

**EFFECTO DEL TRATAMIENTO ELECTROMAGNETICO Y QUIMICO SOBRE
LA INHIBICION EN LA FORMACION DE CRISTALES DE PARAFINAS EN
CRUDOS DE ALTO PUNTO DE FLUIDEZ**

**JESUS DAVID BADILLO ACEVEDO
JOHANA ANDREA GOMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA
2011**

**EFFECTO DEL TRATAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO Y QUÍMICO SOBRE
LA INHIBICIÓN EN LA FORMACIÓN DE CRISTALES DE PARAFINAS EN
CRUDOS DE ALTO PUNTO DE FLUIDEZ**

**JESUS DAVID BADILLO ACEVEDO
JOHANA ANDREA GOMEZ**

**Trabajo de Grado Presentado Como Requisito Para Optar al Título de
Ingeniero Químico**

Director

CRISÓSTOMO BARAJAS FERREIRA

Codirector

RIGOBERTO BARRERO ACOSTA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA
2011**

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Al ingeniero Crisóstomo Barajas Ferreira por su dirección y asesoría en este trabajo de grado.

A los ingenieros Rigoberto Barrero y Leonel Abreu, del ICP por la oportunidad de realizar este trabajo de investigación, apoyo incondicional, asesoría y confianza en todo momento.

Al ingeniero Geoffrey Viviescas, del ICP por compartir su conocimiento.

A los operarios del laboratorio de desasfaltado de plantas piloto del ICP por su ayuda técnica en el desarrollo de las pruebas; en especial a José Luis Jaimes, Ricardo Cuadros y Mariano Cabanzo.

Al laboratorio de Fenómenos Interfaciales y Reología (FIR) del ICP por su amable colaboración, en especial a Jaime Novoa y Nidia Medina.

Al Campo Escuela Colorado por su generoso apoyo y por la información brindada, en especial a los ingenieros Edison García y Laura Amaya.

TABLA DE CONTENIDO

| | Pág. |
|---------------------------------|-------------|
| INTRODUCCIÓN..... | 14 |
| 1.MARCO TEÓRICO..... | 16 |
| 2.DESARROLLO EXPERIMENTAL | 24 |
| 3.RESULTADOS | 29 |
| 4.CONCLUSIONES..... | 37 |
| 5.RECOMENDACIONES..... | 38 |
| BIBLIOGRAFIA | 39 |

LISTADO DE TABLAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Tabla 1. Descenso del punto de fluidez para los diferentes valores de campo. | 29 |
| Tabla 2. Efecto en el tiempo del tratamiento magnético. | 30 |
| Tabla 3. Punto de fluidez observado al aplicar dosificaciones de PPD..... | 31 |
| Tabla 4. Efecto en el tiempo del tratamiento químico. | 32 |
| Tabla 5. Métodos aplicados en el tratamiento combinado. | 33 |
| Tabla 6. Efecto en el tiempo del tratamiento combinado. | 33 |
| Tabla 7. Propiedades del PPD..... | 47 |
| Tabla 8. Propiedades del crudo Colorado 25..... | 47 |

LISTADO DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1. Esquema idealizado del mecanismo de acción del PPD | 20 |
| Figura 2. Diseño experimental..... | 24 |
| Figura 3. Curva de calibración de la bomba | 50 |
| Figura 4. Curva de calibración de densidad de campo..... | 51 |
| Figura 5. Punto de fluidez de un experimento repetido..... | 51 |
| Figura 6. Punto de fluidez observado en tratamiento químico..... | 31 |
| Figura 7. Comportamiento reológico del crudo Colorado-25, 0 h..... | 34 |
| Figura 8. Comportamiento reológico tratamiento magnético de 0 a 72 h..... | 35 |
| Figura 9. Comportamiento reológico tratamiento químico de 0 a 87 h..... | 35 |
| Figura 10. Comportamiento reológico tratamiento combinado de 0 a 66 h..... | 36 |
| Figura 11. Diagrama circuito de pruebas..... | 46 |

LISTADO DE ANEXOS

| | Pág. |
|---|-------------|
| ANEXO A. Determinación del punto de fluidez..... | 42 |
| ANEXO B. Determinación de la viscosidad y comportamiento reológico..... | 45 |
| ANEXO C. Diagrama de circuito de pruebas..... | 46 |
| ANEXO D. Propiedades materias primas..... | 47 |
| ANEXO E. Secciones del proceso de inhibición de parafinas..... | 48 |
| ANEXO F. Puesta en marcha y arrancada de la unidad..... | 49 |

RESUMEN

TITULO: EFECTO DEL TRATAMIENTO ELECTROMAGNETICO Y QUIMICO SOBRE LA INHIBICION EN LA FORMACION DE CRISTALES DE PARAFINAS EN CRUDOS DE ALTO PUNTO DE FLUIDEZ*

AUTORES: BADILLO ACEVEDO JESÚS DAVID.
GÓMEZ PARADA JOHANA ANDREA.**

PALABRAS CLAVE: parafinas, punto de fluidez, viscosidad, depresores de punto de fluidez, campos magnéticos, tratamientos químicos, tratamientos magnéticos.

CONTENIDO:

La precipitación de parafinas es un problema en la industria del petróleo, ya que ocasiona taponamientos en la cara de la formación, la tubería del pozo y líneas de superficie. Se han implementado técnicas para su tratamiento como adición de PPD y aplicación de campos magnéticos con resultados favorables. Debido a esto se aplicó combinación del tratamiento químico y magnético con el fin de mejorar las propiedades de crudos parafínicos mediante la disminución en el punto de fluidez y la viscosidad aparente.

El desarrollo experimental se llevó a cabo para cada tratamiento y su combinación. Este último se realizó por medio de dos métodos. En el primer caso se aplicó el tratamiento magnético y luego el químico; y en el segundo, el tratamiento químico seguido del magnético.

En el tratamiento magnético las variables del proceso fueron densidad de campo magnético y tiempo de exposición; en el tratamiento químico se utilizaron distintas dosificaciones de PPD encontrando las condiciones en la que se obtiene el descenso en el punto de fluidez más significativo. Para la aplicación del tratamiento combinado se mantuvieron fijas las condiciones establecidas en el tratamiento magnético pero la dosificación de PPD óptima obtenida en el tratamiento químico se disminuyó; con estos valores se evaluó el efecto del tratamiento en las propiedades del fluido. Al determinar los valores óptimos de las variables del proceso para cada tratamiento, se realizaron mediciones de viscosidad y se observó el comportamiento del fluido en cada caso.

Por último se evaluó el efecto del tratamiento combinado al medir el punto de fluidez y el comportamiento reológico en función del tiempo. Los resultados obtenidos muestran que el efecto del tratamiento se conserva después de varias horas presentando un comportamiento newtoniano, lo que favorece la movilidad del crudo en tuberías y líneas de transporte.

*Proyecto de Grado. Modalidad investigación.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director Crisóstomo Barajas Ferreira.

ABSTRACT

TITLE: EFFECT OF TREATMENT ELECTROMAGNETIC AND CHEMICAL IN THE FORMATION OF CRYSTALS OF PARAFFINS IN CRUDE HIGH POUR POINT*

AUTHORS: BADILLO ACEVEDO JESÚS DAVID
GÓMEZ PARADA JOHANA ANDREA**

KEY WORDS: paraffin, pour point, viscosity, pour point depressants, magnetic fields, chemical treatment, magnetic treatment.

DESCRIPTION:

Deposition of paraffin is a major problem of oil industry; these cause blockages in the surface of formation, in the well tubing and surface lines. Different authors have implemented various techniques for treatment as adding pour point depressants (PPD) and application of magnetic fields with favorable results. Due this chemical treatment was applied in combination of magnetic treatment to improve the properties of paraffinic crude by lowering the pour point and apparent viscosity.

The experimental development was carried out for each treatment; magnetic, chemical and them combination. The latter was performed by two different methods. In the first case the magnetic treatment was applied and then the chemical and the second chemical treatment followed by magnetic.

The magnetic treatment variables were taken magnetic field strength and exposure time and the chemical treatment used different dosages of PPD finding the optimal conditions that yield a decrease in the pour point more significant.

The magnetic treatment variables were taken magnetic field and exposition time; and the chemical treatment used different dosages of PPD finding the optimal conditions that performance a decrease in the pour point more significant. For the purposes of combination treatment remained constant the conditions established in magnetic treatment but the optimal dose of PPD obtained from the chemical treatment is decreased; with these values evaluated the effect of treatment on the properties of the fluid. In determining the optimal values of process variables for each treatment, were measured viscosity measurements and observed the behavior of the fluid in each case.

Finally, we evaluated the effect of combination treatment by measuring the pour point and rheological behavior function of time. The results show that the effect of treatment remains after several hours presenting Newtonian behavior, which favors the mobility of oil in pipelines and surface lines.

*Working Grade. Research mode.

**Physicochemical Engineering Faculty School of Chemical Engineering Director Crisóstomo Barajas Ferreira.

INTRODUCCIÓN

En el proceso de producción y transporte de crudos, se presentan precipitaciones de componentes orgánicos (parafinas y asfáltenos) e inorgánicos. La precipitación de parafinas causa billones de dólares en pérdidas en la industria del petróleo a nivel mundial debido a la disminución en la producción a causa un aumento de la reducción del diámetro efectivo de la tubería incrementando la presión requerida para extraer y bombear el fluido, daños en el cabezal del pozo y fallas en el equipo de subsuelo por obstrucción (en casos de levantamiento artificial) [1,2].

