciones de inhibidor de asfaltenos (Mansoori G. A., 1997).
- Condiciones operativas: Factores como la temperatura, presión y caudal influyen en la eficiencia del tratamiento.
- Resultados de campo: Es crucial realizar pruebas piloto y ajustar las dosis según los resultados obtenidos.

En el caso del mono pozo de la arenisca UI, se realizaron diversas pruebas:

- Pruebas iniciales: Se utilizó la concentración recomendada de 238 ppm con proporciones de 3:1, 2:2 de JP1 a inhibidor de asfaltenos, sin resultados óptimos.

- Ajustes realizados: Se incrementó la concentración a 714 ppm con una proporción de 3 partes de inhibidor de asfaltenos y 1 parte de JP1 (1:3), logrando una mejora significativa en la suspensión de asfaltenos y la estabilidad del flujo.
- Monitoreo continuo: Se estableció un programa de seguimiento para ajustar la dosificación según las variaciones en las condiciones del pozo.

Para el cálculo de las partes por millón (ppm) en una dosificación de tratamiento químico se utiliza la siguiente expresión:

$$ppm = \frac{\frac{gls}{día} * 23809.52}{BPPD}$$

Donde;

Gls/día, es el volumen en galones por día de tratamiento químico que se inyecta ajustando la bomba dosificadora de químico.

BPPD, son los barriles de petróleo por día que produce el mono pozo, se refiere al petróleo, ya que, el tratamiento químico actúa en el fluido que contiene los componentes a mitigar, en este caso el inhibidor de asfaltenos y el solvente actúa directamente en el fluido que contiene asfaltenos, el cual, es el petróleo que se produce del pozo.

23,809.52 es una constante que es utilizada para convertir las unidades de volumen de galones por día (gls/día) y barriles de petróleo por día (BPPD) en partes por millón (ppm).

Aquí el desglose:

- a) 1 galón (US) = 3.78541 litros
- b) Esto es importante porque las ppm generalmente se calculan en función de volúmenes en litros.
- c) 1 barril de petróleo (bbl) = 159 litros

d) Para convertir barriles de petróleo (BPPD) a litros por día, utilizamos este factor.

e) Conversión de partes por millón (ppm): La fórmula que se utiliza para calcular ppm es: 10^{-6}

$$ppm = \frac{(\text{Volumen de líquido inyectado en litros})}{(\text{Volumen de hidrocarburos en litros})} \times 10^{-6}$$

f) Constante de conversión (galones a litros y barriles a litros):

- i. La constante 23,809.52 deriva de la relación entre galones y barriles de petróleo, con las conversiones entre galones a litros y barriles a litros incorporadas.

Aquí está el desglose para obtener la constante:

$$\text{Constante} = \frac{1,000.000}{\text{Litros por barril}} \times \text{Litros por galón}$$

Donde;

- 1,000,000 es la base de las ppm (partes por millón).
- 1 bbl=159 litros
- 1 gal=3.78541 litros

Entonces;

$$\text{Constante} = \frac{1,000.000}{159} \times 3.78541 = 23.809,52$$

La constante 23,809.52 proviene de convertir galones a litros y barriles de petróleo a litros, y se utiliza para ajustar las unidades en la fórmula de cálculo de ppm en un contexto donde se manejan galones por día (gls/día) y barriles por día (BPPD).

4.4.4 Importancia de la selección y optimización de tratamientos químicos

La correcta selección y optimización de los tratamientos químicos no solo previene problemas operativos sino que también tiene un impacto económico significativo. Un tratamiento inadecuado puede resultar en costos elevados por paradas no programadas, reparaciones y pérdida de producción. Por ello, es crucial:

- Realizar pruebas de laboratorio: Antes de la implementación en campo, para determinar la eficacia de los inhibidor de asfaltenos y solventes en las condiciones específicas del crudo y del pozo (Escobedo, Viscometric Principles of Asphaltene Flocculation, 1995).
- Evaluar el rendimiento en campo: Monitorear el comportamiento del pozo tras la aplicación del tratamiento para ajustar la dosificación y composición si es necesario.
- Considerar aspectos ambientales: Seleccionar productos químicos que cumplan con las regulaciones ambientales y minimizar el impacto ecológico de las operaciones.

Sistemas de Levantamiento Artificial

4.5 Sistema de levantamiento artificial

4.5.1 Bomba electrosumergible (BES)

El bombeo electrosumergible (BES) es uno de los métodos de levantamiento artificial más utilizados en la industria petrolera, especialmente en la producción de crudos pesados. Este sistema utiliza una bomba multi etapas sumergida en el pozo, impulsada por un motor eléctrico controlado por un variador de frecuencia (VSD), para elevar los fluidos desde el

fondo del pozo hasta la superficie. El BES es eficiente para manejar grandes volúmenes de fluidos y es adecuado para pozos con baja presión de formación o en los que los métodos naturales de flujo no son suficientes para mover el crudo (Brown, PennWell Books).

4.5.2 Componentes de la bomba electrosumergible

Sensor de Fondo: Este dispositivo monitorea las condiciones del pozo, como la presión y temperatura en fondo, proporcionando información crítica para el control del sistema y permitiendo ajustes en la operación del BES a través del variador de velocidad.

Intake (Entrada de Fluido): El intake o entrada de fluido es la parte del equipo BES donde el crudo ingresa al sistema. Está ubicado justo por encima del protector de motor y actúa como el punto de succión a través del cual el crudo producido es capturado y enviado a la bomba multietapa.

Motor: El motor eléctrico es el componente clave que impulsa el equipo BES. Está diseñado para funcionar sumergido en el crudo y convierte la energía eléctrica en energía mecánica para accionar la bomba. El motor es alimentado a través de un cable de potencia que desciende desde la superficie. Es crucial para mantener la operación continua, y su rendimiento es controlado mediante un Variador de Velocidad (VSD), que ajusta la velocidad y potencia según los cambios en las condiciones operativas.

Protector de Motor: Este dispositivo es fundamental para proteger el motor de los fluidos que circulan en el pozo. Su función principal es evitar que el crudo o el gas producido ingresen al motor, lo que podría dañarlo. Además, el protector mantiene el equilibrio de presión entre el motor y el entorno exterior, asegurando que los componentes eléctricos estén protegidos contra condiciones adversas, como altas presiones y fluidos corrosivos.

Bomba Multietapa: La bomba es el corazón del sistema BES y está compuesta por múltiples etapas centrífugas que incrementan la presión del crudo conforme este fluye hacia la superficie.

Cable de Potencia: Este cable transmite la energía eléctrica desde la superficie hasta el motor del BES. Está diseñado para soportar las duras condiciones del pozo, incluyendo alta presión, temperatura y exposición a fluidos corrosivos. El cable de potencia asegura que el motor reciba la energía necesaria para operar de manera continua y eficiente.

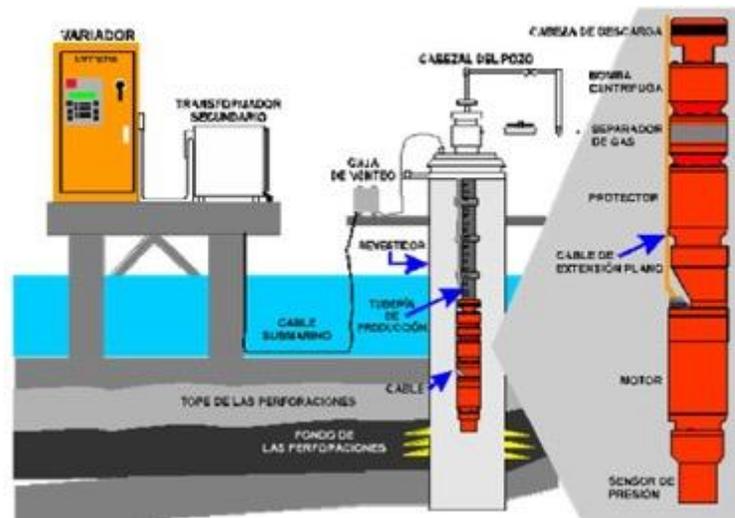


Figura 3. Equipo de bombeo electrosumergible

Fuente: Elaborado por autores

En el caso de los crudos pesados, como el extraído del mono pozo de la arenisca UI, el BES es particularmente útil porque el crudo pesado presenta una alta viscosidad, lo que dificulta su movilidad. El BES puede manejar esta viscosidad al proporcionar la presión adicional necesaria para mover el fluido a través de la línea de producción. Además, el sistema de BES es menos sensible a los cambios de densidad del fluido y permite bombear crudos con un contenido significativo de sólidos, como los asfaltenos (Ghalambor, 2000).

4.5.3 Impacto de la presión en el funcionamiento de la bes

Uno de los desafíos principales que enfrenta el BES es la presión en cabeza del pozo, especialmente cuando hay obstrucciones en la línea de producción debido a la precipitación de asfaltenos. Estas obstrucciones aumentan la resistencia al flujo, lo que provoca un incremento en la presión a lo largo de la tubería y, por ende, en la presión de descarga del equipo BES.

La operación del BES está diseñada para funcionar dentro de un rango específico de presiones operativas. Cuando la presión en el cabezal del pozo y en la línea de producción aumenta por encima de los límites operativos del sistema, el BES puede detenerse automáticamente para evitar daños en el motor y en la bomba (Thomas, 2001). En el mono pozo, este fenómeno ha sido observado debido a la acumulación de asfaltenos en las paredes de la tubería, lo que reduce el diámetro efectivo de la línea de flujo y aumenta la presión de operación.

Este aumento de presión también puede causar que el motor eléctrico del BES opere bajo condiciones sobrecargadas, lo que lleva a un mayor consumo de energía y puede reducir la vida útil del equipo. En casos severos, las obstrucciones por asfaltenos y el aumento de presión pueden llevar a apagados no programados del BES, lo que interrumpe la producción por intervenciones de mantenimiento.

4.5.4 Impacto por variaciones de corriente en el motor del equipo BES

4.5.4.1 Fatiga del motor

Las fluctuaciones repetidas en la corriente pueden generar ciclos de estrés térmico en los componentes internos del motor. Estos ciclos de calentamiento y enfriamiento aceleran

el proceso de fatiga en los materiales del motor, particularmente en los componentes mecánicos como cojinetes y sellos, lo que reduce la vida útil del motor.

4.5.4.2 Sobrecalentamiento del motor

Las variaciones de corriente pueden provocar un sobrecalentamiento en los devanados del motor. El sobrecalentamiento afecta negativamente la eficiencia del motor y puede llevar a un fallo prematuro del sistema. Los motores que operan por encima de su capacidad nominal tienden a tener un menor rendimiento y una vida útil reducida (Brown, PennWell Books).

4.5.4.3 Degradación del aislamiento

El incremento en la temperatura debido al sobrecalentamiento puede causar la degradación del aislamiento eléctrico del motor. Un aislamiento deteriorado incrementa el riesgo de cortocircuitos, lo que puede provocar fallas catastróficas del motor (Ghalambor, 2000).

4.5.4.4 Vibraciones inducidas y desgaste prematuro

Las fluctuaciones significativas de corriente pueden inducir vibraciones mecánicas que no solo afectan la estabilidad del motor, sino también aceleran el desgaste de componentes mecánicos como rodamientos y sellos. Esto puede llevar a un aumento en los costos de mantenimiento y a una reducción en la eficiencia operativa del sistema de levantamiento (Mansoori G. A., 2003).

4.6 Ducto de producción

4.6.1 Norma ANSI 300 Schedule 80

La ANSI 300 (también conocida como Class 300 según ASME B16.5) es una clasificación de presión que indica que la tubería y sus componentes están diseñados para

soportar una presión de trabajo máxima de 740 psi a 100°F (38°C). Esta presión máxima se reduce a medida que aumenta la temperatura.

El Schedule 80 se refiere al grosor de las paredes de la tubería, que es más grueso que el de las tuberías Schedule 40. Cuanto mayor es el grosor de la pared, mayor es la presión que la tubería puede soportar (ANSI, 2003). El acero al carbono es el material utilizado en la línea de flujo del mono pozo, y su resistencia está influenciada por la temperatura. A temperaturas más altas, la capacidad de la tubería para soportar presión disminuye, a continuación se muestra una tabla de presión máxima admisible (PMA) para una tubería de acero al carbono ANSI 300 Schedule 80 a diferentes temperaturas:

Temperatura (°F)	Presión máxima (psi)
100 °F (38 °C)	740 psi
200 °F (93 °C)	680 psi
300 °F (149 °C)	655 psi
400 °F (204 °C)	635 psi
500 °F (260 °C)	605 psi

Tabla 4. Presión máxima admisible en tubería de acero al carbono ANSI 300 Schedule 80

Fuente: (ANSI, 2003)

4.7 Tecnologías para monitoreo en tiempo real

El monitoreo en tiempo real de variables como la presión, temperatura y flujo es esencial para evaluar la efectividad de las soluciones químicas implementadas y garantizar la operación eficiente del pozo. Los sistemas modernos utilizan una combinación de sensores y software de supervisión para obtener datos precisos sobre el comportamiento del pozo.

Presión en cabeza y fondo: Los sensores de presión se colocan tanto en la cabeza del pozo como en el fondo para detectar cambios que puedan indicar obstrucciones o problemas de flujo. En el caso del mono pozo UI, la presión en cabeza del pozo se monitorea para evitar

que supere los 700 psi, y la presión de descarga en el BES no debe exceder los 5000 psi, lo que activa los mecanismos de apagado automático en caso de sobrepresión (Haskett, 1965).

Temperatura: La temperatura del crudo se monitorea para evaluar su impacto en la viscosidad. A medida que aumenta la temperatura, la viscosidad del crudo disminuye, lo que mejora su movilidad. Las temperaturas se miden en el cabezal del pozo y en la estación de procesos para garantizar que se mantengan dentro de los rangos óptimos para el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial.

Flujo y producción: Los medidores de flujo monitorean la cantidad de crudo producido y transportado. Esto permite verificar si la inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente está mejorando la movilidad de los fluidos y reduciendo las obstrucciones.