Las parafinas y asfáltenos se encuentran en equilibrio termodinámico a condiciones normales en el yacimiento. Cuando este equilibrio se rompe se generan daños a la formación y se inicia el proceso de precipitación. Los factores que interrumpen el equilibrio son disminución en la presión, inyección de aceite caliente, acidificación y disminución en la temperatura, siendo este ultimo el factor de mayor relevancia [8].

La formación de cristales de parafinas se lleva a cabo mediante tres procesos: nucleación, crecimiento y aglomeración de los cristales [25]. Estos cristales crecen a medida que la temperatura disminuye creando redes cristalinas, las cuales empiezan a atrapar las moléculas de hidrocarburo líquido haciendo que el crudo no pueda fluir [12].

Aunque encontrar soluciones a los problemas generados por los depósitos de estos cristales ha sido muy complejo, se han logrado desarrollar métodos que logran minimizar los costos de operación y aumentando la producción. Entre estos métodos se encuentran: i) Métodos predictivos; como modelos moleculares, numéricos y simulaciones físicas; ii) Métodos preventivos; como adición de químicos (dispersantes, inhibidores, surfactantes o solventes), estos son los más estudiados y aplicados en los campos que se presentan

precipitación de parafinas; inhibición magnética y aislamiento térmico; iii) Métodos correctivos, como remoción fisicoquímica por un sistema generador de nitrógeno, o remoción mecánica mediante el uso de raspadores [16].

La inhibición de parafinas con tratamiento magnético está basada en la aplicación de campos magnéticos que pueden interrumpir la formación de depósitos sin afectar las características del crudo [21]. En este tratamiento, se aprovecha el carácter diamagnético de las sustancias orgánicas que al ser tratadas causan una polarización en las moléculas haciendo que se repelan entre sí, ocasionando que se dispersen en el fluido. De esta manera se evita la formación de depósitos de parafina [24].

La inhibición de parafinas con tratamiento químico se basa en mantener estas partículas en suspensión dentro del líquido y evitar que se presente la nucleación y aglomeración [30]. Mientras los solventes y dispersantes se emplean para remover las parafinas que ya se han depositado, los inhibidores, depresores de punto de fluidez y modificadores de cristal son usados para prevenir la formación de estructuras cristalinas que puedan causar taponamientos en las tuberías y equipos del proceso [11]. El uso de cualquiera de estos reduce la viscosidad y el punto de fluidez [18].

De acuerdo a lo anterior, el objetivo principal de este trabajo de investigación fue evaluar el efecto del tratamiento electromagnético y químico sobre la inhibición de la formación de cristales de parafinas en el crudo campo Colorado 25 (Col-25), mediante la evaluación de las propiedades reológicas que reflejan el comportamiento del fluido. Las variables que se tuvieron en cuenta para el desarrollo del proceso fueron la amplitud campo magnético aplicado, tiempo de exposición al campo y la dosificación de depresor de punto de fluidez (PPD); como variables de respuesta se tomaron el punto de fluidez, y la viscosidad. Además, se analizó la duración del efecto del tratamiento combinado mediante el cambio en la viscosidad, haciendo interesante su aplicación en pozos de producción de crudos parafínicos.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 CLASIFICACION DE LOS CRUDOS [30]:

De acuerdo a su composición química los crudos se clasifican en parafínicos, asfálticos y aromáticos.

Los crudos parafínicos son de color claro, fluidos y de baja densidad (0,75 a 0,85 g/mL). De estos se extrae gasolina, queroseno y aceites lubricantes. Se caracterizan porque contienen más del 50% de hidrocarburos saturados y dentro de estos superior al 40% del tipo alcanos o parafínicos.

Los hidrocarburos parafínicos normales son lineales, unidos por enlaces sencillos. A medida que aumenta el número de átomos de carbono en la molécula, aumenta el peso molecular, la densidad y el punto de ebullición [30].

Presentan comportamiento newtoniano cuando se encuentran a una temperatura mayor de su punto de fluidez; a medida que se acercan a esta temperatura se comportan como fluidos pseudoplásticos y al presentar una temperatura menor se comportan como fluidos plásticos de Bingham [26].

1.2 PARAFINAS:

Los crudos están formados por cuatro fracciones: saturados (S), aromáticos (A), resinas (R) y asfaltenos (A); (SARA) [18]. Los saturados son hidrocarburos no polares, a los cuales pertenecen las ceras parafínicas que son depósitos orgánicos que se cristalizan por enfriamiento; esto puede ocurrir en el yacimiento, en el subsuelo o en superficie [30].

Las parafinas son alcanos normales, de largas cadenas lineales hidrocarbonadas (n-parafinas); algunas poseen un conjunto de cadenas ramificadas y presencia de alicíclicos, aromáticos y anillos condensados; están representadas por la fórmula general C_nH_{2n+2} [22,25]. Las parafinas son inertes, por lo tanto son resistentes al ataque con ácidos, bases o agentes oxidantes. Debido a esto ha sido difícil inhibir exitosamente su precipitación [22]. Aquellas

parafinas que pueden formar precipitados en la solución bajo ciertas condiciones termodinámicas comprenden el rango del C₁₈ al C₆₀ [17,18].

1.3 CRISTALIZACIÓN DE PARAFINAS:

Pueden cristalizar de formas diferentes de acuerdo a su velocidad de enfriamiento. Cuando la velocidad de enfriamiento es lenta la forma del cristal que se genera es más homogénea, el cristal es de menor tamaño y los enrejados se agrupan de manera más ordenada en formas de placas o rombos; los depósitos generados son de consistencia más dura. A velocidades de enfriamiento altas se presentan cristales irregulares con estructuras desordenadas en forma de agujas, cuando existen impurezas representan mayores inconvenientes en la producción; los depósitos generados son de consistencia más suave, haciéndolos más frágiles frente a un esfuerzo [25,27].

1.4 MECANISMOS DE PRECIPITACION DE PARAFINAS:

Los mecanismos de precipitación de parafinas reconocidos en los sistemas de campos de crudo son la nucleación, el crecimiento y aglomeración, los cuales deben ser considerados separadamente [25].

1.4.1 Nucleación: Ocurre cuando los primeros núcleos cristalinos aparecen y la temperatura de la solución disminuye hasta el punto de nube, causando que las fuerzas intermoleculares lleguen a un punto donde las interacciones solvente-parafina se hacen más grandes [25,27]. La formación de estos núcleos determinara el tamaño y distribución de los cristales producidos, [14] llegando a ser estables hasta alcanzar un tamaño crítico [25]. Este es el mecanismo a controlar en la formación de depósitos parafínicos, [7] ya que, además de los cristales de cera, cualquier partícula inorgánica, agua o asfáltenos puede actuar como un sitio de nucleación [21].

1.4.2 Crecimiento: Una vez ocurre la nucleación y la temperatura se mantiene cerca al punto de nube, el crecimiento de los cristales es normalmente espontáneo, [7,25] debido a que las moléculas de parafinas precipitan sucesivamente sobre las caras laterales de los cristales [27].

1.4.3 Aglomeración: Esta se presenta cuando el producto es enfriado a una temperatura más baja que el punto de nube, modificando las propiedades

reológicas de la solución [27]. En este mecanismo se unen los cristales ya formados dando lugar a aglomeraciones de grandes dimensiones formando redes cristalinas rígidas [14].

1.5 CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS PARAFÍNICOS:

1.5.1 Viscosidad: Es un parámetro fundamental en la reología de un fluido y se define como una medida de la resistencia a la deformación de un fluido. La viscosidad es afectada por variables como la temperatura, la presión y la velocidad de deformación [31].

1.5.2 Punto de nube: Es la temperatura de aparición del primer cristal de cera, es decir cuando las parafinas empiezan a precipitar en la solución [8]. Depende principalmente de la composición del fluido que contiene la parafina y de la cantidad de gas disuelto [19].

1.5.3 Punto de fluidez: Es la temperatura más baja a la cual se observa fluir el crudo. Cuando alcanza esta temperatura, el crudo no se encuentra en estado sólido, lo que sucede es que las parafinas presentes cristalizan dando inicio a la formación de enrejados y entrecruzamientos de los cristales. El enrejado que se forma envuelve la mayor parte del crudo, que se encuentra en estado líquido, dentro de su estructura y no permite el movimiento del crudo atrapado [6]. Para determinar esta temperatura se sigue la norma ASTM 5853-95 (Ver anexo A)

1.6 FACTORES QUE AFECTAN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS:

1.6.1 Temperatura: La principal causa de la formación y posterior precipitación de cristales de parafina es el gradiente térmico del crudo [19]. El enfriamiento se da a medida que el crudo se acerca a la superficie y en sistemas de transporte; en cualquier parte del sistema de producción o yacimiento donde sea posible una disminución de la temperatura por debajo del punto de nube, dando inicio a la precipitación y formación de depósitos [31]. La diferencia de temperatura entre el volumen de fluido y la superficie interna de la tubería ocurre cuando se liberan los componentes más livianos, provocando el aumento de la acumulación de depósitos orgánicos [19].

1.6.2 Tasa de flujo: En flujo laminar se incrementa la precipitación de parafinas debido al largo tiempo de residencia del crudo en la tubería. Este aumento en el tiempo permite que haya más pérdida de calor provocando que el crudo se enfríe. En flujo turbulento disminuye gradualmente la precipitación debido a la velocidad de dispersión. Pero aquellas parafinas que precipitan bajo este régimen son más duras y compactas, es decir los cristales son más difíciles de remover de las tuberías [17].

1.6.3 Presión: No tiene ningún efecto directo en el incremento de la solubilidad de la parafina en el crudo. Se encarga de conservar los gases y los componentes volátiles en la solución [22].

1.6.4 Pérdida de componentes volátiles: Los componentes parafínicos son solubles en los constituyentes más livianos (volátiles) debido a que son los solventes naturales del crudo [17,22]. La temperatura del reservorio excede la temperatura crítica de los componentes volátiles (metano, etano, etc.) y otros gases (CO₂, N₂). A medida que el crudo empieza a ser transportado desde el reservorio hasta la cabeza del pozo se establece un gradiente de presión causando pérdida de volátiles, favoreciendo el inicio de la cristalización, [17] por consiguiente, aumenta el punto de nube, el punto de fluidez y modifica el comportamiento reológico [25].

1.6.5 Otros factores: además de los expuestos anteriormente, otros factores afectan la precipitación de parafinas como propiedades de las superficies (tipo y rugosidad), peso molecular de las parafinas y dinámica del fluido.

1.7 MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS:

1.7.1 Tratamiento mecánico: consiste en remover los depósitos de parafinas ya formados mediante el uso de raspadores, cuchillas, ganchos y otras herramientas [18]. Las desventajas del método son aplicación limitada debido al tiempo, costos altos debido al personal, tiempo y equipo especial requeridos y daños en los equipos durante la limpieza [10].

1.7.2 Tratamiento térmico: consiste en el desplazamiento de un fluido caliente (agua o aceite), que eleva la temperatura de la cera por encima de su punto de fundición. Si la temperatura del fluido no es la suficiente para fundir el depósito

es posible que lo refine dando como resultado un depósito mucho más duro y difícil de remover [18].

1.7.3 Tratamiento químico: consiste en inyectar un químico de forma continua o Batch dentro del pozo. El tratamiento del depósito varía según el aditivo agregado (solvente, dispersante, surfactante o depresor).

Depresores de punto de fluidez (PPD): Generalmente son polímeros de largas cadenas de hidrocarburos que interactúan con las parafinas y así inhiben la formación de grandes cadenas de cristales. Algunos estudios indican que son muy sensibles y su rendimiento depende de la composición del crudo (cantidad de resinas, asfáltenos, aromáticos y ceras) y de la estructura del PPD. La interacción entre las parafinas y los PPD, modifican la estructura del cristal y previenen el enlazamiento entre ellos, de este modo se reduce la temperatura de fluidez y se mejora el comportamiento reológico del crudo [3,6]. En la Figura 1, se observa un esquema del mecanismo de funcionamiento del PPD cuando interactúa con los cristales de parafina.

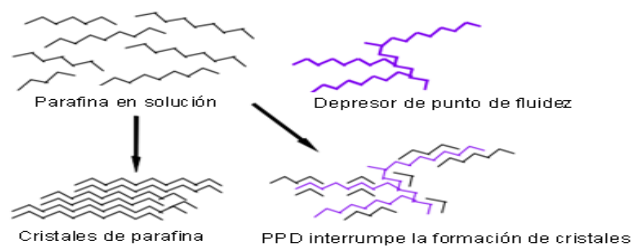


Figura 1. Esquema idealizado del mecanismo de acción del PPD
Fuente: MANKA et al [6].

La desventaja del tratamiento se presenta en los depósitos de parafina ya que varían considerablemente de un pozo a otro; así los químicos que son efectivos en un campo productor no siempre son aplicables en otros campos, incluso en pozos dentro del mismo campo [11].

1.7.4 Tratamiento magnético:

Campo magnético: Está compuesto por líneas imaginarias de fuerza con dirección constante que forman un circuito completo. Estas líneas son conocidas como flujo magnético. La densidad de las líneas magnéticas es conocida como la intensidad del campo magnético [22].

Clasificación de los materiales: Los materiales se clasifican de acuerdo a la reacción que presentan frente a la exposición de un campo magnético. i) Diamagnéticos: se alinean de forma perpendicular al campo magnético y son repelidos por este. ii) Paramagnéticos: Son atraídos por campos magnéticos y tienden a alinearse en forma paralela a las líneas de fuerza. iii) Ferromagnéticos: Son fuertemente atraídos por los campos magnéticos; en estos materiales hay interacciones tan intensas que pueden alinearse sin ayuda de campos magnéticos [23].

Efecto del tratamiento magnético en crudos parafínicos: Cuando el crudo fluye en un adecuado campo magnético las moléculas de parafinas tienden a alinear sus polos con los del campo. La acción que se ejerce sobre estas moléculas cambia la rotación de los electrones y la traslación, por lo tanto cambia su momento angular orbital. Esto conduce a una alteración en los procesos de aglomeración de cristales, debido a que se genera una fuerza de repulsión entre las moléculas de parafinas cambiando sus propiedades reológicas y morfológicas.

La efectividad del método depende de las características de cada pozo a tratar y de las propiedades del crudo que produce, lo que hace necesario un estudio de aplicabilidad particular a cada pozo. La falta de información sobre el efecto de los campos magnéticos en el comportamiento de los depósitos de parafinas se da debido a la naturaleza compleja del crudo, ya que los componentes que están presentes tienen diferentes propiedades físicas y químicas. Se considera que la herramienta magnética tiene vida útil infinita, siempre y cuando las condiciones del pozo (caudal, presión o temperatura) bajo las cuales sea diseñada no estén fuera de los rangos permisibles por el operador [2,21].

1.8. CAMPO ESCUELA COLORADO:

El Campo Escuela Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira – Infantas [19].

El campo posee un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda su estructura, 5 de los cuales actualmente registran producción. La máxima producción alcanzada fue en 1973 con un caudal de 1771 BOPD declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1986, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos principalmente por el taponamiento de las líneas con parafinas [31]. Actualmente hay 33 pozos abandonados, 34 inactivos y 7 potencialmente activos. De éstos, sólo 4 están en producción. El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos productores excepto, en Col-25 que posee un sistema de levantamiento recoil [19].

1.9 ANTECEDENTES:

1.9.1 Tratamiento Magnético:

Peña y Sarmiento [22] realizaron tratamiento magnético para las muestras de crudo de los pozos Payoa 1, Payoa 2, Lisama, Suria y Gasóleo; llegando a la conclusión que el tratamiento magnético disminuye 8°C el punto de nube, entre 6 y 23 °C el punto de fluidez, y de 9,1 a 69,5% una reducción de la viscosidad. Mediante caídas de presión establecieron que el tratamiento magnético mejora las condiciones de bombeo de crudo parafínicos debido a que reduce las pérdidas de presión por fricción.

Sandoval y Suárez [23] realizaron tratamiento magnético para el campo Lisama llegando a la conclusión que el campo magnético reduce considerablemente el punto de fluidez de crudos parafínicos cuando son sometidos a bajos tiempos de exposición. Encontraron que al aumentar este tiempo y manteniendo constante el caudal y la intensidad de campo, el punto de fluidez disminuye lentamente hasta llegar a un tiempo por encima del cual permanece constante.

TUNG *et al* [21] Observaron que la muestra tratada tuvo un comportamiento newtoniano y determinaron que la temperatura más adecuada para la aplicación del tratamiento debía estar 10°C por encima del punto de fluidez. También analizaron el efecto cuando el crudo contiene alto contenido de resinas y asfáltenos dando como resultado que estos componentes tienen

tendencia a adherirse a los cristales de parafina. Llegaron a la conclusión que la viscosidad se reduce ante condiciones adecuadas de tratamiento magnético, el cual depende de la temperatura, intensidad de campo y tiempo de exposición.

1.9.2 Tratamiento Químico:

Dong *et al* [20] probaron inhibidores sobre varios crudos de China, los cuales mostraron una reducción de 5 a 6 veces en el tiempo de mantenimiento de pozos, por reparación de equipos y parada en la producción. Esto se dio debido a que presentaron buenos efectos sobre la inhibición de depositación de parafinas. Dong *et al* [3] encontraron resultados favorables al aplicar diferentes tipos de PPD con una dosificación de 50 ppm en algunos crudos en China, con un descenso de punto de fluidez máximo de 19.5 °C, y un porcentaje de reducción de la viscosidad entre 84,6 y 97,5% esto se tradujo en un beneficio económico muy alto. Chen *et al* [4] concluyeron que los PPD no previenen completamente la precipitación de parafinas, pero logran disminuir la temperatura a la que esto ocurre. Manka y Ziegler [5] demostraron que los PPD tienen efecto sobre el punto de fluidez y la viscosidad; además la interacción entre los aditivos y las moléculas de parafina es crucial y funcionan mejor cuando se ajustan a la distribución de parafina en el crudo. Sugieren realizar mezclas de aditivos para poder tratar una amplia gama de crudos. Kulkarni y Lyer [18] determinaron que la eficiencia del PPD depende del contenido de ceras y asfáltenos, además de la estructura polimérica del depresor.

2. DESARROLLO EXPERIMENTAL

La metodología utilizada para el desarrollo del trabajo sobre la inhibición de parafinas aplicando tratamiento combinado, químico y magnético constó de las siguientes etapas: Diseño del proceso, en donde se detallan las secciones que hacen parte de este proceso; puesta en marcha y arrancada de la unidad, en la cual se realizaron pruebas preliminares y se caracterizaron los elementos del circuito de pruebas, y como última etapa, puesta en marcha del proceso, en donde se aplican los distintos tratamientos. Este desarrollo experimental se observa en la figura 2.