El uso de sistemas remotos de monitoreo y control en tiempo real permite a los operadores ajustar rápidamente los parámetros operativos y optimizar el uso de químicos, garantizando que el pozo funcione de manera eficiente y segura.



Figura 4. Sistema remoto de monitoreo y control de un pozo petrolero

Fuente: Elaborado por autores

5 CAPITULO II: METODOLOGÍA

5.1 Diseño de la investigación

El diseño de esta investigación es de tipo cuantitativo y experimental, enfocado en la evaluación de la inyección de inhibidor de asfaltenos y un solvente (JP1) en el mono pozo de la arenisca UI. A través de un enfoque experimental, se busca cuantificar el impacto de esta técnica en la reducción de la precipitación de asfaltenos, optimización del flujo de crudo y la estabilización de las variables operativas de la BES.

5.2 Metodología experimental

5.2.1 Caracterización del fluido

Antes de implementar el tratamiento químico, se llevó a cabo un análisis exhaustivo del crudo producido en el pozo. El análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos), realizado conforme a la norma IP 143 (Ver ANEXO 2), permitió determinar las fracciones del crudo y, específicamente, el contenido de asfaltenos, que resultó ser 53.8%. Este valor elevado de asfaltenos confirmó la necesidad de un tratamiento químico para evitar la precipitación de estos compuestos a lo largo de la línea de producción.

El contenido de asfaltenos, junto con la viscosidad del crudo medida bajo la norma ASTM D445 (Ver ANEXO 1), fue crucial para definir la estrategia de tratamiento químico. Estos datos ayudaron a determinar la dosis óptima de inhibidor de asfaltenos y JP1, establecida, para evitar la formación de depósitos sólidos dentro de la tubería de producción.

- Viscosidad: Se midió utilizando el método ASTM D445, con un densímetro se obtuvo una viscosidad de 642 cP a 80°F y 252 cP a 120°F.

- Asfaltenos: La determinación del contenido de asfaltenos se realizó según el método IP 143, que cuantifica el porcentaje de asfaltenos presentes en el crudo, el cual se detalla con mas atención en el siguiente punto.

5.2.1.1 Metodología experimental del análisis SARA:

El análisis SARA es considerado un análisis experimental porque se basa en la separación física y química de los componentes del crudo mediante técnicas de laboratorio, utilizando procedimientos controlados que involucran el uso de solventes, columnas cromatográficas y otros equipos especializados. La cromatografía es una técnica para separar componentes de una mezcla según sus propiedades químicas y físicas, mientras que la cromatografía de columna es un método específico utilizado en el análisis SARA para separar saturados, aromáticos y resinas, usando una columna llena con un material absorbente y solventes que arrastran los diferentes componentes a distintas velocidades.. A continuación, explico los pasos del análisis como proceso experimental:

- 1) Muestra del crudo: Se toma una muestra de 100 gramos de crudo pesado de 17° API.
- 2) Precipitación de asfaltenos: Se disuelve en n-heptano y se agita para precipitar los asfaltenos.
 - Se disuelve la muestra de crudo en un solvente no polar, generalmente n-heptano o n-hexano, para separar los asfaltenos, que no son solubles en estos solventes. Este paso se realiza para precipitar los asfaltenos, separándolos del resto del crudo.
 - El crudo y el solvente se agitan y luego se filtran para remover los asfaltenos precipitados.

3) Separación cromatográfica de las fracciones solubles (maltenos): Los asfaltenos precipitados se filtran y se pesan: resultan ser el 10% del peso total de la muestra, después de la eliminación de los asfaltenos, se toma la fracción restante, que contiene saturados, aromáticos y resinas, y se realiza una separación por cromatografía de columna.

- La muestra se coloca en una columna rellena con un material absorbente (por ejemplo, sílica o alúmina).
- Se pasa un solvente a través de la columna, y se utilizan solventes de distinta polaridad para separar las fracciones:
 - Saturados: Se eluyen utilizando un solvente no polar como el n-hexano.
 - Aromáticos: Se eluyen utilizando un solvente moderadamente polar como tolueno.
 - Resinas: Se eluyen utilizando una mezcla de tolueno y metanol, que es un solvente más polar.

4) Cuantificación de las fracciones: La fracción restante (maltenos) se pasa por una columna cromatográfica:

- Saturados que son no polares, se eluyen primero usando un solvente no polar como el n-hexano.
- Aromáticos se eluyen a continuación con un solvente más polar, como el tolueno.
- Resinas, que son más polares, requieren una mezcla de solventes más polares como tolueno y metanol para ser eluidas..

5.2.2 Proceso de inyección de inhibidor de asfaltenos y solvente

Inicialmente, para la implementación de la solución química, se utilizó una bomba dosificadora existente en el pozo, calibrada para inyectar una mezcla de inhibidor de asfaltenos y solvente (JP1) junto con un tanque para almacenamiento del mismo. La concentración recomendada por el fabricante del inhibidor de asfaltenos era un mínimo de 238 ppm, el cual, se lo podría diluir en JP1 con un total de 4 partes entre los químicos. Sin embargo, tras realizar pruebas experimentales en diluciones de 3 partes de JP1 y 1 de inhibidor de asfaltenos, luego 2 partes de JP1 y 2 de inhibidor de asfaltenos, se determinó que esta concentración no proporcionaba resultados óptimos en la suspensión de los asfaltenos.

A medida que se fueron realizando más pruebas con diferentes concentraciones observando el comportamiento de las presiones y las tendencias del equipo BES, se llegó a la conclusión de que una dosificación de 714 ppm y con una proporción de 3 partes de inhibidor de asfaltenos y 1 de JP1, era la que mejor resultados ofrecía, asegurando que los asfaltenos se mantuvieran en suspensión y no precipitaran en la tubería de producción. El proceso de inyección se desarrolló de forma continua para garantizar la estabilidad del flujo de crudo y evitar las obstrucciones causadas por la precipitación de asfaltenos.

5.3 Monitoreo y control de variables operativas

Durante la investigación, se monitorearon de manera continua las siguientes variables operativas:

- Presión de cabeza.
- Presiones y corriente de motor del equipo BES.
- Seguimiento de pruebas de pozo

- Frecuencia de apagados no programados del pozo.

Los datos fueron registrados y analizados utilizando un sistema de monitoreo de las variables del equipo BES en tiempo real llamado Agora, un contador de flujo para medir el volumen producido del pozo y un seguimiento registrado en campo de la presión de cabeza los cuales permitieron realizar ajustes en la dosificación de la mezcla química según las condiciones del pozo.

5.4 Procedimiento experimental

5.4.1 Fase de pre-implementación

Se realizaron pruebas de caracterización del crudo y mediciones de referencia para establecer una línea base de las variables operativas del pozo antes de la inyección del tratamiento químico. Estas mediciones incluyeron el monitoreo de la presión de cabeza, la presiones y corriente de motor de la BES, la frecuencia de apagados y la cantidad de depósitos de asfaltenos formados en la tubería.

5.4.2 Fase de implementación

Una vez obtenidos los resultados de la caracterización del crudo, se inició con las pruebas en distintas diluciones a la inyección de inhibidor de asfaltenos y JP1 utilizando la bomba dosificadora existente. El sistema de monitoreo en tiempo real registró las variaciones en las variables operativas para evaluar el impacto del tratamiento.

5.4.3 Fase de evaluación

La fase final consistió en la evaluación del comportamiento de las variables operativas de superficie y fondo, durante y después de la implementación del tratamiento químico. Se compararon los resultados obtenidos con la línea base de referencia inicial para

determinar la efectividad de la inyección en la reducción de depósitos de asfaltenos, la estabilidad de las presiones operativas y la mejora en la eficiencia del equipo BES.

5.5 Análisis de datos

El análisis de datos se realizó utilizando herramientas estadísticas descriptivas y comparativas. Los valores promedio de las variables operativas antes y después de la implementación del tratamiento fueron comparados para evaluar la magnitud del impacto del inhibidor de asfaltenos y JP1 en la operación del pozo.

- Análisis de la presión de cabeza y presión de descarga.
- Comparación de la frecuencia de apagados no programados.
- Evaluación del desempeño del equipo BES observando las tendencias de sus variables tras la implementación del tratamiento.

6 CAPITULO III: DESARROLLO

6.1 Análisis de componentes orgánicos

Para el desarrollo del proyecto en el mono pozo de la arenisca UI, se realizó un análisis experimental SARA, el cual, es una prueba composicional, que se desarrolla en base a la polaridad y solubilidad del petróleo y normalmente sobre fracciones pesadas, mediante el cual nos ofrece la posibilidad de conocer el porcentaje en peso de cada unos de estos compuestos.

- Saturados, son hidrocarburos lineales no polares. Sin enlaces dobles ni triples
- Aromáticos, que son cadenas alquílicas y anillos cicloalquílicos, junto con anillos aromáticos adicionales, polares, derivados estructurales del benceno.
- Resinas / Parafinas (Polares 1), básicamente consiste en anillos principalmente aromáticos, son de alta polaridad, son líquidos pesados o sólidos pegajoso y no tan volátiles.
- Asfaltenos (Polares II), son anillos principalmente aromáticos, se encuentran como coloides, tienen alta polaridad, no tienen enlaces dobles ni triples, son sólidos y no volátiles.

6.1.1 Resultados del análisis SARA

Los resultados del análisis SARA obtenidos a través de la cromatografía líquida en columna de la muestra de crudo del pozo se detallan en la tabla 5.

ANÁLISIS SARA POZO DE LA ARENISCA UI	
SATURADOS (%)	6,1
AROMÁTICOS (%)	31,1
RESINAS (%)	9,1
ASFALTENOS (%)	53,8
PARAFINAS + ASFALTENOS (%)	62,9
INDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL (IIC)	1,5

Tabla 5. Resultados análisis SARA

Fuente: Elaborado por autores

6.1.2 Interpretación del resultado del análisis SARA

6.1.2.1 Saturados

Los saturados representan el 6.1% del crudo analizado, lo que indica un bajo contenido de hidrocarburos simples como parafinas y naftenos. Estos compuestos son químicamente estables y tienen una influencia menor en la viscosidad del crudo. Un contenido bajo de saturados sugiere que este crudo es predominantemente pesado, lo que puede dificultar su fluidez, aumentando la necesidad de optimizar el manejo del crudo en superficie.

6.1.2.1 Aromáticos

Los aromáticos representan un 31.1% del crudo, lo que significa que una parte importante del crudo está compuesta por hidrocarburos cíclicos complejos con anillos de benceno. Los aromáticos contribuyen a la densidad y viscosidad del crudo, y también tienen un papel en la estabilidad del sistema coloidal, ayudando a mantener los asfaltenos en suspensión. Un alto contenido de aromáticos puede mejorar la dispersión de los asfaltenos, aunque no siempre es suficiente para prevenir su precipitación.

6.1.2.2 Resinas / Parafinas (Polares 1)

Aunque las resinas no están directamente reportadas en los resultados, su papel es crucial, ya que son las moléculas encargadas de estabilizar a los asfaltenos en suspensión dentro del crudo. Las parafinas, también incluidas dentro de la categoría de fracciones polares, representan el 9.1% del crudo. Las parafinas son hidrocarburos saturados de cadenas largas que pueden solidificarse a temperaturas más bajas, formando cristales que pueden obstruir las tuberías y afectar el flujo de crudo. Aunque su contenido es relativamente bajo en comparación con los asfaltenos, las parafinas pueden generar problemas adicionales en la producción si las condiciones de temperatura favorecen su precipitación.

6.1.2.1 Asfaltenos

Con un contenido de 53.8%, los asfaltenos son la fracción más crítica en este crudo. Los asfaltenos son moléculas polares complejas, ricas en anillos aromáticos y heteroátomos, y son los principales responsables de la formación de depósitos en la tubería de producción. Un porcentaje tan elevado de asfaltenos indica una alta probabilidad de que se precipiten, lo que puede causar obstrucciones en la línea de flujo y fallas en el equipo de levantamiento artificial.

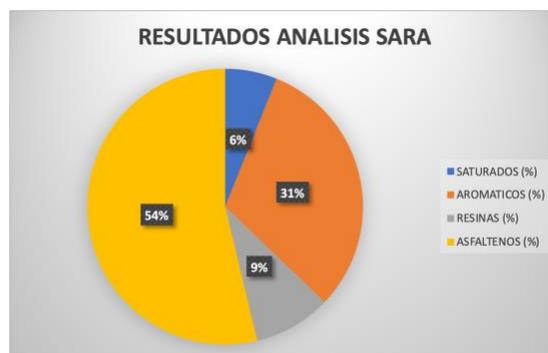


Figura 5. Gráfico de pastel análisis SARA

Fuente: Elaborado por autores

6.1.2.2 Cálculo del índice de inestabilidad coloidal

Para calcular el Índice de Inestabilidad Coloidal, aplicamos la fórmula el IC reemplazando los valores del resultado del análisis SARA.

$$IIC = \frac{53,8 + 6,1}{9,1 + 31,1} = 1,5$$

El IIC de 1.5 indica que el crudo es inestable según la tabla 2, un IIC mayor a 1 significa que los asfaltenos tienen una alta tendencia a precipitarse y formar depósitos. Este valor refleja un desequilibrio entre las fracciones de resinas y asfaltenos, lo que sugiere la necesidad de aplicar inhibidores o solventes como el inhibidor de asfaltenos + JP1 para mejorar la estabilidad coloidal y evitar problemas operativos a largo plazo.

6.1.3 Factor causante que contribuye a la precipitación de asfaltenos en el mono pozo

En el mono pozo, el factor principal que contribuye a la precipitación de asfaltenos es la composición del crudo con un 53.8% (según el análisis SARA), lo que aumenta su propensión a formar depósitos sólidos a lo largo de la línea de producción, para mitigar este problema, se implementó la inyección continua de una mezcla de inhibidor de asfaltenos y JP1, lo que mantiene los asfaltenos en suspensión, previniendo la formación de depósitos y asegurando un flujo eficiente del crudo.

6.2 Pruebas de compatibilidad y solubilidad entre el tratamiento químico y el fluido a tratar

Para realizar una prueba de compatibilidad entre el inhibidor de asfaltenos y el JP1 al fluido que se va a tratar, se tomó una muestra del mono pozo y se realizó un experimento de laboratorio que consistió en lo siguiente:

- Se tomó una muestra de 500 ml del fluido del mono pozo.

- Se colocó 90 ml de JP1 en un envase para centrifugar (Zanahoria).
- Se colocó 100 ml de crudo de la muestra junto con el JP1.
- Se añadió controladamente 10 ml de inhibidor de asfaltenos en la zanahoria.
- Se calentó la zanahoria a condiciones de temperatura de la línea del pozo (120 °F)
- Finalmente se agitó y centrifugó por aproximadamente 8 minutos.

Como resultado esperado, según se puede visualizar en la figura 6, la fase de hidrocarburos permaneció homogénea sin la formación de sólidos o presencia de otra interfase, la fase de agua libre se encuentra limpia sin presencia de precipitación de sólidos, esta prueba proporciona una visión clara sobre la compatibilidad y solubilidad del inhibidor de asfaltenos y el JP1 con el crudo del mono pozo.

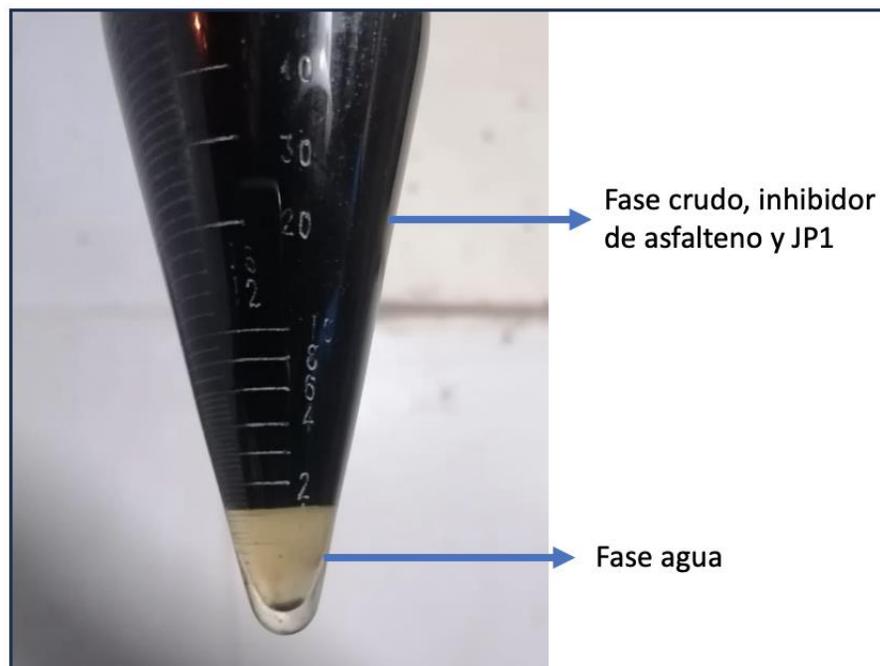


Figura 6. Muestra de prueba de compatibilidad

Fuente: Elaborado por autores

6.3 Pruebas y proceso operativo de la inyección de inhibidor de asfaltenos y JP1 a la línea de flujo

La dosificación del inhibidor de asfaltenos y el solvente JP1 fue ajustada tras realizar una serie de pruebas operativas para identificar la concentración más efectiva para el efecto de la suspensión de asfaltenos, para ello, se utilizó una bomba de inyección de químicos existente dentro de las facilidades del mono pozo, la cual, tiene una capacidad máxima de inyectar proporcionalmente a una rata de 10 galones por día (gls/día). La recomendación del fabricante de tratamiento químico era inyectar un volumen de 4 partes de la mezcla entre el inhibidor de asfaltenos y el JP1, el cual se detalla en la tabla 6, y para entender, se calcula la concentración de partes por millón (ppm) de inyección del inhibidor de asfaltenos con la siguiente formula:

$$ppm = \frac{gls/día * 23809.52}{BPPD}$$

Inicialmente, la prueba se realizó inyectando un volumen de 10 gls/día del total de la mezcla a la línea de flujo, que consistía con una dilución de 3 partes de JP1 y 1 parte de inhibidor de asfaltenos (3:1), osea, un 25% de la mezcla total del volumen inyectado por día (10 gls/día).

$$ppm = \frac{2,5 * 23809.52}{250} = 238 ppm$$

No obstante, tras observar que esta concentración de 238 ppm no era suficiente para mantener los asfaltenos en suspensión, el incremento en la presión de cabeza persistió, se llevó a cabo experimentos con diversas combinaciones aumentando la concentración de inhibidor de asfaltenos en la dilución.

Durante las pruebas, se continuó realizando ensayos con una dilución de 2 partes de JP1 y 2 partes de inhibidor de asfaltenos (2:2) con una concentración total de 476 ppm a 10

gls/día inyectados a la línea de flujo, durante un monitoreo de 5 días, sin obtener los resultados deseados en cuanto a la reducción de presión y la suspensión efectiva de los asfaltenos.

$$ppm = \frac{5 * 23809.52}{250} = 476 ppm$$

Finalmente, al observar el comportamiento de las presiones y las tendencias de la bomba electrosumergible, se realizó una dilución de 1 parte de JP1 y 3 partes de inhibidor de asfaltenos (1:3) inyectados a la línea de flujo con una concentración total de 714 ppm en los mismos 10 gls/día, el cual fué la óptima, esta concentración logró estabilizar el flujo de crudo, evitando la precipitación de asfaltenos en la tubería de producción y reduciendo la presión de cabeza a 170 psi, por consecuente las presiones de la BES y estabilizando la corriente de motor en la misma. El proceso de inyección se implementó de forma continua mediante la bomba dosificadora de químico, asegurando un flujo eficiente y estable hacia la estación de procesos.

$$ppm = \frac{7,5 * 23809.52}{250} = 714 ppm$$

Partes de JP1	Partes de Inhibidor de Asfalteno	Total de concentración	Galones inyectados de la mezcla (gls/día)	Concentración total de inhibidor de asfaltenos (ppm)	Observación
3	1	4	10	238	Primera prueba, sin éxito
2	2	4	10	476	Segunda prueba, sin éxito
1	3	4	10	714	Tercera prueba, con éxito

Tabla 6. Concentración del tratamiento químico

Fuente: Elaborado por autores

6.4 Impacto en la producción y variables del equipo BES

Una vez implementada la inyección continua de 10 galones por día de JP1 e inhibidor de asfaltenos en una dilución de 1:3, se realizó un seguimiento exhaustivo de las variables operativas de la bomba electrosomergible y de la presión de cabeza con el fin de evaluar la efectividad del tratamiento en la estabilidad del pozo y del sistema de producción. En la gráfica 6, se muestra las tendencias de las principales variables del equipo BES, como la presión de descarga, presión de succión, temperatura de entrada y salida, frecuencia de operación y sobre todo el consumo de corriente de motor, estas tendencias reflejan que las variables clave del sistema BES se mantienen estables sin experimentar paradas no programadas desde que se implementó la inyección de inhibidor de asfaltenos y JP1 en la dilución de 1:3, dicha estabilidad es un claro indicativo de que el tratamiento químico ha sido efectivo en la prevención de la formación de depósitos de asfaltenos en la línea de producción, evitando así los incrementos de presión que previamente causaban apagados del sistema.

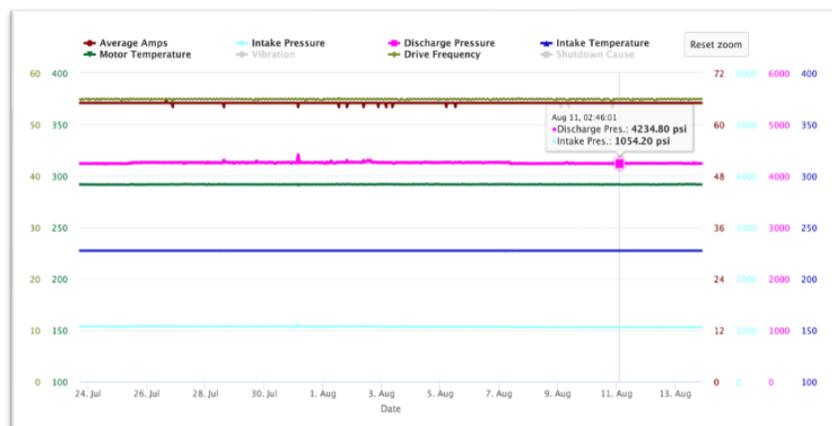


Figura 7. Tendencias de las variables del equipo BES post inyección de inhibidor de asfaltenos y JP1

Fuente: Agora (20 de Agosto del 2024)

6.5 Análisis termográfico del manifold de producción de la estación

Una vez implementada la inyección continua de inhibidor de asfaltenos y JP1 en la línea de flujo del pozo, se realizó un monitoreo exhaustivo utilizando herramientas avanzadas, como la termografía, para evaluar el estado de la infraestructura y la efectividad del tratamiento en la eliminación de obstrucciones. En la figura 7 se muestra una imagen termográfica del manifold de producción en la estación de procesos, en esta imagen, se puede observar claramente la línea de 4 pulgadas proveniente del pozo de la arenisca UI, la termografía indica que la distribución uniforme de temperatura a lo largo de la tubería sugiere que el flujo es continuo y sin interrupciones, lo que respalda el hecho de que los asfaltenos no están precipitando en la línea de flujo, también indica una operación estable sin obstrucciones ni puntos fríos que podrían indicar acumulación de sólidos.

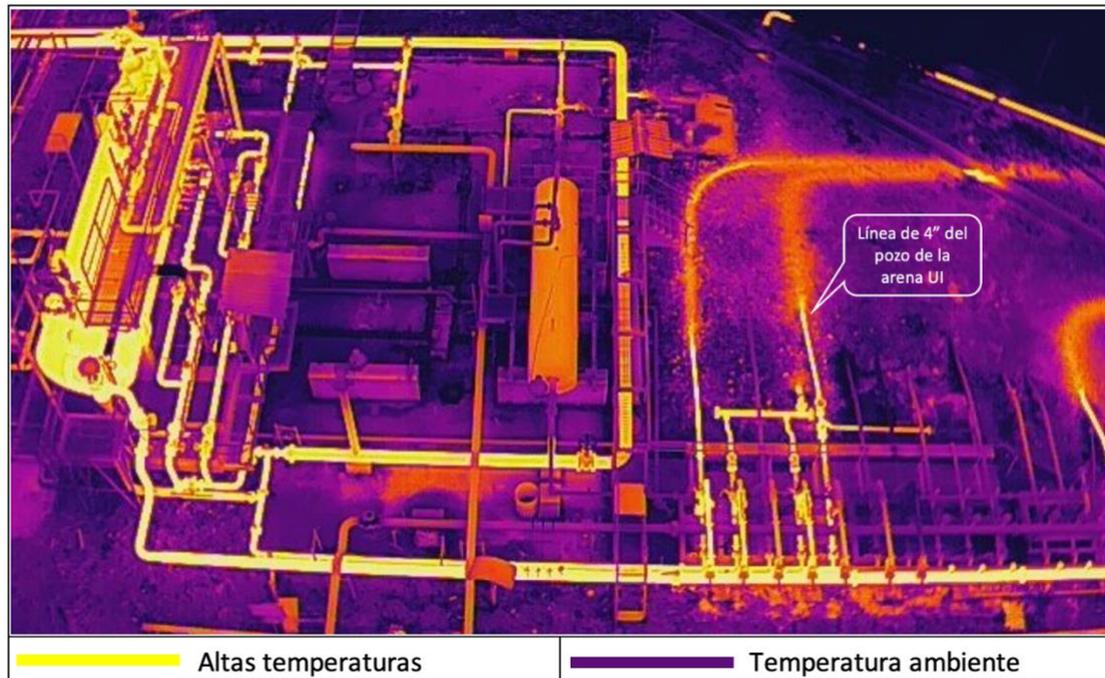


Figura 8. Fotografía termográfica del manifold de producción en estación de procesos

Fuente: Elaborado por autores

Se realizó una tabla de seguimiento de pruebas de pozo y presión de cabeza, antes y después de la implementación de la inyección de inhibidor de asfaltenos diluido en JP1, donde, se puede detallar lo siguiente:

- Desde la implementación de la dosificación de 714 ppm de inhibidor de asfaltenos diluido en JP1 en una proporción de 1:3, se ha observado una reducción significativa en las presiones operativas del pozo. La presión en cabeza disminuyó de 530 psi el 25 de junio de 2024 a 170 psi el 23 de julio del 2024, mientras que la presión de succión de la BES se redujo de 1218 psi a 1002 psi en el mismo periodo.
- Tras la estabilización de las presiones gracias a la nueva dosificación, la producción de crudo incrementó de manera significativa, el 23 de julio del 2024, la producción alcanzó 305 BPPD, lo que representa un incremento del 21,5 que es 50 BPPD con respecto a los valores anteriores a la inyección del tratamiento, donde inicialmente fue de 251 BPPD, como se observa en la tabla 7.
- A partir de la implementación exitosa de la mezcla química, las variables operativas se mantuvieron estables, tal como lo demuestra la tabla 7. Las presiones tanto en cabeza como en el equipo BES disminuyeron y estabilizaron, lo que ha permitido una operación continua sin apagados no programados.

FECHA	BFPD (Bls/día)	BPPD (Bls/día)	BAPD (Bls/día)	BSW (%)	PRESION DE CABEZA (Psi)	PRESION DE INTAKE DE LA BES (Psi)	PRESION DE DESCARGA DE LA BES (Psi)	OBSERVACIÓN
25-May-24	2506	251	2255	90	530	1271	4856	Inicia seguimiento de variables y prueba de producción
10-Jun-24	2512	251	2261	90	530	1245	4879	Dilución 3:1 a 238 ppm sin éxito
15-Jun-24	2610	261	2349	90	450	1158	4765	Dilución 2:2 a 476 ppm sin éxito
25-Jun-24	2523	252	2271	90	490	1218	4799	15-Jul Inicia dilución 1:3 a 714 ppm
23-Jul-24	3045	305	2741	90	170	1002	4230	Dilución 1:3 resulta exitosa
04-Aug-24	3057	306	2751	90	160	998	4234	Se verifica incremento en la producción de crudo en un 21.5%
24-Aug-24	3040	304	2736	90	160	987	4218	Continúa estable en variables y en producción + 50 BPPD

Tabla 7. Seguimiento de prueba y variables del pozo

Fuente: Elaborado por autores

7 CONCLUSIONES

El análisis SARA permitió identificar que el crudo de 17° API producido en la arenisca UI, contiene un 53.8% de asfaltenos. Este alto contenido de asfaltenos fue el principal responsable de las obstrucciones en la línea de flujo, lo que justificó la necesidad de implementar una solución química adecuada, la caracterización del crudo mediante este método proporcionó datos cruciales que guiaron la formulación del inhibidor de asfaltenos

diluido en JP1 para aplicarlo y mantener los asfaltenos en suspensión evitando su precipitación.