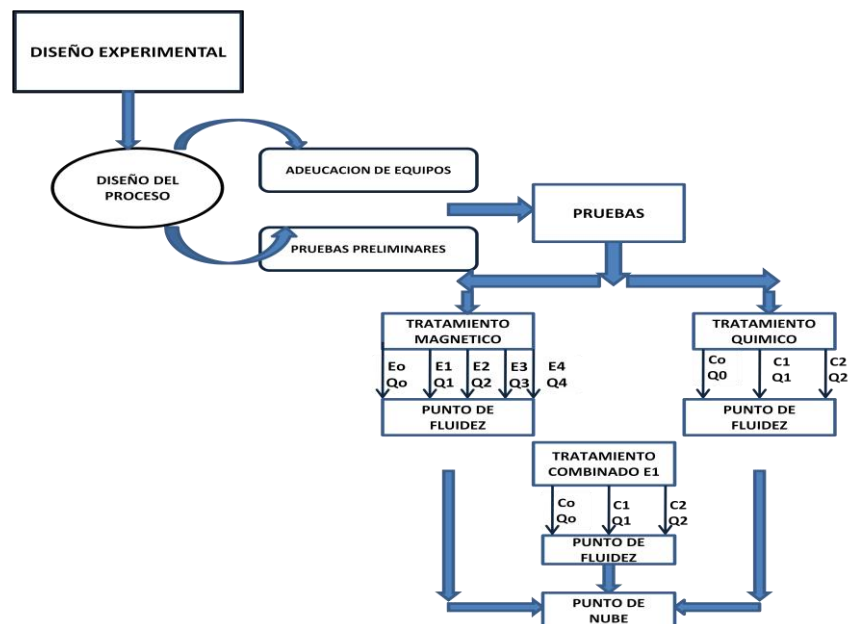


Figura 2. Diseño experimental.

Fuente: Autores

2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS SECCIONES DEL PROCESO:

Las secciones involucradas en el proceso se pueden apreciar en el Anexo E.

2.2 PUESTA EN MARCHA Y ARRANCADA DE LA UNIDAD

El desarrollo que se llevo a cabo se encuentra en el Anexo F.

2.3 PREPARACIÓN DEL CRUDO PARAFÍNICO SINTÉTICO:

Para el desarrollo de las pruebas se preparó crudo parafínico sintético según las condiciones establecidas por Ochoa y López [31] las cuales simulan las características del crudo Colorado 25 cuando se encuentra en el yacimiento. Se debe calentar el crudo muerto a 60°C y se le adiciona parafina al 2% p/v, la cual se funde previamente a 70°C. Esta mezcla se mantiene en calentamiento mientras se agita por 5 minutos y así lograr una homogenización apropiada. Se mantuvo fijo el valor de volumen necesario para trabajar en el circuito de pruebas el cual fue de 1500 mL.

Antes de llevar a cabo los tratamientos, se realizó una prueba en blanco al crudo para determinar el valor de punto de fluidez, punto de nube y viscosidad, y así tener un valor comparativo con respecto a los tratamientos a aplicar.

2.4 PRUEBAS CON TRATAMIENTO MAGNÉTICO:

En el desarrollo de las pruebas magnéticas se tomaron como punto de partida los valores establecidos por Villabona y González [19], para la intensidad de corriente (I_0) y el tiempo de exposición (t_{exp}) los cuales fueron:

$$t_{exp}=2,91 \text{ [s]} \qquad I_0=7,6 \text{ [A]}$$

A partir de estas condiciones se analizó, por encima y por debajo, el descenso en el punto de fluidez y se encontraron las condiciones óptimas que mejoran la movilidad del crudo al aplicar este tratamiento.

Se encendió el sistema de calentamiento y cuando alcanzó la temperatura de trabajo (40°C) se adicionó el volumen definido de crudo parafínico sintético al tanque de almacenamiento. Este se dejó circular por 15 minutos para garantizar su homogenización, luego se encendió la herramienta magnética, haciendo pasar las líneas de flujo de campo de forma perpendicular a la tubería, durante el tiempo de exposición establecido en cada una de las pruebas. Posteriormente se recogió la muestra para la medición de punto de fluidez en el equipo CMF-002, ubicado en el laboratorio de desasfaltado de plantas piloto del ICP.

Este procedimiento se repitió para los diferentes valores de intensidad de corriente y tiempos de exposición. El resultado que presentó mayor descenso

en el punto de fluidez, se repitió y se tomó una muestra que fue enviada al laboratorio de Reología y Fenómenos Interfaciales (FIR) del ICP, para determinar viscosidad y comportamiento reológico en el tiempo. Así mismo, se evaluó el efecto del tratamiento al medir el punto de fluidez con el tiempo (72 horas).

2.5 PRUEBAS QUÍMICAS

Para realizar el tratamiento químico, se preparó una solución en la que se diluyó el PPD con un solvente apropiado (JET) y así facilitar la medición del volumen necesario en el desarrollo de las pruebas. Esta dilución se realizó al 15% v/v. El PPD es de tipo comercial y fue suministrado por la empresa NALCO.

Se evaluó el punto de fluidez del crudo a distintas dosificaciones de solución de depresor de punto de fluidez (50, 20, 15, 10 y 5 ppm). Estos valores se determinaron mediante pruebas estáticas y dinámicas (circuito de pruebas planta piloto), con el fin de evaluar si en el circuito ocurrían pérdidas de PPD sobre las paredes de las tuberías y verificar su funcionamiento sobre el punto de fluidez.

En las pruebas estáticas, se tomó el mismo volumen de crudo parafínico sintético, y se mantuvo a la temperatura de trabajo (40°C) agitándolo constantemente durante 15 minutos, luego se agregó la solución de inhibidor continuando la agitación durante otro período de 15 minutos, después de transcurrido este tiempo, se recogió la muestra para su posterior medición de punto de fluidez en el equipo CMF-002, ubicado en el laboratorio de desasfaltado de plantas piloto del ICP.

Para las pruebas dinámicas, se encendió el sistema de calentamiento en el circuito de pruebas y cuando alcanzó la temperatura de trabajo (40°C) se adicionó el volumen definido de crudo parafínico sintético al tanque de almacenamiento. Este se dejó circular por 15 minutos, luego se adicionó la solución de PPD y se continuó circulando por un período de 20 minutos para garantizar su homogenización. Luego de transcurrido este tiempo, se recogió la muestra para su posterior medición de punto de fluidez en el equipo CMF-002, ubicado en el laboratorio de desasfaltado del plantas piloto del ICP.

Este procedimiento se repitió para las diferentes dosificaciones de solución de PPD; la dosificación más representativa en el descenso en el punto de fluidez, se repitió y se tomó una muestra que fue enviada al laboratorio de reología y fenómenos interfaciales (FIR) del ICP, para determinar viscosidad y comportamiento reológico en el tiempo. Así mismo, se evaluó el efecto del tratamiento al medir el punto de fluidez con el tiempo (80 horas).

2.6 PRUEBAS COMBINADAS

Para realizar el tratamiento combinado, se preparó la muestra de crudo parafínico sintético y se realizaron dos desarrollos experimentales, el primero aplicando tratamiento químico seguido del magnético, y en el segundo caso se realizó el procedimiento inverso, tratamiento magnético luego químico. Este cambio en el desarrollo de las pruebas, se llevó a cabo para determinar si había diferencias en los resultados obtenidos por los dos métodos.

Para el desarrollo de las pruebas combinadas se tomaron los valores de densidad de campo magnético y caudal de flujo obtenidos en las pruebas magnéticas. Estos valores se consideraron constantes, mientras la dosificación del depresor de punto de fluidez (PPD) se varió con valores por debajo de aquella que se determinó en las pruebas químicas.

Se encendió el sistema de calentamiento y se hizo circular el crudo bajo el caudal de operación por las tuberías del circuito de pruebas. Al observar que la temperatura del fluido se encontraba a la temperatura de trabajo, se realizó la aplicación de los tratamientos como se describe a continuación:

- **Método 1:** Se agregó la solución del depresor de punto de fluidez (PPD) y se mantuvo en agitación por un tiempo de 15 minutos.

Transcurrido este tiempo se encendió la herramienta magnética y se hizo pasar las líneas de flujo de campo de forma perpendicular a la tubería, durante el tiempo de exposición establecido. Posteriormente se tomó una muestra del crudo que se llevó al laboratorio de plantas piloto para determinarle el punto de fluidez. Este procedimiento se repitió para las diferentes dosificaciones.

- **Método 2:** se encendió la herramienta magnética para aplicar la densidad de campo, seguido a esto se adicionó la dosificación del depresor definida anteriormente y se agitó durante 15 minutos. Posteriormente se tomó una muestra del crudo que se llevó al laboratorio de plantas piloto para determinarle el punto de fluidez. Este procedimiento se repitió para las diferentes dosificaciones.

De los dos métodos se seleccionaron las condiciones en las que se observó la mayor reducción en el punto de fluidez y se envió al laboratorio de reología del ICP para determinarle el comportamiento reológico y la viscosidad.

3. RESULTADOS

En esta parte de la investigación se dan a conocer los resultados al aplicar cada tratamiento en el crudo Colorado 25, para punto de fluidez, viscosidad y comportamiento reológico en función del tiempo y se muestra la comparación de los valores obtenidos con una muestra de crudo parafínico sintético sin tratamiento.

3.1 MUESTRA EN BLANCO

Se determinó el punto de fluidez para la muestra de crudo parafínico sintético sin tratamiento, dando como resultado una temperatura de 3°C. Este valor se tomó como referencia para determinar el descenso del punto de fluidez al aplicar cada uno de los tratamientos.