Las pruebas de viscosidad dinámica realizadas mostraron que la viscosidad dinámica del crudo disminuye considerablemente a medida que aumenta la temperatura, a 80 °F, la viscosidad registrada fue de 642 cP, mientras que a 120 °F disminuyó a 252 cP, estos resultados confirmaron que las condiciones de operación del pozo, especialmente en términos de temperatura, tienen un impacto directo en la movilidad de los fluidos, y por ende, en la efectividad del tratamiento químico implementado.

Las pruebas de compatibilidad y solubilidad entre dos sistemas solventes y el crudo del mono pozo permitieron seleccionar una mezcla de inhibidor de asfaltenos y JP1 como la opción más eficaz, la compatibilidad química entre los solventes y el crudo evitó la formación de emulsiones indeseadas y aseguró una disolución adecuada de los asfaltenos, lo que fue clave para mantener el flujo continuo a lo largo del sistema.

Las pruebas realizadas en la línea de flujo con distintas diluciones de inhibidor de asfaltenos en el JP1 demostraron que una dosificación de 10 gls/día con una dilución del 75% de inhibidor de asfaltenos fue la más efectiva para evitar la precipitación de asfaltenos y estabilizar las presiones operativas, las diluciones inferiores no lograron mantener los asfaltenos en suspensión de manera eficiente, por lo que, se continuó con los incrementos en las presiones.

Tras la implementación del tratamiento químico, se observó un incremento del 21.5% en la producción de crudo, lo que pasó de 251 BPPD a 305 BPPD, además, las presiones en cabeza y las variables de succión, descarga y sobre todo la corriente de motor de la BES se estabilizaron, lo que permitió una operación continua sin apagados no programados, esto evidencia que la inyección del inhibidor de asfaltenos y solvente no solo mejoró la movilidad

de los fluidos, sino que también optimizó la inestabilidad de los parámetros operativos del pozo, prolongando la vida útil de la bomba electrosomergible (BES).

8 RECOMENDACIONES

Se recomienda investigar e implementar nuevas tecnologías como inhibidores basados en polímeros de alta eficiencia o nanotecnología, que ofrecen mayor efectividad en la estabilización de los asfaltenos en suspensión, también se puede considerar el uso de inhibidores de asfaltenos encapsulados, que liberan el inhibidor de manera controlada, optimizando el impacto en las zonas más críticas en la línea de flujo.

Se sugiere realizar análisis SARA de manera periódica (al menos una vez por año), empleando técnicas avanzadas como Cromatografía de Gases (GC) o Espectroscopía Infrarroja (IR) para detectar posibles cambios en la composición del crudo, estos análisis permitirán ajustar la formulación del tratamiento químico con base en la evolución del crudo, asegurando que el inhibidor mantenga la eficiencia requerida para evitar la formación de depósitos de asfaltenos.

Se recomienda implementar un sistema automatizado de monitoreo y control del volumen de inyección, como medidores de flujo electromagnéticos o medidores Coriolis, para garantizar que la dosificación de inhibidor y solvente se mantenga dentro de los parámetros recomendados, además, se sugiere incluir alarmas de bajo nivel en los tanques de almacenamiento de químicos y una verificación manual diaria del stock para prevenir la interrupción del suministro y posibles paradas no programadas por fallos en la dosificación.

También se recomienda mantener un monitoreo en tiempo real de las variables operativas clave (presión en fondo, presión en cabeza, temperaturas y caudal de flujo) mediante el uso de sistemas de monitoreo SCADA (Supervisory Control and Data

Acquisition) que permitan registrar y analizar datos en tiempo real, esto facilitará la identificación de tendencias en las variaciones de presión o temperatura y permitirá realizar ajustes precisos en la dosificación de inhibidores de asfaltenos y solvente, garantizando la estabilidad del sistema de producción.

9 BIBLIOGRAFÍA

- Mullins, O. C. (2007). *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics*. Springer.
- Buckley, J. S. (2002). Crude Oil and Asphaltene Characterization for Predicting Solids Deposition in Pipelines. *Energy & Fuels*, 1274-1281.
- Mansoori, G. A. (2003). Viscosity of Heavy Oils and Bitumen. *Petroleum Science and Technology*, 1017-1027.
- Yang, F. e. (2007). Asphaltene precipitation in crude oils: Theory and experiments. *AIChE Journal*, 3200-3212.
- Al-Mutairi, S. H. (2013). Evaluation of different asphaltene inhibitors for crude oils with varying asphaltene stability. *Fuel*, 300-309.
- Leontaritis, K. J. (1987). Asphaltene Flocculation During Oil Production and Processing: A Thermodynamic Colloidal Model. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Escobedo, J. &. (2010). Viscometric principles of asphaltene flocculation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209-214.
- Hammami, A. &. (2007). Precipitation and Deposition of Asphaltenes in Production Systems: A Flow Assurance Overview. *ASME International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering* .
- Zendehboudi, S. B. (2014). A review of thermal enhanced heavy oil recovery methods: Applicability, thermodynamics, recovery rates, and prospects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (págs. 143–153).
- Mansoori, G. A. (1997). Modeling of asphaltene and other heavy organic depositions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 101–111.

- Escobedo, J. &. (1995). Viscometric Principles of Asphaltene Flocculation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 223–236.
- Thomas, S. &. (2001). The role of gas in the pressure maintenance of heavy-oil reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48-55.
- Ghalambor, A. &. (2000). *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall.
- Brown, K. E. (PennWell Books). *The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4: Electrical Submersible Pumping*. Tulsa: 1999.
- API. (2000). *American Petroleum Institute*. Obtenido de Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 11. API Gravity: <https://www.api.org>
- ANSI. (2003). American National Standards Institute. *ANSI B31.3 - Process Piping Code*.
- 143, I. (1992). *IP 143: Standard Test Method for Asphaltenes (Heptane Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products*. Obtenido de Institute of Petroleum: <https://ip-standard.org/ip-143.html>
- ASTM. (2015). *ASTM D445-15: Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids*. Obtenido de ASTM International: <https://www.astm.org/Standards/D445.htm>
- Haskett, C. E. (1965). A Practical Solution to the Problem of Asphaltene Deposits—Economic Evaluation in Venezuela. *Journal of Petroleum Technology*, 387–391.

10 ABREVIATURAS

BFPD – Barriles de flujo por día

BPPD – Barriles de petróleo por día

BAPD – Barriles de agua por día

API – Gravedad específica del petróleo, según el American Petroleum Institute

SARA – Análisis de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos

BSW – Basic Sediment and Water (Sedimentos básicos y agua)

BES – Bomba electrosomergible

Hz – Hertz (Frecuencia de la BES)

A – Amperaje (Corriente del motor de la BES)

PIP – Pressure Intake Pump (Presión de entrada de la BES)

PD – Pressure Discharge (Presión de descarga de la BES)

TI – Temperatura de Intake (Temperatura de entrada de la BES)

TM – Temperatura de Motor (Temperatura de motor de la BES)

VSD – Variable Speed Drive (Controlador de velocidad variable de la BES)

ppm – Partes por millón

Gls/día – Galones por día

cP – Centipoise (Viscosidad dinámica)

cSt – Centistokes (Viscosidad cinemática)

JP1 – Solvente utilizado en el proyecto

PSI – Pounds per Square Inch (Libras por pulgada cuadrada)

UI – Arenisca UI (Nombre del reservorio)

11 ANEXOS

Anexo 1. Norma ASTM D445 para cálculo de viscosidad dinámica

NOTICE: This standard has either been superseded and replaced by a new version or withdrawn. Contact ASTM International (www.astm.org) for the latest information



Designation: D445 – 21

British Standard 2000: Part 71: Section 1: 1996



Designation: 71 Section 1/2017

Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)¹

This standard is issued under the fixed designation D445; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

This standard has been approved for use by agencies of the U.S. Department of Defense.

1. Scope*

1.1 This test method specifies a procedure for the determination of the kinematic viscosity, ν , of liquid petroleum products, both transparent and opaque, by measuring the time for a volume of liquid to flow under gravity through a calibrated glass capillary viscometer. The dynamic viscosity, η , can be obtained by multiplying the kinematic viscosity, ν , by the density, ρ , of the liquid.

NOTE 1—For the measurement of the kinematic viscosity and viscosity of bitumens, see also Test Methods D2170 and D2171.

NOTE 2—ISO 3104 corresponds to Test Method D445 – 03.

1.2 The result obtained from this test method is dependent upon the behavior of the sample and is intended for application to liquids for which primarily the shear stress and shear rates are proportional (Newtonian flow behavior). If, however, the viscosity varies significantly with the rate of shear, different results may be obtained from viscometers of different capillary diameters. The procedure and precision values for residual fuel oils, which under some conditions exhibit non-Newtonian behavior, have been included.

1.3 The range of kinematic viscosities covered by this test method is from 0.2 mm²/s to 300 000 mm²/s (see Table A1.1) at all temperatures (see 6.3 and 6.4). The precision has only been determined for those materials, kinematic viscosity ranges and temperatures as shown in the footnotes to the precision section.

1.4 The values stated in SI units are to be regarded as standard. The SI unit used in this test method for kinematic viscosity is mm²/s, and the SI unit used in this test method for dynamic viscosity is mPa·s. For user reference, 1 mm²/s = 10⁻⁶ m²/s = 1 cSt and 1 mPa·s = 1 cP = 0.001 Pa·s.

¹ This test method is under the jurisdiction of ASTM Committee D02 on Petroleum Products, Liquid Fuels, and Lubricants and is the direct responsibility of Subcommittee D02.07 on Flow Properties.

Current edition approved May 15, 2021. Published June 2021. Originally approved in 1937. Last previous edition approved in 2019 as D445 – 19a. DOI: 10.1520/D0445-21.

In the IP, this test method is under the jurisdiction of the Standardization Committee.

1.5 **WARNING**—Mercury has been designated by many regulatory agencies as a hazardous substance that can cause serious medical issues. Mercury, or its vapor, has been demonstrated to be hazardous to health and corrosive to materials. Use Caution when handling mercury and mercury-containing products. See the applicable product Safety Data Sheet (SDS) for additional information. The potential exists that selling mercury or mercury-containing products, or both, is prohibited by local or national law. Users must determine legality of sales in their location.

1.6 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety, health, and environmental practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.*

1.7 *This international standard was developed in accordance with internationally recognized principles on standardization established in the Decision on Principles for the Development of International Standards, Guides and Recommendations issued by the World Trade Organization Technical Barriers to Trade (TBT) Committee.*

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:²

D396 Specification for Fuel Oils

D446 Specifications and Operating Instructions for Glass Capillary Kinematic Viscometers

D1193 Specification for Reagent Water

D1217 Test Method for Density and Relative Density (Specific Gravity) of Liquids by Bingham Pycnometer

D1480 Test Method for Density and Relative Density (Specific Gravity) of Viscous Materials by Bingham Pycnometer

² For referenced ASTM standards, visit the ASTM website, www.astm.org, or contact ASTM Customer Service at service@astm.org. For Annual Book of ASTM Standards volume information, refer to the standard's Document Summary page on the ASTM website.

*A Summary of Changes section appears at the end of this standard

 D445 – 21

- D1481** Test Method for Density and Relative Density (Specific Gravity) of Viscous Materials by Lipkin Bicapillary Pycnometer
- D2162** Practice for Basic Calibration of Master Viscometers and Viscosity Oil Standards
- D2170** Test Method for Kinematic Viscosity of Asphalts
- D2171** Test Method for Viscosity of Asphalts by Vacuum Capillary Viscometer
- D6071** Test Method for Low Level Sodium in High Purity Water by Graphite Furnace Atomic Absorption Spectroscopy
- D6074** Guide for Characterizing Hydrocarbon Lubricant Base Oils
- D6299** Practice for Applying Statistical Quality Assurance and Control Charting Techniques to Evaluate Analytical Measurement System Performance
- D6300** Practice for Determination of Precision and Bias Data for Use in Test Methods for Petroleum Products, Liquid Fuels, and Lubricants
- D6617** Practice for Laboratory Bias Detection Using Single Test Result from Standard Material
- D6708** Practice for Statistical Assessment and Improvement of Expected Agreement Between Two Test Methods that Purport to Measure the Same Property of a Material
- D8278** Specification for Digital Contact Thermometers for Test Methods Measuring Flow Properties of Fuels and Lubricants
- E1** Specification for ASTM Liquid-in-Glass Thermometers
- E77** Test Method for Inspection and Verification of Thermometers
- E563** Practice for Preparation and Use of an Ice-Point Bath as a Reference Temperature
- E1750** Guide for Use of Water Triple Point Cells
- E2593** Guide for Accuracy Verification of Industrial Platinum Resistance Thermometers
- 2.2 ISO Standards:**³
- ISO 3104** Petroleum products—Transparent and opaque liquids—Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity
- ISO 3105** Glass capillary kinematic viscometers—Specification and operating instructions
- ISO 3696** Water for analytical laboratory use—Specification and test methods
- ISO 5725** Accuracy (trueness and precision) of measurement methods and results
- ISO 9000** Quality management and quality assurance standards—Guidelines for selection and use
- ISO 17025** General requirements for the competence of testing and calibration laboratories
- 2.3 NIST Standards:**⁴
- NIST Technical Note 1297** Guideline for Evaluating and Expressing the Uncertainty of NIST Measurement Results⁵

NIST GMP 11 Good Measurement Practice for Assignment and Adjustment of Calibration Intervals for Laboratory Standards⁶

NIST Special Publication 811 Guide for the Use of the International System of Units (SI)⁷

NIST Special Publication 1088 Maintenance and Validation of Liquid-in-Glass Thermometers⁸

3. Terminology

3.1 See also *International Vocabulary of Metrology*.⁹

3.2 *Definitions:*

3.2.1 *digital contact thermometer (DCT), n*—an electronic device consisting of a digital display and associated temperature sensing probe.

3.2.1.1 *Discussion*—This device consists of a temperature sensor connected to a measuring instrument; this instrument measures the temperature-dependent quantity of the sensor, computes the temperature from the measured quantity, and provides a digital output. This digital output goes to a digital display and/or recording device that may be internal or external to the device.

3.2.1.2 *Discussion*—The devices are often referred to as a “digital thermometers,” however the term includes devices that sense temperature by means other than being in physical contact with the media.

3.2.1.3 *Discussion*—PET is an acronym for portable electronic thermometers, a subset of digital contact thermometers (DCT).

3.3 *Definitions of Terms Specific to This Standard:*

3.3.1 *automated viscometer, n*—apparatus which, in part or in whole, has mechanized one or more of the procedural steps indicated in Section 11 or 12 without changing the principle or technique of the basic manual apparatus. The essential elements of the apparatus in respect to dimensions, design, and operational characteristics are the same as those of the manual method.

3.3.1.1 *Discussion*—Automated viscometers have the capability to mimic some operation of the test method while reducing or removing the need for manual intervention or interpretation. Apparatus which determine kinematic viscosity by physical techniques that are different than those used in this test method are not considered to be Automated Viscometers.

3.3.2 *density, n*—the mass per unit volume of a substance at a given temperature.

3.3.3 *dynamic viscosity, η , n*—the ratio between the applied shear stress and rate of shear of a material.

3.3.3.1 *Discussion*—It is sometimes called the coefficient of dynamic viscosity or absolute viscosity. Dynamic viscosity is a measure of resistance to flow or deformation which constitutes a material’s ability to transfer momentum in response to steady or time-dependent external shear forces. Dynamic viscosity has

³ Available from American National Standards Institute (ANSI), 25 W. 43rd St., 4th Floor, New York, NY 10036, <http://www.ansi.org>.

⁴ Available from National Institute of Standards and Technology (NIST), 100 Bureau Dr., Stop 3460, Gaithersburg, MD 20899-3460.

⁵ <http://physics.nist.gov/cuu/Uncertainty/bibliography.html>

⁶ http://ts.nist.gov/WeightsAndMeasures/upload/GMP_11_Mar_2003.pdf

⁷ <http://www.nist.gov/pml/pubs/sp811/index.cfm>

⁸ <http://www.nist.gov/pml/pubs/sp1088/index.cfm>

⁹ *International Vocabulary of Metrology — Basic and General Concepts and Associated Terms (VIM)*, 3rd ed., 2008, <http://www.bipm.org/en/publications/guides/vim.html>.

 D445 – 21

the dimension of mass divided by length and time and its SI unit is pascal times second (Pa·s). Among the transport properties for heat, mass, and momentum transfer, dynamic viscosity is the momentum conductivity.

3.3.4 *kinematic viscosity, ν , n* —the ratio of the dynamic viscosity (η) to the density (ρ) of a material at the same temperature and pressure.

3.3.4.1 *Discussion*—Kinematic viscosity is the ratio between momentum transport and momentum storage. Such ratios are called diffusivities with dimensions of length squared divided by time and the SI unit is metre squared divided by second (m^2/s). Among the transport properties for heat, mass, and momentum transfer, kinematic viscosity is the momentum diffusivity.

3.3.4.2 *Discussion*—Formerly, kinematic viscosity was defined specifically for viscometers covered by this test method as the resistance to flow under gravity. More generally, it is the ratio between momentum transport and momentum storage.

3.3.4.3 *Discussion*—For gravity-driven flow under a given hydrostatic head, the pressure head of a liquid is proportional to its density, ρ , if the density of air is negligible compared to that of the liquid. For any particular viscometer covered by this test method, the time of flow of a fixed volume of liquid is directly proportional to its kinematic viscosity, ν , where $\nu = \eta/\rho$, and η is the dynamic viscosity.

4. Summary of Test Method

4.1 The time is measured for a fixed volume of liquid to flow under gravity through the capillary of a calibrated viscometer under a reproducible driving head and at a closely controlled and known temperature. The kinematic viscosity (determined value) is the product of the measured flow time and the calibration constant of the viscometer. Two such determinations are needed from which to calculate a kinematic viscosity result that is the average of two acceptable determined values.

5. Significance and Use

5.1 Many petroleum products, and some non-petroleum materials, are used as lubricants, and the correct operation of the equipment depends upon the appropriate viscosity of the liquid being used. In addition, the viscosity of many petroleum fuels is important for the estimation of optimum storage, handling, and operational conditions. Thus, the accurate determination of viscosity is essential to many product specifications.

6. Apparatus

6.1 *Viscometers*—Use only calibrated viscometers of the glass capillary type, capable of being used to determine kinematic viscosity within the limits of the precision given in the precision section.

6.1.1 Viscometers listed in Table A1.1, whose specifications meet those given in Specifications D446 and in ISO 3105 meet these requirements. It is not intended to restrict this test method to the use of only those viscometers listed in Table A1.1. Annex A1 gives further guidance.

6.1.2 *Automated Viscometers*—Automated apparatus may be used as long as they mimic the physical conditions, operations, or processes of the manual apparatus. Any viscometer, temperature measuring device, temperature control, temperature-controlled bath, or timing device incorporated in the automated apparatus shall conform to the specification for these components as stated in Section 6 of this test method. Flow times of less than 200 s are permitted, however, a kinetic energy correction shall be applied in accordance with Section 7 on Kinematic Viscosity Calculation of Specifications D446. The kinetic energy correction shall not exceed 3.0 % of the measured viscosity. The automated apparatus shall be capable of determining kinematic viscosity of a certified viscosity reference standard within the limits stated in 9.2.1 and Section 17. The precision has been determined for automated viscometers tested on the sample types listed in 17.3.1 and is no worse than the manual apparatus (that is, exhibits the same or less variability).

NOTE 3—Precision and bias of kinematic viscosity measurements for flow times as low as 10 s have been determined for automated instruments tested with the sample types listed in 17.3.1.

6.2 *Viscometer Holders*—Use viscometer holders to enable all viscometers which have the upper meniscus directly above the lower meniscus to be suspended vertically within 1° in all directions. Those viscometers whose upper meniscus is offset from directly above the lower meniscus shall be suspended vertically within 0.3° in all directions (see Specifications D446 and ISO 3105).

6.2.1 Viscometers shall be mounted in the constant temperature bath in the same manner as when calibrated and stated on the certificate of calibration. See Specifications D446, see Operating Instructions in Annexes A1–A3. For those viscometers which have Tube L (see Specifications D446) held vertical, vertical alignment shall be confirmed by using (1) a holder ensured to hold Tube L vertical, or (2) a bubble level mounted on a rod designed to fit into Tube L, or (3) a plumb line suspended from the center of Tube L, or (4) other internal means of support provided in the constant temperature bath.

6.3 *Temperature-Controlled Bath*—Use a transparent liquid bath of sufficient depth such, that at no time during the measurement of flow time, any portion of the sample in the viscometer is less than 20 mm below the surface of the bath liquid or less than 20 mm above the bottom of the bath.

6.3.1 *Temperature Control*—For each series of flow time measurements, the temperature control of the bath liquid shall be such that within the range from 15 °C to 100 °C, the temperature of the bath medium does not vary by more than ± 0.02 °C of the selected temperature over the length of the viscometer, or between the position of each viscometer, or at the location of the thermometer. For temperatures outside this range, the deviation from the desired temperature must not exceed ± 0.05 °C.

6.4 Temperature Measuring Devices:

6.4.1 *Liquid-in-glass Thermometers*—Use calibrated thermometers noted in Annex A2. Devices with a nominal temperature range from 0 °C to 100 °C will have an accuracy after

AS/NZS D445 – 21

correction of ± 0.02 °C or better. When the nominal temperature range is outside the 0 °C to 100 °C range, they will have an accuracy after correction of ± 0.05 °C or better.

6.4.1.1 If calibrated liquid-in-glass thermometers are used, the use of two thermometers is recommended. When the temperature range is from 0 °C to 100 °C, the two thermometers, with corrections applied, shall agree within 0.04 °C. When the temperature range is outside 0 °C to 100 °C, the two thermometers, with corrections applied, shall agree to within 0.1 °C.

6.4.2 *Digital Contact Thermometer*—Use the indicated DCT for the following nominal temperature ranges:

Nominal Temperature Range	Specification D445:21 DCT Id
-80 °C to 0 °C	D02-DCT04
0 °C to 100 °C	D02-DCT05
100 °C to 175 °C	D02-DCT06

6.4.2.1 Verify the calibration at least annually. The probe shall be recalibrated when the check value differs by more than 0.02 °C from the last probe calibration. Verification can be

accomplished with the use of a water triple point cell, an ice bath, or other suitable constant temperature device which has a known temperature value of suitable precision. See Practice E563 and Guides E1750 and E2593 for more information regarding checking calibrations.

6.4.2.2 In the case of constant temperature baths used in instruments for automatic viscosity determinations, the user is to contact the instrument manufacturer for the correct DCT that has performance equivalence to that described here.

6.4.3 Outside the range from 0 °C to 100 °C, use either calibrated liquid-in-glass thermometers of an accuracy after correction of ± 0.05 °C or better, or any other thermometric device of equal or better accuracy. When two temperature measuring devices are used in the same bath, they shall agree within ± 0.1 °C.

6.4.4 *Temperature Device Placement:*

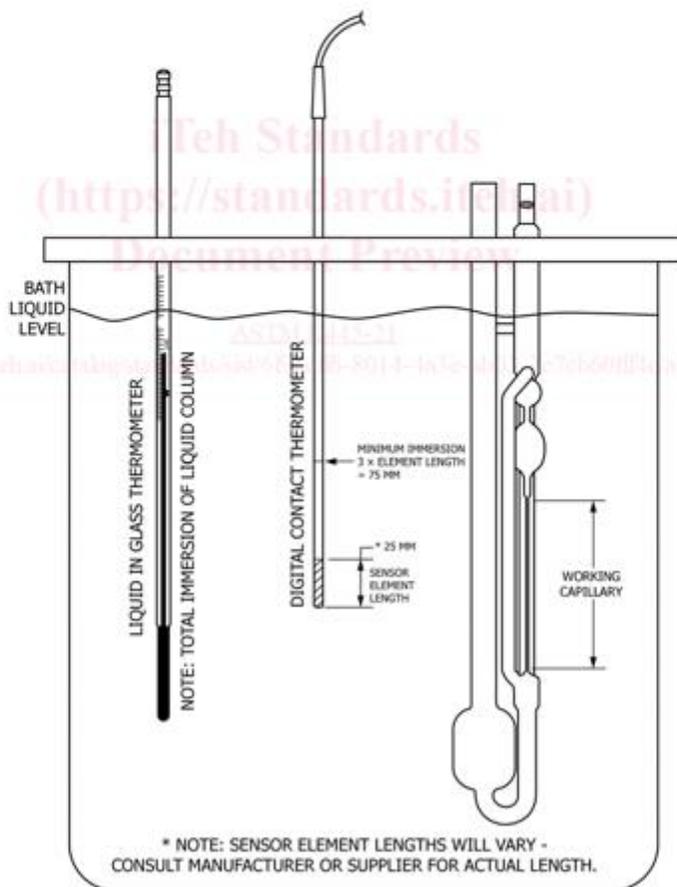


FIG. 1 Temperature Probe Immersion in Constant Temperature Bath

 D445 – 21

6.4.4.1 *Liquid-in-glass Thermometer*, shall be suspended vertically and positioned so that the top of the liquid column is just below the surface of the bath fluid. See Fig. 1.

6.4.4.2 *DCT Probe*, shall be immersed by more than its minimum immersion depth in a constant temperature bath so that the center of the probe's sensing region is at the same level as the lower half of the working capillary provided the probe's minimum immersion depth is met and is no less than indicated on calibration certificate. See Fig. 1. The end of the probe sheath shall not extend past the bottom of the viscometer. It is preferable for the center of the sensing element to be located at the same level as the lower half of the working capillary as long as the minimum immersion requirements are met.

6.4.5 When using liquid-in-glass thermometers, such as those in Table A2.1, use a magnifying device to read the thermometer to the nearest $\frac{1}{8}$ division (for example, 0.01 °C or 0.02 °F) to ensure that the required test temperature and temperature control capabilities are met (see 10.1). It is recommended that thermometer readings (and any corrections supplied on the certificates of calibrations for the thermometers) be recorded on a periodic basis to demonstrate compliance with the test method requirements. This information can be quite useful, especially when investigating issues or causes relating to testing accuracy and precision.

6.5 *Timing Device*—Use any timing device, spring-wound or digital, that is capable of taking readings with a discrimination of 0.1 s or better and has an accuracy within $\pm 0.07\%$ (see Annex A3) of the reading when tested over the minimum and maximum intervals of expected flow times.

6.5.1 Timing devices powered by alternating electric current may be used if the current frequency is controlled to an accuracy of 0.05 % or better. Alternating currents, as provided by some public power systems, are intermittently rather than continuously controlled. When used to actuate electrical timing devices, such control can cause large errors in kinematic viscosity flow time measurements.

6.6 *Ultrasonic Bath, Unheated—(optional)*, with an operating frequency between 25 kHz to 60 kHz and a typical power output of ≤ 100 W, of suitable dimensions to hold container(s) placed inside of bath, for use in effectively dissipating and removing air or gas bubbles that can be entrained in viscous sample types prior to analysis. It is permissible to use ultrasonic baths with operating frequencies and power outputs outside this range, however it is the responsibility of the laboratory to conduct a data comparison study to confirm that results determined with and without the use of such ultrasonic baths does not materially impact results.