3.2 PRUEBAS MAGNÉTICAS

Se determinó el punto de fluidez para las muestras tratadas con diferentes valores de campos magnéticos como se observa en la tabla 1:

| I (Ampere) | Campo Magnético (mT) | t (s) | **Pto Fluidez (°C) | ΔT(°C) |
|------------|----------------------|-------|--------------------|--------|
| -- | -- | -- | 3* | 0 |
| 9 | 865 | 1.6 | -16 | 19 |
| 8,4 | 846 | 1.6 | -11 | 14 |
| 8,3 | 830 | 1.6 | -13 | 16 |
| 8,2 | 822 | 1.6 | -7 | 10 |
| 8 | 815 | 1.6 | -13 | 16 |
| 8 | 815 | 2.1 | -6 | 9 |
| ***7,6 | 784 | 1.6 | -7 | 10 |
| 7 | 758 | 1.6 | -12 | 15 |
| 5 | 650 | 1.6 | -11 | 14 |

Tabla 1. Resultados en el descenso del punto de fluidez para los diferentes valores de campo magnético aplicado.

Fuente: Autores

* Punto de fluidez muestra en blanco.

** Promedio de tres repetibilidades en las pruebas.

***Punto de partida.

El valor ΔT indica el descenso en el punto de fluidez del crudo, el cual se calcula así: $P_{fo} - P_{fi}$. Donde P_{fo} es el punto de fluidez del crudo sin tratamiento y P_{fi} , es el punto de fluidez del crudo con tratamiento magnético.

Luego de realizar las pruebas con diferentes campos magnéticos, el mayor efecto se apreció con una corriente de 9 A y un campo de 865 mT obteniendo una reducción en el punto de fluidez (ΔT) de 19°C. El tiempo de exposición al campo magnético fue de 1.6 s.

Al aplicar valores de campo magnético con un bajo caudal, es decir mayor tiempo de exposición al campo magnético (2.3 s), se observa que el efecto no es significativo obteniéndose un descenso en el punto de fluidez (ΔT) de 9 °C.

Luego de determinar los valores óptimos para campo magnético (865 mT), y tiempo de exposición (1.6 s); se analizó el efecto del tratamiento magnético en el tiempo para una muestra agitada y sin agitación:

| Tiempo (h) | Pto Fluidez Observado sin Agitación (°C) | Pto Fluidez Observado con Agitación (°C) |
|------------|--|--|
| 0 | -16 | -16 |
| 4 | -12 | -15 |
| 8 | -12 | -15 |
| 24 | 3* | -15 |
| 48 | - | -12 |
| 72 | - | -12 |
| 96 | - | 3* |

Tabla 2. Efecto en el tiempo del tratamiento magnético.

Fuente: Autores

*Punto de fluidez de la muestra en blanco

Como se puede ver en la tabla 2, en la muestra no agitada el efecto del tratamiento electromagnético se pierde a las 24 horas, debido a esto no se continuó el seguimiento del análisis de punto de fluidez para esta muestra, pero para el caso de la muestra agitada el efecto se conservó incluso después de las 72 horas.

3.3 PRUEBAS QUÍMICAS

Se analizó el efecto del solvente sobre el resultado de punto de fluidez. Para esto se compararon los resultados obtenidos de dos muestras, la primera adicionando solvente (JET) y en la segunda sólo la muestra de crudo parafínico sintético (blanco).

El punto de fluidez observado en la primera prueba fue igual al obtenido para la muestra en blanco, lo que indica que el solvente no afecta los resultados al usarlo en la solución. Los resultados obtenidos para el punto de fluidez al aplicar el tratamiento químico se pueden apreciar en la tabla 3:

| Co(ppm) | Punto De Fluidez Observado en Pruebas Estáticas (°C) | Punto De Fluidez Observado en el Circuito de pruebas (°C) |
|---------|--|---|
| 5 | -15 | -15 |
| 10 | -17 | -18 |
| 15 | -20 | -20 |
| 20 | -23 | -24 |
| 50 | -27 | -27 |

Tabla 3. Resultados de punto de fluidez observado en las diferentes dosificaciones de PPD aplicadas

Fuente: Autores

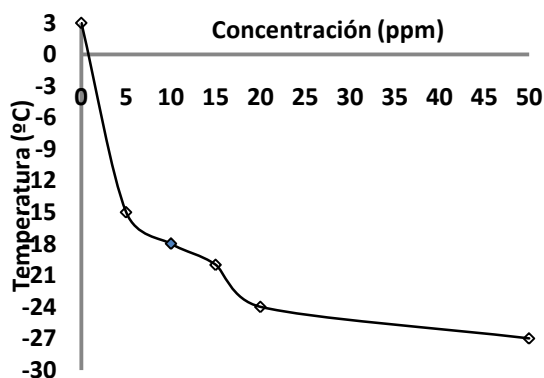


Figura 3. Punto de fluidez observado en tratamiento químico.

Fuente: Autores

Si se adiciona 50 ppm se obtiene un descenso en el punto de fluidez (ΔT) de 30°C; al agregar una dosificación de 20 ppm el descenso (ΔT) fue de 27°C y con dosificación de 10 ppm el descenso (ΔT) obtenido fue de 21°C. Esto refleja que no se justifica aumentar las dosificaciones considerando que el descenso en el punto de fluidez no es significativo. Por esta razón se escogió como valor óptimo una dosificación de 10 ppm. Además, para la industria petrolera, debido al caudal manejado en las tuberías de transporte, es ideal el uso de bajas dosificaciones ya que la relación beneficio-costos incide en la rentabilidad de la industria.

Al haber determinado la dosificación óptima, se realizó el análisis del efecto del tratamiento químico en el tiempo. Se observó el punto de fluidez para las

muestras agitadas y no agitadas en el mismo período. Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla 4.

| Tiempo(h) | Pto fluidez observado Sin Agitación(°C) | Pto de Fluidez observado Con Agitación(°C) |
|-----------|---|--|
| 0 | -18 | -18 |
| 4 | -18 | -18 |
| 8 | -18 | -18 |
| 24 | -12 | -18 |
| 48 | 3* | -18 |
| 72 | | -18 |
| 96 | | -18 |

Tabla 4. Efecto en el tiempo del tratamiento químico.

Fuente: Autores

*Punto de fluidez de la muestra en blanco

En la muestra sin agitación se aprecia la pérdida del efecto de la solución del depresor de punto de fluidez después de haber transcurrido 48 horas, esto sugiere que las moléculas del depresor al permanecer estáticas se ordenan de manera favorable para facilitar la adhesión de los cristales de parafina formados. Se observó lo contrario en la muestra agitada, la cual conservó el efecto del inhibidor hasta las 96 horas.

3.4 PRUEBAS COMBINADAS

Los resultados para punto de fluidez al combinar los tratamientos se pueden ver en la tabla 5.

Método 1: El resultado más favorable para este método fue cuando se utilizó una dosificación de 10 ppm. Al utilizar dosificaciones más pequeñas en este método, el efecto combinado no es notorio e incluso, en algunos casos, los efectos no presentan sinergia.

Método 2: Aplicando primero el tratamiento magnético y luego el químico, se obtuvieron mejores resultados, considerando el punto óptimo en una dosificación de 5.7 ppm del PPD. En este caso hubo sinergia entre los dos tratamientos logrando un descenso considerable en el punto de fluidez ($\Delta T=24^{\circ}\text{C}$), y disminuyendo la dosificación del PPD en un 43% comparado con la cantidad óptima encontrada en el tratamiento químico.

| Método 1 (Tratamiento Químico + Tratamiento Magnético) campo 865 mT, tiempo de exposición 1.6 s | |
|--|------------------------|
| Co(ppm) | Pto Fluidéz(°C) |
| 10 | -23 |
| 5 | -13 |
| 3 | -10 |
| Método 2 (Tratamiento Magnético + Tratamiento Químico) campo 865 mT, tiempo de exposición 1.6 s | |
| 10 | -18 |
| 5,7 | -21 |
| 5 | -19 |

Tabla 5. *Métodos aplicados en el tratamiento combinado.*

Fuente: Autores

Cuando se utilizan bajas dosificaciones de inhibidor (<10 ppm) es más favorable aplicar primero el tratamiento magnético seguido del químico, esto se debe a que facilita la interacción entre las moléculas de parafina e inhibidor.

Se determinaron las condiciones óptimas del tratamiento combinado: dosificación de PPD (5,7 ppm), densidad de campo magnético (865 mT) y tiempo de exposición (1.6 s) y se comparó el efecto en el tiempo cuando la muestra se sometió a agitación y sin agitación. Los resultados se pueden observar en la tabla 6.

| Tiempo(H) | Pto De Fluidéz Observado Con Agitación(°C) | Pto Fluidéz Observado Sin Agitación(°C) |
|------------------|---|--|
| 0 | -21 | -21 |
| 24 | -18 | -18 |
| 48 | -15 | -12 |
| 72 | -15 | 3* |

Tabla 6. *Efecto en el tiempo del tratamiento combinado.*

Fuente: Autores

*Punto de fluidéz de la muestra en blanco

La muestra en la que no se realizó la agitación, pierde el efecto a las 48 horas; mientras que la muestra agitada presenta efecto incluso después de 72 horas.

3.5 COMPORTAMIENTO REOLÓGICO

Con el objetivo de medir el efecto de cada uno de los tratamientos durante el tiempo se analizó el comportamiento reológico. En la figura 7 se encuentran las curvas de viscosidad de los tres tratamientos comparados con la muestra sin

tratamiento (blanco) a diferentes temperaturas, 15°C, 5°C y 0°C. Se puede apreciar que el crudo colorado 25 tiene un carácter pseudoplástico ya que su viscosidad aparente disminuye con la velocidad de deformación. Este carácter se ve más marcado al acercarse al punto de fluidez (3 °C).

Al comparar las viscosidades aparentes presentadas en los tres tratamientos se observó que tanto el tratamiento químico como magnético no sólo reducen la viscosidad sino que minimizan el carácter pseudoplástico, el efecto es más notorio para el tratamiento combinado que incluso su comportamiento se asemeja más a un fluido newtoniano, en el cual la viscosidad es independiente de la velocidad de deformación. Esto se debe a que al combinar el tratamiento químico y magnético las partículas inducidas por la excitación del campo magnético se reorganizan y forman una estructura estable con el inhibidor que retrasa la aglomeración de moléculas de parafina.

Además, se puede apreciar que el efecto de la velocidad de deformación para los tratamientos es marcado en el blanco, en menor medida para el tratamiento químico y tratamiento magnético, y casi nulo en el tratamiento combinado.

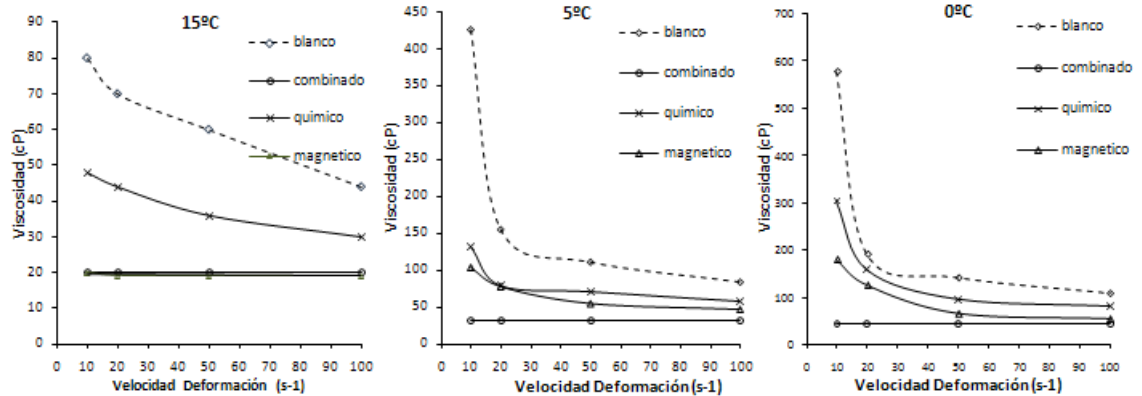


Figura 4. Comportamiento reológico del crudo Colorado-25, 0 horas

Fuente: Autores

3.6 ANALISIS DE VISCOSIDAD:

Esto se llevó a cabo en el laboratorio de Fenómenos interfaciales y Reología del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), en donde se realizaron mediciones de viscosidad a intervalos regulares de tiempo, sobre las muestras más representativas en los diferentes tratamientos. Para este desarrollo se tomaron tres temperaturas; 15°C, ya que está por encima del punto de nube obtenido para todos los tratamientos; 5°C, debido a que se encuentra por encima del

punto de fluidez estático en la muestra sin tratamiento, y 0°C, siendo esta la temperatura más baja a la que se realiza la prueba según la norma manejada en el laboratorio ver anexo B (*especificaciones del equipo*).

Comportamiento reológico al aplicar tratamiento magnético

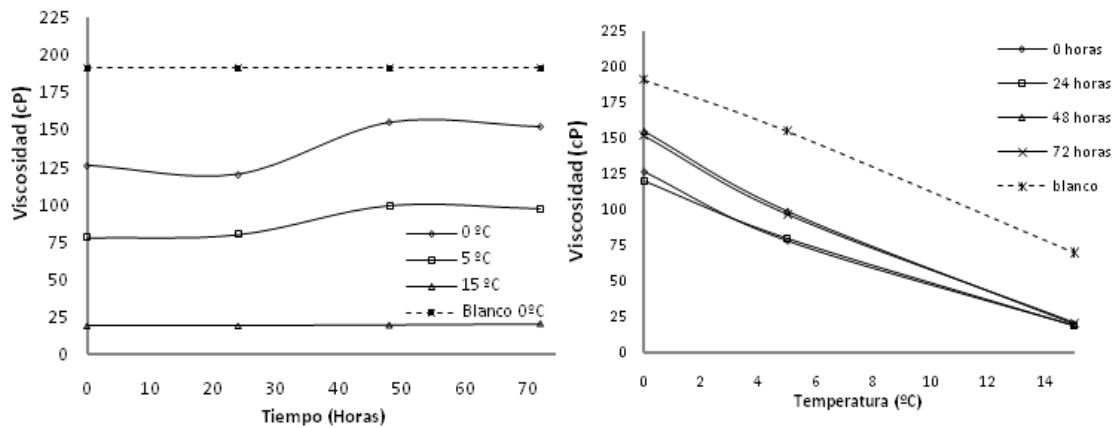


Figura 5. Comportamiento reológico tratamiento magnético de 0 a 72 Horas, velocidad de deformación $20s^{-1}$

Fuente: Autores

En el tratamiento magnético se observó que la reducción en la viscosidad aparente disminuye con el paso del tiempo, el porcentaje de reducción cambia de 70 a 20%. Se puede deducir de la figura 8 que el tratamiento se conserva después que han transcurrido 72 horas ya que la viscosidad aparente es más baja que la obtenida para la muestra sin tratamiento.

Comportamiento reológico al aplicar tratamiento químico

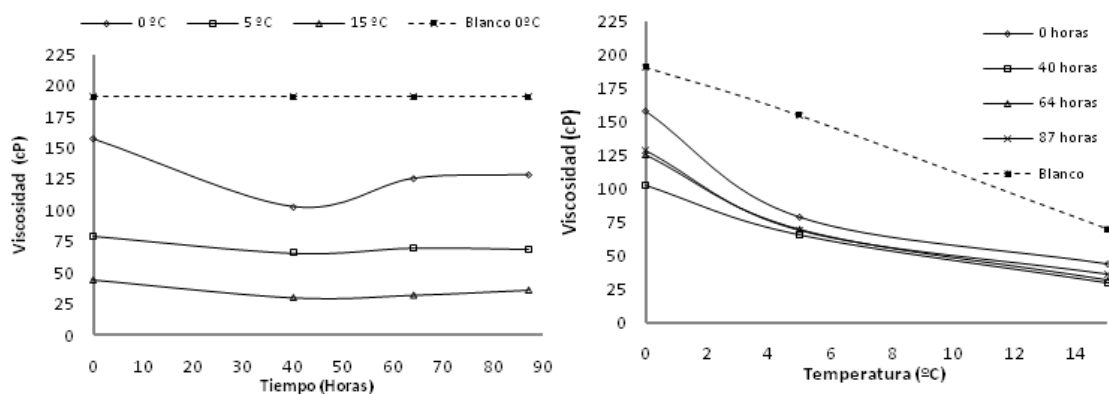


Figura 6. Comportamiento reológico tratamiento químico de 0 a 87 horas, velocidad de deformación $20 s^{-1}$

Fuente: Autores

En la Figura 9 se puede apreciar que el efecto del depresor alcanza un valor óptimo después de cierto tiempo de haberse agregado al crudo.

En el tratamiento químico se observó que la reducción en la viscosidad aparente disminuye con el paso del tiempo, el porcentaje de reducción cambia de 48 al 37%. El aumento que se observa en la viscosidad de crudos parafínicos al disminuir la temperatura, es inducido por un mayor tamaño y formación de núcleos de parafina que se resisten en mayor grado al cizallamiento [25].

Comportamiento reológico al aplicar tratamiento combinado

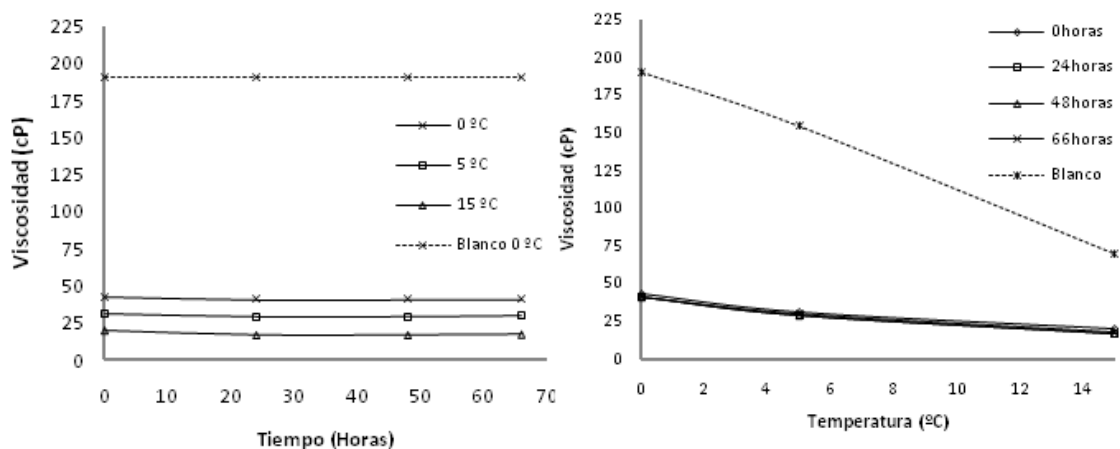


Figura 7. Comportamiento reológico tratamiento combinado de 0 a 66 horas
Fuente: Autores

En la figura 10 se observa que al combinar los dos tratamientos se encuentra una reducción de la viscosidad superior al 75% la cual se mantiene constante después de transcurridas las 66 horas; es decir que el tratamiento combinado logra efectos favorables sobre la viscosidad de crudos parafínicos.