7. Reagents and Materials

7.1 *Chromic Acid Cleaning Solution*, or a nonchromium-containing, strongly oxidizing acid cleaning solution. (**Warning**—Chromic acid is a health hazard. It is toxic, a recognized carcinogen, highly corrosive, and potentially hazardous in contact with organic materials. If used, wear a full face-shield and full-length protective clothing including suitable gloves. Avoid breathing vapor. Dispose of used chromic acid carefully as it remains hazardous. Nonchromium-containing, strongly oxidizing acid cleaning solutions are also

highly corrosive and potentially hazardous in contact with organic materials, but do not contain chromium which has special disposal problems.)

7.2 *Sample Solvent*, completely miscible with the sample. Filter before use.

7.2.1 For most samples, a volatile petroleum spirit or naphtha is suitable. For residual fuels, a prewash with an aromatic solvent such as toluene or xylene may be necessary to remove asphaltenic material.

7.3 *Drying Solvent*, a volatile solvent miscible with the sample solvent (see 7.2) and water (see 7.4). Filter before use.

7.3.1 Acetone is suitable. (**Warning**—Extremely flammable.)

7.4 *Water*, deionized or distilled and conforming to Specification D1193 or Grade 3 of ISO 3696. Filter before use.

8. Certified Viscosity Reference Standards

8.1 Certified viscosity reference standards shall be certified by a laboratory that has been shown to meet the requirements of ISO 17025 by independent assessment. Viscosity standards shall be traceable to master viscometer procedures described in Practice D2162.

8.2 The uncertainty of the certified viscosity reference standard shall be stated for each certified value ($k = 2$, 95 % confidence). See ISO 5725 or NIST 1297.

9. Calibration and Verification

9.1 *Viscometers*—Use only calibrated viscometers, thermometers, and timers as described in Section 6.

9.2 *Certified Viscosity Reference Standards (Table A1.2)*—These are for use as confirmatory checks on the procedure in the laboratory.

9.2.1 If the determined kinematic viscosity does not agree within the acceptable tolerance band, as calculated from Annex A4, of the certified value, recheck each step in the procedure, including thermometer and viscometer calibration, to locate the source of error. Annex A1 gives details of standards available.

NOTE 4—In previous issues of Test Method D445, limits of $\pm 0.35\%$ of the certified value have been used. The data to support the limit of $\pm 0.35\%$ cannot be verified. Annex A4 provides instructions on how to determine the tolerance band. The tolerance band combines both the uncertainty of the certified viscosity reference standard as well as the uncertainty of the laboratory using the certified viscosity reference standard.

9.2.1.1 As an alternative to the calculation in Annex A4, the approximate tolerance bands in Table 1 may be used.

9.2.2 The most common sources of error are caused by particles of dust lodged in the capillary bore and temperature measurement errors. It must be appreciated that a correct result obtained on a standard oil does not preclude the possibility of a counterbalancing combination of the possible sources of error.

9.3 The calibration constant, C , is dependent upon the gravitational acceleration at the place of calibration and this must, therefore, be supplied by the standardization laboratory

TABLE 1 Approximate Tolerance Bands

NOTE 1—The tolerance bands were determined using Practice D6617. The calculation is documented in Research Report RR:D02-1498.^A

Viscosity of Reference Material, mm ² /s	Tolerance Band
< 10	±0.30 %
10 to 100	±0.32 %
100 to 1000	±0.36 %
1000 to 10 000	±0.42 %
10 000 to 100 000	±0.54 %
> 100 000	±0.73 %

^ASupporting data have been filed at ASTM International Headquarters and may be obtained by requesting Research Report RR:D02-1498.

together with the instrument constant. Where the acceleration of gravity, g , differs by more than 0.1 %, correct the calibration constant as follows:

$$C_2 = (g_2/g_1) \times C_1 \quad (1)$$

where the subscripts 1 and 2 indicate, respectively, the standardization laboratory and the testing laboratory.

10. General Procedure for Kinematic Viscosity

10.1 Adjust and maintain the viscometer bath at the required test temperature within the limits given in 6.3.1, taking account of the conditions given in Annex A2 and of the corrections supplied on the certificates of calibration for the thermometers.

10.1.1 Thermometers shall be held in an upright position under the same conditions of immersion as when calibrated.

10.1.2 In order to obtain the most reliable temperature measurement, it is recommended that two thermometers with valid calibration certificates be used (see 6.4).

10.1.3 They should be viewed with a lens assembly giving approximately five times magnification and be arranged to eliminate parallax errors.

10.2 Select a clean, dry, calibrated viscometer having a range covering the estimated kinematic viscosity (that is, a wide capillary for a very viscous liquid and a narrower capillary for a more fluid liquid). The flow time for manual viscometers shall not be less than 200 s or the longer time noted in Specifications D446. Flow times of less than 200 s are permitted for automated viscometers, provided they meet the requirements of 6.1.2.

10.2.1 The specific details of operation vary for the different types of viscometers listed in Table A1.1. The operating instructions for the different types of viscometers are given in Specifications D446.

10.2.2 When the test temperature is below the ambient dew point, the use of loosely-packed drying tubes affixed to the open ends of the viscometer is permitted but not mandatory. These are designed to prevent water condensation. It is essential that they do not set up a pressure differential and affect the rate of flow. Before the first use of drying tubes, it is recommended that a certified viscosity reference standard is used to verify the correct use of the viscometer with and without drying tubes in order to ensure that there is no restriction in the flow. When the test temperature is below the dew point, fill the viscometer in the normal manner as required in 11.1. It is recommended to charge the viscometer outside the

bath. To ensure that moisture does not condense or freeze on the walls of the capillary, draw the test portion into the working capillary and timing bulb, place rubber stoppers into the tubes to hold the test portion in place, and insert the viscometer into the bath. After insertion, allow the viscometer to reach bath temperature, and then remove the stoppers. When performing manual viscosity determinations, do not use those viscometers which cannot be removed from the constant temperature bath for charging the sample portion.

10.2.3 Viscometers used for silicone fluids, fluorocarbons, and other liquids which are difficult to remove by the use of a cleaning agent, shall be reserved for the exclusive use of those fluids except during their calibration. Subject such viscometers to calibration checks at frequent intervals. The solvent washings from these viscometers shall not be used for the cleaning of other viscometers.

11. Procedure for Transparent Liquids

11.1 Although not mandatory, for some transparent liquid sample types such as viscous oils that are prone to having entrained air or gas bubbles present in the sample, the use of an ultrasonic bath (see 6.6) without the heater turned on (if so equipped) has been found effective in homogenizing and dissipating bubbles typically within 5 min prior to taking a test specimen for analysis, with no material impact on results. Charge the viscometer in the manner dictated by the design of the instrument, this operation being in conformity with that employed when the instrument was calibrated. If the sample is thought or known to contain fibers or solid particles, filter through a 75 μ m screen, either prior to or during charging (see Specifications D446).

NOTE 5—To minimize the potential of particles passing through the filter from aggregating, it is recommended that the time lapse between filtering and charging be kept to a minimum.

11.1.1 In general, the viscometers used for transparent liquids are of the type listed in Table A1.1; however, for the manual measurement of kinematic viscosity of jet fuels at -20°C only suspended-level type viscometers as noted in Table A1.1 shall be used. The suspended level type viscometer types used for jet fuel do not require a correction to the calibration constant for the test temperature being used.

11.1.2 With certain products which exhibit *gel-like* behavior, exercise care that flow time measurements are made at sufficiently high temperatures for such materials to flow freely, so that similar kinematic viscosity results are obtained in viscometers of different capillary diameters.

11.1.3 Allow the charged viscometer to remain in the bath long enough to reach the test temperature. Where one bath is used to accommodate several viscometers, never add or withdraw, or clean a viscometer while any other viscometer is in use for measuring a flow time.

11.1.4 Because this time will vary for different instruments, for different temperatures, and for different kinematic viscosities, establish a safe equilibrium time by trial.

11.1.4.1 Thirty minutes should be sufficient except for the highest kinematic viscosities, however a minimum of 30 min is specifically required for manual analysis of jet fuels at -20°C .

11.1.5 Where the design of the viscometer requires it, adjust the volume of the sample to the mark after the sample has reached temperature equilibrium.

11.2 Use suction (if the sample contains no volatile constituents) or pressure to adjust the head level of the test sample to a position in the capillary arm of the instrument about 7 mm above the first timing mark, unless any other value is stated in the operating instructions for the viscometer. With the sample flowing freely, measure, in seconds to within 0.1 s, the time required for the meniscus to pass from the first to the second timing mark. If this flow time is less than the specified minimum (see 10.2), select a viscometer with a capillary of smaller diameter and repeat the operation.

11.2.1 Repeat the procedure described in 11.2 to make a second measurement of flow time. Record both measurements.

11.2.2 From the two measurements of flow time, calculate two determined values of kinematic viscosity.

11.2.3 If the two determined values of kinematic viscosity calculated from the flow time measurements agree within the stated determinability figure (see 17.1.1) for the product, use the average of these determined values to calculate the kinematic viscosity result to be reported. Record the result. If not, repeat the measurements of flow times after a thorough cleaning and drying of the viscometers and filtering (where required, see 11.1) of the sample until the calculated kinematic viscosity determinations agree with the stated determinability.

11.2.4 If the material or temperature, or both, is not listed in 17.1.1, use 1.5 % as an estimate of the determinability.

12. Procedure for Residual Fuel Oils and Opaque Liquids

12.1 For steam-refined cylinder oils and black lubricating oils, proceed to 12.2 ensuring a thoroughly representative sample is used. The kinematic viscosity of residual fuel oils and similar waxy products can be affected by the previous thermal history and the following procedure described in 12.1.1 to 12.1.8 shall be followed to minimize this.

12.1.1 In general, the viscometers used for opaque liquids are of the reverse-flow type listed in Table A1.1, C.

12.1.2 Heat the sample in the original container at a temperature between 60 °C and 65 °C for 1 h.

12.1.3 Place the BS/IP/RF U-tube reverse-flow, or Zeitfuchs Cross-arm, or Lantz-Zeitfuchs type reverse-flow viscometer for the samples to be tested in the viscometer bath(s) at the required test temperature. If the viscometers are to be charged prior to insertion in the viscometer bath, for example, Cannon Fenske Opaque, see 12.2.1.

12.1.4 Upon completion of step 12.1.2, vigorously stir each sample for approximately 20 s with a glass or steel rod of sufficient length to reach the bottom of the container. For samples of a very waxy nature or oils of high kinematic viscosity, it may be necessary to increase the heating temperature above 65 °C to achieve proper mixing. The sample should be sufficiently fluid for ease of stirring and shaking.

12.1.5 Remove the stirring rod and inspect for sludge or wax adhering to the rod. Continue stirring until there is no sludge or wax adhering to the rod.

12.1.6 Recap the container tightly and shake vigorously for 1 min to complete the mixing. To protect the integrity of the sample should a repeat analysis be required, pour sufficient sample to fill two flasks and loosely stopper. (Each flask should hold sufficient sample to fill two viscometers in order to obtain two determinations. The second flask is required to carry out a repeat analysis.) If a repeat analysis is not a consideration the next steps can be performed using the original container, loosely capped.

12.1.7 Heat the first sample flask or sample container between 100 °C and 105 °C for 30 min.

12.1.8 Remove the first sample flask or sample container from the heat, close tightly, and shake vigorously for 60 s.

12.2 Two determinations of the kinematic viscosity of the test material are required. For those viscometers that require a complete cleaning after each flow time measurement, two viscometers must be used. These two determinations are used to calculate one result. Charge two viscometers in the manner dictated by the design of the instrument. For example, for the Lantz-Zeitfuchs Cross-arm or the BS/IP/RF U-tube reverse-flow viscometers for opaque liquids, filter the sample through a 75 µm filter into two viscometers previously placed in the bath. For samples subjected to heat treatment, use a preheated filter to prevent the sample coagulating during the filtration.

12.2.1 Viscometers which are charged before being inserted into the bath may need to be preheated in an oven prior to charging the sample. This is to ensure that the sample will not be cooled below test temperature.

12.2.2 After 10 min, adjust the volume of the sample (where the design of the viscometer requires) to coincide with the filling marks as in the viscometer specifications (see Specifications D446).

12.2.3 Allow the charged viscometers enough time to reach the test temperature (see 12.2.1). Where one bath is used to accommodate several viscometers, never add or withdraw, or clean a viscometer while any other viscometer is in use for measuring flow time.

12.3 With the sample flowing freely, measure in seconds to within 0.1 s, the time required for the advancing ring of contact to pass from the first timing mark to the second. Record the measurement.

12.3.1 In the case of samples requiring heat treatment described in 12.1 through 12.1.8, complete the measurements of flow time within 1 h of completing 12.1.8. Record the measured flow times.

12.4 Calculate kinematic viscosity, v , in millimetres squared per second, from each measured flow time. Regard these as two determined values of kinematic viscosity.

12.4.1 For residual fuel oils, if the two determined values of kinematic viscosity agree within the stated determinability figure (see 17.1.1), use the average of these determined values to calculate the kinematic viscosity result to be reported. This constitutes one analysis. Record the result. If a second value (repeat) is required, then repeat the analysis after thorough cleaning and drying of the viscometers starting from sample preparation steps 12.1.6 using the second flask. If the original container has been conditioned using steps 12.1.2 to 12.1.8,

Anexo 2. Norma IP143 para determinación de asfaltenos en crudo



Designation: D 6560 – 00

An American National Standard



Designation: IP 143/01

Standard Test Method for Determination of Asphaltenes (Heptane Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products¹²

This standard is issued under the fixed designation D 6560; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

1. Scope

1.1 This test method covers a procedure for the determination of the heptane insoluble asphaltene content of gas oil, diesel fuel, residual fuel oils, lubricating oil, bitumen, and crude petroleum that has been topped to an oil temperature of 260°C (see A1.2.1.1).

1.2 The precision is applicable to values between 0.50 and 30.0 % m/m. Values outside this range may still be valid but may not give the same precision values.