La temperatura a la cual se observa el valor de viscosidad más bajo se encuentra por encima del punto de nube de la muestra, notando que su comportamiento es de carácter newtoniano.

4. CONCLUSIONES

Al aplicar el tratamiento combinado al crudo Colorado 25 a las condiciones establecidas de dosificación de PPD, densidad de campo magnético y tiempo de exposición, se obtiene un descenso en el punto de fluidez ($\Delta T = 24^{\circ}\text{C}$) y un porcentaje de reducción en la viscosidad aparente superior al 75%, los cuales son más altos que al aplicar los tratamientos individualmente sobre el crudo, esto demuestra que existe sinergia entre tratamientos magnético y químico.

La sinergia existente entre los tratamientos se ve afectada por el orden en que se aplican. En este trabajo se obtuvieron los mejores resultados con el método 2 (magnético-químico), el cual se realizó sobre el crudo Colorado 25 bajo las condiciones de dosificación de depresor de 5.7 ppm, densidad de campo magnético de 865 mT y tiempo de exposición de 1.6 s.

El efecto del tratamiento magnético disminuye con el paso del tiempo, esto se debe a que el reordenamiento de las partículas luego de la excitación inducida por el campo ocurre lentamente presentándose efecto incluso a las 72 horas. En cambio, el tratamiento químico debido al mecanismo de interacción del depresor con las moléculas de parafina hace que el efecto permanezca por un tiempo más prolongado (>80 horas).

El tratamiento combinado además de reducir la viscosidad aparente cambia el comportamiento reológico del crudo, el cual presenta un carácter pseudoplástico; este cambio se debe a que al aplicar el tratamiento se retrasa la aglomeración de cristales de parafina permitiendo que el crudo se comporte como un fluido newtoniano. De acuerdo al tiempo que tarda en perderse el efecto (>66 Horas), se puede considerar que este comportamiento ayuda a mejorar la movilidad del crudo por tuberías y en el equipo de bombeo.

5. RECOMENDACIONES

Se recomienda que este trabajo sea usado como base para estudios posteriores, teniendo en cuenta realizar pruebas preliminares para determinar el efecto del tratamiento combinado, ya que las características del fluido varían considerablemente de un pozo a otro.

Se sugiere utilizar este trabajo como base de estudio para observar los cambios en la estructura del crudo que resultan del orden en que se aplican los tratamientos, ya que sus efectos pueden ser favorables a partir ciertas condiciones.

BIBLIOGRAFIA

1. ZHANG Xuejun, TIAN Jun, WANG Lijuan, ZHOU Zhaofu. Wettability effect of coatings on drag reduction and paraffin deposition prevention in oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, June 2002.
2. VILLABONA César, GONZÁLEZ Diana. Inhibición magnética de la acumulación de depósitos parafínicos. X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas. Cartagena, Julio 2009.
3. ZHANG F, XIE H, DONG L. A Study on BEM Series of Pour Point Depressants and Their Application in China. SPE 65381, February 2001.
4. CHEN Wuhua, ZHAO Zongchang, YIN Caoyong. The interaction of waxes with pour point depressants. Elsevier, December 2009.
5. MANKA John S., ZIEGLER Kim L. Factors Affecting the Performance of Crude Oil Wax-Control Additives. SPE 67326, 2001.
6. MANKA John S., MAGYAR James S., SMITH Robert P. A Novel Method to Winterize Traditional Pour Point Depressants. SPE 56571, October 1999.
7. BIAO Wang, LIJIAN Dong. Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in BUCARAM S. M. An Improved Paraffin Inhibitor. SPE 1544, October 1996.
8. BARKER K.M, BREITIGAM J.V, BROTHERTON R.L, GOFF L.L, HAKE K.J, SCHOFIELD R.D. Crude Oils of Kentucky and Tennessee: Characteristics, Problems and Solutions. SPE 111142, October 2007.
9. BIAO Wang, LIJIAN Dong. Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition. SPE 29954, November 1995.
10. WOO G.T., GARBIS S.J., GRAY T.C. Long-Term Control of Paraffin Deposition. SPE 13126, September 1984.

11. FERWON K.A, HAMMAMI A, ELLIS H. Control of Wax Deposition: An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemical Solvents. SPE 37240, February 1997.
13. BEHBAHANI Jafari, RAHMATOLLAH Golpasha, HASSAN Akbarnia, ALIREZA Dahaghin. Effect of wax inhibitors on pour point and rheological properties of Iranian waxy crude oil. Science Direct, March 2008.
14. DOS SANTOS Josue da S.T., FERNANDES Antonio C., GIULIETTI Marco. Study of the paraffin deposit formation using the cold finger methodology for Brazilian crude oils. Journal of Petroleum Science and Engineering 45, 47–60 (2004).
15. CHEN Wuhua, ZHAO Zongchang, YIN Caoyong. The interaction of waxes with pour point depressants. Science Direct, December 2009.
16. GENTILI D.O., KHALIL C.N., ROCHA N.O., LUCAS E.F. Evaluation of Polymeric Phosphoric Ester-Based Additives as Wax Deposition Inhibitors. SPE 94821, June 2005.
17. MISRA Sanjay, BARUAH Simanta, SINGH Kulwant. Paraffin Problems in Crude Oil Production and Transportation: A Review. SPE 28181, February 1995.
18. KULKARNI M.M., IYER K. Effects of Pour-Point Depressants on Indian Crude Oils. SPE 95976, 2005.
19. VILLABONA César, GONZÁLEZ Diana. Mejora de la movilidad del crudo parafínico mediante campos magnéticos. Tesis de grado. Bucaramanga 2009.
20. DONG Lijian, XIE Huizhuan, ZHANG Fusheng. Chemical Control Techniques for the Paraffin and Asphaltene Deposition. SPE 65380, December 2001.
21. TUNG Nguyen P., VUONG Nguyen V., KHANH Bui Q., VINH Ngo Q., HUNG Pham V., HUE Vu T., and PETRO V. HOE Le D. Studying the mechanism of magnetic field influence on paraffin crude oil viscosity and wax deposition reductions. SPE 68749, April 2001.

22. PEÑA Luis, SARMIENTO Juan Francisco. Influencia del tratamiento magnético en las propiedades de flujo de crudos parafínicos. Tesis de grado. Bucaramanga. 1994
23. SANDOVAL Efraín, SUÁREZ Jairo. Control magnético de parafinas en el campo Lisama. Tesis de grado. Bucaramanga. 1991.
24. CANDELO Andrés, CARVAJAL Benjamín. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga. 2010.
25. RODRIGUEZ L., CASTAÑEDA M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido-dinámico de crudos parafínicos-fase1. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 2 Núm. 2 Dic. 2001.
26. GROSSO Jorge. Experiencias en el transporte y manejo de crudos parafínicos a escala de laboratorio, planta piloto y experiencias industriales. Primer simposio campo escuela Colorado. Bucaramanga.
27. PEÑARANDA Iván, RINCÓN Yoilyn. Aplicación de compuestos poliméricos como inhibidores de cristalización de parafinas en el crudo del campo escuela Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga 2007.
28. POVEDA Diana. Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación. Aplicación campo Colorado. Tesis de Maestría. Bucaramanga 2009.
29. PINZÓN Sergio. ROJAS Jonathan. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Tesis de grado. Bucaramanga. 1991.
30. ARIZA Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado. Tesis de Maestría. Bucaramanga 2008.
31. OCHOA Ismael, LÓPEZ Sergio. Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafina en crudo del campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga 2009.

ANEXO A

NORMA ASTM D5853-95

1. Alcance. Basado en la Norma ASTM D5853, este método cubre el procedimiento para la determinación de punto de fluidez de crudos hasta -36°C

2. Resumen del Método. El método consiste de un calentamiento preliminar seguido de un enfriamiento a una tasa específica y examinando las características de flujo a intervalos de 3°C .

3. Importancia y Uso. El punto de fluidez de un crudo es un índice de la temperatura más baja a la cual todavía el crudo fluye y de utilidad para ciertas aplicaciones. Es un dato relevante en el transporte de fluidos por oleoductos que atraviesan zonas de bajas temperaturas.

4. Terminología

4.1 Punto de Fluidez. Se define como la temperatura más baja en la cual el movimiento de la muestra es observada bajo las condiciones de la prueba.

5. Equipos, Elementos y Accesorios

- Recipiente de Prueba: tubo de vidrio de fondo plano, de vidrio claro, OD 33.2 a 34.8 mm y altura de 115 a 125 mm.
- Termómetros: según indica la tabla.

| TERMÓMETRO | RANGO | ASTM | IP |
|----------------------|------------------------------|------|-----|
| Nube y fluidez altos | -38 a 50°C | 5C | 1C |
| Nube y fluidez bajos | -80 a 20°C | 6C | 2C |
| Punto Medio | 32 a 127°C | 61C | 63C |

- Corcho, disco, cubierta y un baño de temperatura (se debe implementar con mezclas refrigerantes apropiadas para obtener las temperaturas requeridas).