1.3 Oils containing additives may give erroneous results.

1.4 The values stated in SI units are to be regarded as the standard.

1.5 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.*

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:

D 86 Test Method for Distillation of Petroleum Products³

D 1298 Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method³

D 4052 Test Method for Density and Relative Density of Liquids by Digital Density Meter⁴

D 4057 Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products⁴

D 4177 Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products⁴

¹ This test method is under the jurisdiction of ASTM Committee D02 on Petroleum Products and Lubricants and is the direct responsibility of Subcommittee D02.14 on Stability and Cleanliness of Liquid Fuels.

Current edition approved June 10, 2000. Published July 2000.

² This standard is based on material published in the IP Standard methods for Analysis and Testing of Petroleum and Related Products and British Standard 2000 Parts, copyright The Institute of Petroleum, 61 New Cavendish Street, London, W1M 8AR. Adapted with permission of The Institute of Petroleum.

³ Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.01.

⁴ Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.02.

2.2 IP Standard:⁵

Specifications for IP Standard Thermometers

3. Terminology

3.1 Definitions:

3.1.1 *asphaltenes*, *n*-wax-free organic material insoluble in heptane, but soluble in hot toluene (benzene).

NOTE 1—Benzene is included in this definition solely on the basis of its classical references in the definition of asphaltenes. The precision of this test method when using toluene has been found to be the same as when using benzene.

4. Summary of Test Method

4.1 A test portion of the sample is mixed with heptane and the mixture heated under reflux, and the precipitated asphaltenes, waxy substances, and inorganic material are collected on a filter paper. The waxy substances are removed by washing with hot heptane in an extractor.

4.2 After removal of the waxy substances, the asphaltenes are separated from the inorganic material by dissolution in hot toluene, the extraction solvent is evaporated, and the asphaltenes weighed.

5. Significance and Use

5.1 Asphaltenes are the organic molecules of highest molecular mass and carbon-hydrogen ratio normally occurring in crude petroleum and petroleum products containing residual material. They may give problems during storage and handling if the suspension of asphaltene molecules is disturbed through excess stress or incompatibility. They are also the last molecules in a product to combust completely, and thus may be one indicator of black smoke propensity. Their composition normally includes a disproportionately high quantity of the sulfur, nitrogen, and metals present in the crude petroleum or petroleum product.

⁵ Available from Institute of Petroleum, 61 New Cavendish St., London, W1M 8AR, UK.


D 6560 – 00
6. Apparatus

6.1 *General*—Ground-glass joints from different sources may have one of two diameter to length ratios. For the purposes of this test method, either is suitable, and for some applications, the diameter itself can be one of two. However, it is critical that the male and female parts of each joint are from the same series to avoid recession or protuberance.

6.2 *Condenser*, with a coil or double surface, fitted with a 34/45 or 34/35 ground-glass joint at the bottom to fit the top of the extractor. Minimum length is 300 mm.

6.3 *Reflux Extractor*, conforming to the dimensions given in Fig. 1. Tolerances are ± 1 mm on the height and outer diameter (OD) of the extractor body and ± 0.5 mm on all other dimensions. The female ground-glass joint at the top shall match the male at the bottom of the condenser, and the male ground-glass joint at the bottom shall match the female of the conical flask.

6.4 *Conical Flasks*, of borosilicate glass of appropriate capacity (see 11.2 and Table 1), with ground-glass joints to fit the bottom of the extractor.

Note 2—Sizes 24/39, 24/29, 29/43 or 29/32 are suitable.

6.5 *Stopper*, of borosilicate glass of a size to fit the conical flask.

6.6 *Evaporating Vessel*, of borosilicate glass. Either a hemispherical dish of approximately 90 mm diameter, or another suitable vessel used in conjunction with a rotovapor.

Note 3—A rotovapor in conjunction with a nitrogen atmosphere reduces the hazard of toluene evaporation (see 11.7).

6.7 *Filter Funnel*, of borosilicate glass, approximately 100 mm diameter.

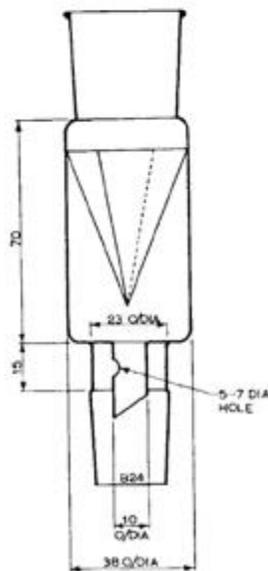


FIG. 1 Extractor

TABLE 1 Test Portion Size, Flask, and Heptane Volumes

Estimated Asphaltene Content % m/m	Test Portion Size g	Flask Volume mL	Heptane Volume mL
Less than 0.5	10 \pm 2	1000	300 \pm 60
0.5 to 2.0	8 \pm 2	500	240 \pm 60
Over 2.0 to 5.0	4 \pm 1	250	120 \pm 30
Over 5.0 to 10.0	2 \pm 1	150	60 \pm 15
Over 10.0 to 25.0	0.8 \pm 0.2	100	25 to 30
Over 25.0	0.5 \pm 0.2	100	25 \pm 1

6.8 *Filter Papers*, Whatman⁶ Grade 42, 110 or 125-mm diameter.

6.9 *Analytical Balance*, capable of weighing with an accuracy of 0.1 mg.

6.10 *Forceps*, of stainless steel, spade ended.

6.11 *Timing Device*, electronic or manual, accurate to 1.0 s.

6.12 *Oven*, capable of maintaining a temperature from 100 to 110°C.

6.13 *Graduated Cylinders*, of 50 and 100 mL capacity.

6.14 *Stirring Rods*, of glass or polytetrafluoroethylene (PTFE), 150 by 3-mm diameter.

6.15 *Cooling Vessel*, consisting of either a desiccator without desiccant, or another suitable tightly-stoppered vessel.

6.16 *Mixer*, high-speed, nonaerating.

7. Reagents

7.1 *Toluene (methylbenzene)* [C₆H₅CH₃], analytical reagent or nitration grade.

7.2 *Heptane* [C₇H₁₆], analytical reagent grade.

8. Sampling

8.1 Unless otherwise specified, take samples by the procedures described in Practice D 4057 or D 4177.

9. Test Portion Preparation

9.1 Test portions from the laboratory samples shall be drawn after thorough mixing and subdivision. Heat viscous samples of residual fuels to a temperature that renders the sample liquid, but not above 80°C, and homogenize, using the mixer (see 6.16) as necessary.

9.2 Heat samples of penetration grade bitumens to a temperature not exceeding 120°C, and stir well before taking an aliquot.

9.3 Samples of hard bitumens shall be ground to a powder before an aliquot is taken.

9.4 Samples of crude petroleum shall be prepared in accordance with the procedure described in the Annex A1, unless it is known that the crude petroleum contains negligible quantities of material boiling below 80°C.

10. Apparatus Preparation

10.1 Clean all glass flasks (see 6.4) and dishes (see 6.6) by a means that matches the cleanliness obtained by the use of a strongly oxidizing agent, such as chromosulfuric acid, ammonium peroxydisulfate in concentrated sulfuric acid at approximately 8 g/L, or sulfuric acid itself, soaking for at least 12 h,

⁶ Available from Whatman Int. Ltd., Maidstone, UK.

 D 6560 – 00

of 1.0 % m/m and greater, to the nearest 0.1 % m/m, by Test Method D 6560.

14. Precision and Bias

14.1 *Precision*—The precision values were determined in an interlaboratory program, using benzene as solvent, in 1956. A second interlaboratory program, using toluene as solvent, was carried out in 1975 to confirm the precision. No data from the 1956 evaluation program can be found.

NOTE 5—A recent (1998) interlaboratory program in France on four samples with asphaltene contents in the range from 0.50 to 22.0 % m/m resulted in estimated precision values very similar to those given in 14.2 and 14.3, except for the reproducibility at very low levels (<2.0 % m/m), which was significantly worse.

14.2 *Repeatability*—The difference between two successive test results obtained by the same operator with the same apparatus under constant operating conditions on identical test material would, in the normal and correct operation of the test method, exceed the value below in only one case in twenty.

$$r = 0.1 A \quad (3)$$

where A is the average result, in % m/m.

14.3 *Reproducibility*—The difference between two single and independent results obtained by different operators working in different laboratories on nominally identical test material would, in the normal and correct operation of the test method, exceed the value below in only one case in twenty.

$$R = 0.2 A \quad (4)$$

where A is the average result, in % m/m.

14.4 *Bias*—Since heptane insoluble asphaltene are defined by this test method, no bias can be assigned. The term asphaltene may be associated with other similar procedures using alkanes as precipitating agents other than heptane. In general, lighter alkanes will give higher results and heavier alkanes will give lower results than heptane, but no consistent ratio can be assigned.

15. Keywords

15.1 asphaltene; bitumen; crude petroleum; diesel fuel; gas oil; heptane insoluble residues; lubricating oil; residual fuel oils

ANNEX

(Mandatory Information)

A1. PREPARATION OF CRUDE PETROLEUM RESIDUE BY DISTILLATION

A1.1 Scope

A1.1.1 This annex covers a procedure for the preparation of a crude petroleum residue (topped to an oil temperature of 260°C) suitable for the determination of asphaltene content (see 9.4).

A1.2. Terminology

A1.2.1 Definitions:

A1.2.1.1 *crude petroleum residue, n*—residue from distillation to an oil temperature of 260°C carried out under conditions of this specific preparatory procedure.

A1.3 Summary of Test Method

A1.3.1 A weighed test portion of the crude petroleum sample is distilled in specified glass apparatus under specified conditions of heat input and rate of distillation. The distillation is stopped at an oil temperature of 260°C and the mass of the residue determined.

A1.4 Apparatus

A1.4.1 Distillation Apparatus:

A1.4.1.1 *Residue Distillation Apparatus*, conforming to the requirements of Test Method D 86, with the exception of the temperature sensor.

(a) The temperature sensor shall be a liquid-in-glass thermometer of total immersion type of total length 300 to 320 mm, with a temperature range from -4 to 360°C, and a maximum scale error of 2°C, or an alternative temperature measurement device or system of at least equivalent accuracy.

A transparent bath, maintained at $15 \pm 3^\circ\text{C}$, is mandatory for the receiver.

NOTE A1.1—A suitable thermometer is an IP 4C, as specified in Appendix A of the IP Test Methods Book.

A1.4.1.2 *Drying Distillation Apparatus*, conforming to A1.4.1.1, with the exception of a 500-mL distillation flask instead of the flask specified, and a 200-mL separating funnel immersed in broken ice instead of the receiver.

A1.4.2 *Drying Apparatus*, consisting of one of the following:

A1.4.2.1 *Centrifuge*.

A1.4.2.2 *Filter Apparatus*, operating at increased pressure.

A1.4.2.3 *Steel Container*, capable of withstanding 1000 kPa pressure and of being heated to 200°C.

A1.4.2.4 *Cottrell-type Electrostatic Separator*.

A1.5 Sample Preparation

A1.5.1 If the crude petroleum contains sufficient water to cause difficulties in distillation (excessive foaming), dry the sample by a method that avoids the loss of volatile components. The methods given in A1.5.1.1-A1.5.1.5 are suitable.

A1.5.1.1 Separate the water by gravity or by centrifuging in a closed container at the lowest practicable temperature.

A1.5.1.2 Filter the sample at the lowest practicable temperature and applied pressure, through anhydrous calcium chloride, sodium sulfate, or other suitable drying agent, in a closed vessel.

A1.5.1.3 Heat the sample in a closed steel container (see A1.4.2.3) fitted with a temperature sensor and pressure sensor.



D 6560 – 00

Fill the container to approximately 70 % capacity, and heat it until the oil reaches a temperature of 200°C, or until the pressure reaches 700 kPa. Allow the container to cool to ambient temperature, and then decant the oil from the separated water.

A1.5.1.4 Construct a Cottrell-type separator from a tall glass beaker with a brass gauze cylinder, lined with flannel that has been saturated with water, and then squeezed out to leave it damp, fitted tightly inside. A brass gauze cylinder mounted on the glass spindle of a laboratory stirrer, rotated at approximately 30 rev/min, forms the central electrode. Pour the sample into the beaker, and apply a voltage to the electrodes. Interrupt the water precipitation at intervals to prevent the loss of volatile components, and allow the oil to cool. Separate the oil from the water that has coalesced and run down the flannel lining.

A1.5.1.5 Distil off the water with the more volatile hydrocarbons in the apparatus described in A1.4.1.2. Charge the flask with 300 mL of sample, and place the temperature sensor such that the sensing point (bulb) is immersed in the sample. Heat the flask gently so that the oil temperature rises slowly to 150°C, vaporizing into the condenser by means of a small gas flame any drops of water that collect on the walls of the flask. Stop the distillation when no more water passes over in the distillate. Allow the residue to cool, run off the water collected in the separating funnel, and add the oily distillate back to the residue and mix thoroughly. If visible water is still present, filter by the method described in A1.5.1.2.

A1.6 Procedure

A1.6.1 Determine the density at 15°C of the crude petroleum by Test Method D 1298 or D 4052.

A1.6.2 Weigh the distillation flask to the nearest 0.1 g, and charge it with a mass equivalent to 100 mL of sample at 15°C

to within 0.1 g, ensuring that no oil flows down the vapor tube during this operation. Record the mass of oil (*D*). Place the liquid-in-glass thermometer so that the bottom of the bulb is 2.0 ± 0.5 mm from the bottom of the flask, or the alternative temperature sensor to a position established to give identical temperature readings.

NOTE A1.2—The position of the temperature sensor in the holder may be premarked before addition of the test portion to the flask.

A1.6.3 Swab out the condenser tube, and assemble the apparatus with the vapor tube of the flask extending into the condenser tube a distance of between 25 and 50 mm. Make the connection between flask and condenser tight by means of a stopper or bung through which the vapor tube passes.

A1.6.4 Place a clean dry receiver at the outlet of the condenser such that the condenser tube or adaptor extends into it at least 25 mm, but not below the 100-mL mark. Immerse the receiver up to the 100-mL mark in the transparent bath (see A1.4.1.1). Cover the top of the receiver closely during the distillation with a piece of paper weighted to restrict volatile losses and also to overcome the buoyancy of the receiver in the water bath. Circulate ice-cold (below 4°C) water through the condenser.

A1.6.5 Apply heat to the flask, and distil the crude petroleum at a rate not exceeding 2.5 mL/min until it ceases to foam, after which keep the rate of distillation constant at 2.0 to 2.5 mL/min (approximately 1 drop/s). Continue the distillation without interruption to 260°C. Remove the heat, and allow the condenser to drain into the receiver.

A1.6.6 Allow the residue in the flask to cool, remove the temperature sensor, and weigh the flask and residue. Record the mass of the residue (*R*).

A1.6.7 Use this residue to carry out the procedure (see Section 11) for the determination of asphaltene content.

ASTM International takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.

This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM International Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, at the address shown below.

This standard is copyrighted by ASTM International, 100 Barr Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959, United States. Individual reprints (single or multiple copies) of this standard may be obtained by contacting ASTM at the above address or at 610-832-9585 (phone), 610-832-9555 (fax), or service@astm.org (e-mail), or through the ASTM website (www.astm.org).


D 6560 – 00

followed by rinses in tap water, distilled water, and then acetone, using forceps only for handling. (**Warning**—Chromosulfuric acid is a health hazard. It is toxic, a recognized carcinogen as it contains Cr (VI) compounds, which are highly corrosive and potentially hazardous in contact with organic materials. When using chromosulfuric acid cleaning solution, eye protection and protective clothing are essential. Never pipette the cleaning solution by mouth. After use, do not pour cleaning solution down the drain, but neutralize it with great care, owing to the concentrated sulfuric acid present, and dispose of it in accordance with standard procedures for toxic laboratory waste (chromium is highly dangerous to the environment). Nonchromium containing, strongly oxidizing acid cleaning solutions are also highly corrosive and potentially hazardous in contact with organic materials, but do not contain chromium, which has its own special disposal problems.

10.2 For routine analysis, use a proprietary laboratory detergent to clean the glassware, followed by the rinses described in 10.1. When the detergent cleaning no longer matches the cleanliness required based on visual appearance, use a strong oxidizing agent.

10.3 After rinsing, place the glassware in the oven (see 6.12) for 30 min, and cool in the cooling vessel (see 6.15) for 30 min before weighing.

11. Procedure

11.1 Estimate the asphaltene content of the sample, or residue obtained from the procedure in the Annex A1, and weigh the quantity, to the nearest 1 mg for masses above 1 g and to the nearest 0.1 mg for masses of 1 g and below (see Table 1), into a flask (see 6.4) of appropriate capacity (see Table 1).

11.2 Add heptane (see 7.2) to the test portion in the flask at a ratio of 30 mL to each 1 g of sample if the expected asphaltene content is below 25 % m/m. For samples with an expected asphaltene content of above 25 % m/m, a minimum heptane volume of 25 mL shall be used (see Table 1).

11.3 Boil the mixture under reflux for 60 ± 5 min. Remove the flask and contents at the end of this period, cool, close with a stopper (see 6.5), and store in a dark cupboard for 90 to 150 min, calculated from the time of removal from reflux.

11.4 Place the filter paper, folded as shown in Fig. 2 (so as to prevent loss of asphaltenes by creeping), in the filter funnel, using forceps. Thereafter, handle the filter paper only with forceps. Without agitation, decant the liquid into the filter paper, and then transfer the the residue in the flask as

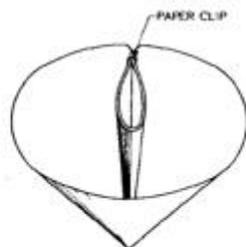


FIG. 2 Filter Paper

completely as possible with successive quantities of hot heptane, using the using the stirring rod (see 6.14) as necessary. Give the flask a final rinse with hot heptane, and pour the rinsings through the filter. Set the flask aside, without washing, for use as specified in 11.6.

11.5 Remove the filter paper and contents from the funnel, and place in the reflux extractor (see 6.3). Using a flask different from that used initially, reflux with heptane (see 7.2) at a rate of 2 drops/s to 4 drops/s from the end of the condenser for an extraction period of not less than 60 min, or until a few drops of heptane from the bottom of the extractor leave no residue on evaporation on a glass slide.

11.6 Replace the flask by the one used initially, and to which has been added 30 to 60 mL of toluene (see 7.1), and continue refluxing until all the asphaltenes have been dissolved from the paper.

11.7 Transfer the contents of the flask to a clean and dry (see Section 10) evaporating vessel (see 6.6), weighed to the nearest 0.2 mg by tare against a similar dish. Wash out the flask with successive small quantities of toluene to a total not exceeding 30 mL. Remove the toluene by evaporation on a boiling water bath (**Warning**—Perform the evaporation in a fume hood.), or by evaporation in a rotovapor under an atmosphere of nitrogen.

11.8 Dry the dish and contents in the oven (see 6.12) at 100 to 110°C for 30 min. Cool in the cooling vessel (see 6.15) for 30 to 60 min and reweigh by tare against the dish used previously for this purpose, and which has been subjected to the same heating and cooling procedure as was the dish containing asphaltenes.

NOTE 4—Asphaltenes are very susceptible to oxidation, and it is important that the procedure specified in the final drying stage is adhered to exactly as regards to temperature and time ± 1 min.

12. Calculation

12.1 Calculate the asphaltene content, *A*, in % m/m, of petroleum products as follows:

$$A = 100 (M/G) \quad (1)$$

where:

M = is the mass of asphaltenes, in grams, and

G = is the mass of test portion, in grams.

12.2 Calculate the asphaltene content, *C*, in % m/m, of crude petroleum prepared in the manner described in the Annex, as follows:

$$C = 100 (MR/GD) \quad (2)$$

where:

M = is the mass of asphaltenes, in grams,

R = is the mass of the residue from distillation, in grams,

G = is the mass of the residue aliquot, in grams, and

D = is the mass of crude petroleum sample distilled, in grams.

13. Report

13.1 Report the following information:

13.1.1 The heptane insoluble asphaltene content of values less than 1.00 % m/m, to the nearest 0.05 % m/m, by Test Method D 6560.

13.1.2 The heptane insoluble asphaltene content of values

Anexo 3. Resultados del análisis SARA del pozo



Tabla de contenido

1. <i>Introducción</i>	2
2. <i>Objetivo</i>	2
3. <i>Metodología Experimental</i>	2
3.1 <i>Análisis SARA</i>	2
4. <i>Resultados Experimentales</i>	3
5. <i>Conclusiones</i>	3

1. Introducción

Se recibe una muestra de crudo para su correspondiente análisis SARA.

Los resultados del pozo se detallan en el presente informe.

2. Objetivo.

- Cuantificar los compuestos Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA) presentes en el crudo extraído del campo Auca, Bloque 61.

3. Metodología Experimental.

3.1 Análisis SARA.

El análisis de Saturados, Aromáticos, Resinas (Polar 1) y Asfaltenos (Polar II), es una prueba composicional, que se desarrolla en base a la polaridad y solubilidad del crudo y normalmente sobre fracciones pesadas, mediante la cual es posible conocer el porcentaje en peso de la cantidad de estos compuestos.

- Saturados. Hidrocarburos lineales no polares. Sin enlaces dobles ni triples
- Aromáticos. Cadenas alquílicas y anillos cicloalquílicos, junto con anillos aromáticos adicionales. Polares. Derivados estructurales del benceno.
- Resinas / Parafinas (Polares 1). Básicamente consiste en anillos principalmente aromáticos. Alta polaridad. Son líquidos pesados o sólidos pegajoso y no tan volátiles.
- Asfaltenos (Polares II)- Anillos principalmente aromáticos. Se encuentran como coloides. Alta polaridad, no tienen enlaces dobles ni triples. Puros son sólidos y no volátiles.

Índice de inestabilidad coloidal (IIC)

En el IIC el petróleo se considera como un sistema coloidal que toma en cuenta las fracciones del análisis SARA. Este índice expresa la estabilidad de los asfaltenos en función de estas fracciones.

$$IIC = \frac{(\% \text{Asfaltenos}) + (\% \text{Saturados})}{(\% \text{Resinas}) + (\% \text{Aromáticos})}$$

Ecuación 1.

Tabla 1. Criterios de inestabilidad

<i>Índice de estabilidad coloidal</i>	<i>Interpretación</i>
$IIC \geq 0.9$	<i>Asfáltenos son inestables</i>
$0.7 \leq IIC \leq 0.9$	<i>Incertidumbre sobre la estabilidad</i>
$IIC < 0.7$	<i>Los asfáltenos son estables</i>

4. Resultados Experimentales.

Los resultados del análisis SARA obtenidos a través de la cromatografía líquida en columna de la muestra de crudo del campo Shaya se detallan en la tabla 2. El índice de inestabilidad coloidal (IIC)

se calculó de acuerdo con la Ecuación 1.

ANÁLISIS SARA POZO DE LA ARENA UI	
SATURADOS (%)	6,1
AROMATICOS (%)	31,1
PARAFINAS (%)	9,1
ASFALTENOS (%)	53,8
PARAFINAS + ASFALTENOS (%)	62,9
INDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL (IIC)	1,5

5. Conclusiones

- De los resultados obtenidos y calculado el IIC se establece que el pozo YCAC-015 presentan un IIC mayor a 0.9 lo que indica una posible inestabilidad de los asfaltenos en el crudo.

Anexo 4. Registro de pruebas de pozo

PRUEBAS DE POZO

Pozo	Mono Pozo
Zona	U Inferior
Fecha	25-may-24

TIEMPO	VOLUMEN	PRESIÓN DE CABEZA
HORA	BFPD	PSI
00:00	2510	530
01:00	2495	530
02:00	2520	530
03:00	2515	530
04:00	2490	530
05:00	2508	530
06:00	2522	530
07:00	2488	530
08:00	2510	530
09:00		
10:00		
11:00		
12:00		
13:00		
14:00		
15:00		
16:00		
17:00		
18:00		
19:00		
20:00		
21:00		
22:00		
23:00		

TOTAL PROMEDIO	2506	530
----------------	------	-----

PRUEBAS DE POZO

Pozo	Mono Pozo
Zona	U Inferior
Fecha	10-jun-24

TIEMPO	VOLUMEN	PRESIÓN DE CABEZA
HORA	BFPD	PSI
00:00		
01:00		
02:00		
03:00		
04:00		
05:00	2460	530
06:00	2530	530
07:00	2485	530
08:00	2550	530
09:00	2500	530
10:00	2520	530
11:00	2495	530
12:00	2540	530
13:00		
14:00		
15:00		
16:00		
17:00		
18:00		
19:00		
20:00		
21:00		
22:00		
23:00		

TOTAL PROMEDIO	2510	530
----------------	------	-----

PRUEBAS DE POZO

Pozo	Mono Pozo
Zona	U Inferior
Fecha	15-jun-24

TIEMPO	VOLUMEN	PRESIÓN DE CABEZA
HORA	BFPD	PSI
00:00		
01:00		
02:00		
03:00		
04:00		
05:00	2540	450
06:00	2635	450
07:00	2590	450
08:00	2670	450
09:00	2640	450
10:00	2580	450
11:00	2665	450
12:00	2550	450
13:00	2600	450
14:00	2645	450
15:00	2570	450
16:00	2630	450
17:00		
18:00		
19:00		
20:00		
21:00		
22:00		
23:00		

TOTAL PROMEDIO	2610	450
----------------	------	-----

PRUEBAS DE POZO

Pozo	Mono Pozo
Zona	U Inferior
Fecha	25-jun-24

TIEMPO	VOLUMEN	PRESIÓN DE CABEZA
HORA	BFPD	PSI
00:00		
01:00		
02:00		
03:00		
04:00		
05:00		
06:00		
07:00	2475	490
08:00	2570	490
09:00	2510	490
10:00	2560	490
11:00	2500	490
12:00	2550	490
13:00	2520	490
14:00	2490	490
15:00	2570	490
16:00	2485	490
17:00		
18:00		
19:00		
20:00		
21:00		
22:00		
23:00		

TOTAL PROMEDIO	2523	490
----------------	------	-----

Nota: Pruebas realizadas con contador de flujo en Estación de Procesos

PRUEBAS DE POZO

Pozo	Mono Pozo
Zona	U Inferior
Fecha	23-jul-24

TIEMPO	VOLUMEN	PRESIÓN DE CABEZA
HORA	BFPD	PSI
00:00		
01:00		
02:00		
03:00		
04:00		
05:00	3040	170
06:00	3059	170
07:00	3054	170
08:00	3043	170
09:00	3052	170
10:00	3049	170
11:00	3039	170
12:00	3042	170
13:00	3042	170
14:00	3032	170
15:00		
16:00		
17:00		
18:00		
19:00		
20:00		
21:00		
22:00		
23:00		

TOTAL PROMEDIO	3045	170
----------------	------	-----

PRUEBAS DE POZO

Pozo	Mono Pozo
Zona	U Inferior
Fecha	04-Aug-24

TIEMPO	VOLUMEN	PRESIÓN DE CABEZA
HORA	BFPD	PSI
00:00	3060	160
01:00	3055	160
02:00	3050	160
03:00	3065	160
04:00	3053	160
05:00	3067	160
06:00	3049	160
07:00	3061	160
08:00	3052	160
09:00	3064	160
10:00	3051	160
11:00	3060	160
12:00		
13:00		
14:00		
15:00		
16:00		
17:00		
18:00		
19:00		
20:00		
21:00		
22:00		
23:00		

TOTAL PROMEDIO	3057	160
----------------	------	-----

PRUEBAS DE POZO

Pozo	Mono Pozo
Zona	U Inferior
Fecha	24-Aug-24

TIEMPO	VOLUMEN	PRESIÓN DE CABEZA
HORA	BFPD	PSI
00:00		
01:00		
02:00		
03:00		
04:00		
05:00		
06:00		
07:00		
08:00	3035	160
09:00	3045	160
10:00	3028	160
11:00	3052	160
12:00	3042	160
13:00	3030	160
14:00	3050	160
15:00	3038	160
16:00		
17:00		
18:00		
19:00		
20:00		
21:00		
22:00		
23:00		

TOTAL PROMEDIO	3040	160
----------------	------	-----

Nota: Pruebas realizadas con contador de flujo en Estación de Procesos