6. Preparación.

6.1 Identifique la muestra.

Es importante homogeneizar el crudo para que todos los cristales de cera estén mezclados en toda la muestra. Seleccione el termómetro ASTM apropiado de acuerdo con el rango de temperatura.

7. Procedimiento.

- Vierta la muestra en un recipiente de limpio. Cuando sea necesario, caliente la muestra por lo menos 20 °C por encima del punto de fluidez esperado pero no mayor de 60 °C.
- Inmediatamente cierre el recipiente de muestra con un corcho y un termómetro de alto cloud y pour, si el punto de fluidez esperado está por encima de 36 °C, ajuste la posición del corcho y el termómetro de manera hermética.
- Revisar el correcto montaje del equipo e insertar el recipiente de prueba en la cubierta. Nunca coloque un recipiente dentro del medio enfriante. Asegúrese de que el disco, y el interior de la cubierta estén limpios y secos.
- Después de que el aceite se haya enfriado permitir la formación de cristales de parafina, tenga mucho cuidado de no alterar la masa del aceite o permitir que el termómetro se mueva en el aceite, cualquier disturbio conducirá a resultados erróneos.
- Los puntos de fluidez se expresan como enteros positivos o negativos múltiplos de 3 °C. Empiece a examinar la apariencia del crudo cuando la temperatura este 9 °C por encima del punto de fluidez esperado. Cada 3 °C

por debajo de la temperatura de inicio retire el recipiente de prueba de la cubierta. Remueva la mezcla condensada que limita la visibilidad de la superficie con un trapo limpio mojado en alcohol (etanol o metanol). Ladee el recipiente lo suficiente para determinar si hay algún movimiento del crudo en el recipiente de prueba (esta operación no debe demorar más de 3 segundos).

- Tan pronto como el crudo no fluya cuando se ladee el recipiente, colóquelo en una posición horizontal por 5 segundos y observe cuidadosamente. Si el aceite muestra algún movimiento, vuelva a colocar el recipiente nuevamente en la cubierta y repita la prueba para una próxima temperatura 3 °C más baja que la presente.
- Continúe de esta forma hasta que alcance el punto de fluidez al cual al inicio no mostrará movimiento cuando el recipiente de prueba se coloque en posición horizontal por 5 segundos. Registre la lectura del termómetro.
- Si la muestra ha alcanzado -36 °C, y aún presenta movimiento, suspenda la prueba.

8. Cálculo. Adicione 3 °C al punto de fluidez registrado para el punto de fluidez ASTM D5853. Si la prueba ha sido suspendida, reporte el punto de fluidez como < -36 °C.

ANEXO B

METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD

Es desarrollada e implementada en el ICP, bajo el nombre de Comportamiento reológico de crudos parafínicos. Emplea un viscosímetro Hakee VT550 dinámico sujeto a la variación de temperatura por acción de un baño termostático, el sensor utilizado es MV1. El instrumento presenta un valor de incertidumbre de $\pm 3\%$, el laboratorio de reología reporta resultados con una sensibilidad de 5%.

ANEXO C

DIAGRAMA DE CIRCUITO DE PRUEBAS

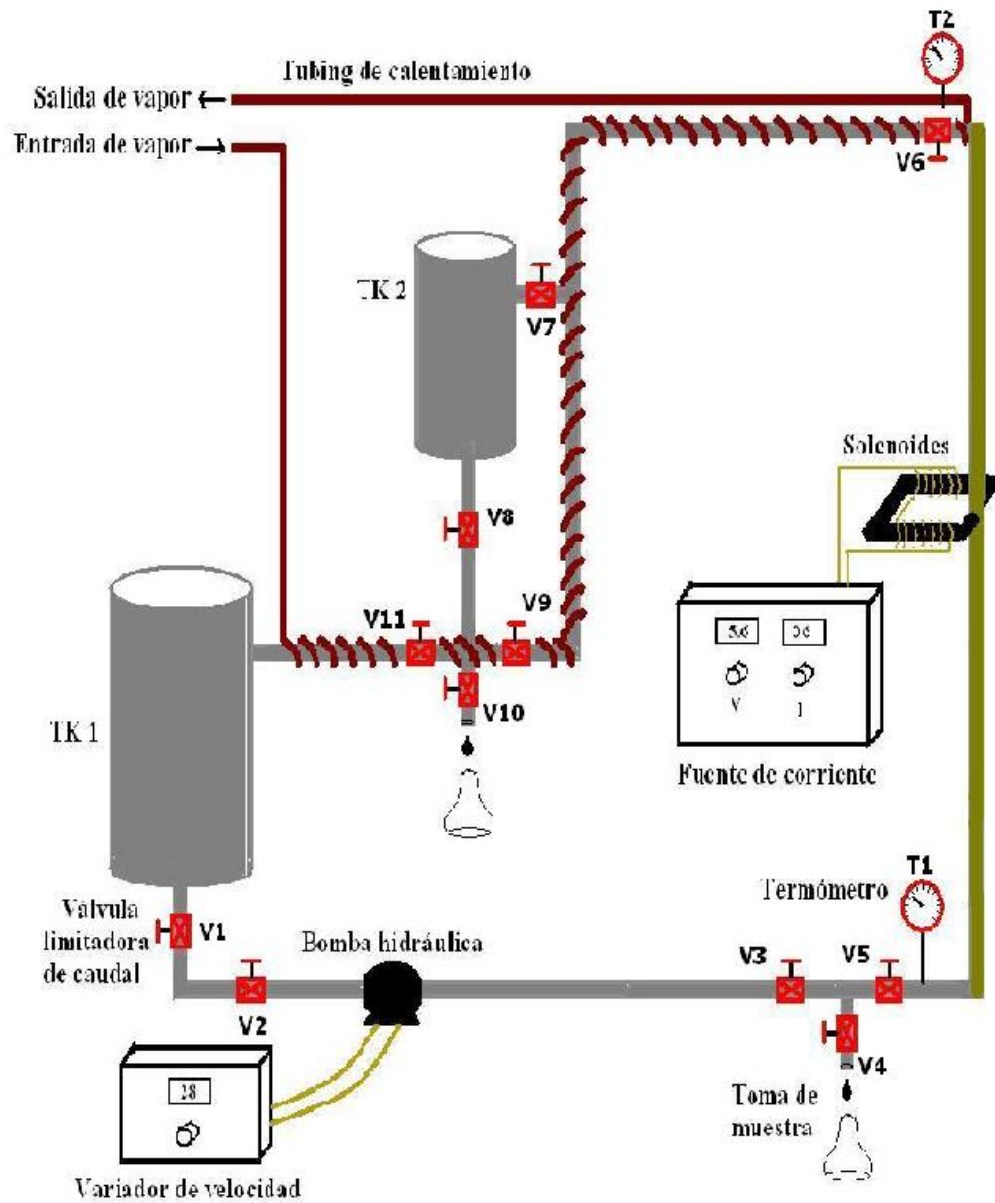


Figura 8. Diagrama circuito de pruebas
Fuente: Villabona y González [19]

ANEXO D

PROPIEDADES MATERIAS PRIMAS

| PROPIEDADES DEL DEPRESOR DE PUNTO DE FLUIDEZ | |
|--|-------------------------------|
| Estado a condiciones atmosféricas | Líquido |
| Color | Ambar oscuro |
| Punto de ebullición | 36,0 °C |
| Densidad | 7,48 g/cm ³ a 25°C |
| Solubilidad en agua | Insoluble |

Tabla 7. *Propiedades del PPD.*

Fuente: Autores

| PROPIEDADES DEL CRUDO COLORADO 25. | |
|------------------------------------|--------------------|
| Gravedad API | 34,9 °API |
| Contenido de ceras | 15,1% p/p |
| Densidad | 0,8501 g/mL a 15°C |

Tabla 8. *Propiedades del crudo Colorado 25.*

Fuente: Autores

ANEXO E

SECCIONES DEL PROCESO DE INHIBICION DE PARAFINAS

El proceso de inhibición de parafinas con tratamiento combinado se divide en las siguientes secciones:

- Sección de almacenamiento: En esta sección se encuentra el tanque de almacenamiento de crudo, además las válvulas limitadoras de caudal a presión atmosférica.
- Sección de bombeo: En esta sección se encuentra una bomba de desplazamiento positivo que se empleó para movilizar el crudo dentro del circuito de prueba. Esta cuenta con un variador de frecuencia que actúa aumentando o disminuyendo el caudal del crudo que fluye por las tuberías.
- Sección de toma de muestras: En esta zona se realizó la toma de muestra del crudo. Cuenta con un recipiente en el que se recoge la muestra de crudo, junto con las válvulas limitadoras de caudal. Esta sección también presenta un indicador de temperatura (TI) que registra el valor de la temperatura de operación del crudo en el desarrollo del proceso.
- Sección magnética: Aquí se realizó la exposición del crudo al campo magnético mientras circulaba por las tuberías al aplicar el tratamiento magnético y combinado. Consta de una herramienta magnética, MAGCOP, la cual se encarga de generar los valores de densidad de campo magnético que se van a emplear en el proceso. En esta zona los materiales usados eran de acero inoxidable debido a que los efectos generados por el campo magnético sobre otro tipo de materiales dan resultados erróneos.
- Sección de calentamiento: En esta zona se acondicionaba el crudo a una temperatura por encima de su punto de nube y consta de un tubing de calentamiento por el cual circulaba el vapor que calentaba el crudo. También contaba con un indicador de temperatura (TI) para registrar la temperatura del fluido que se encontraba circulando por la tubería.

ANEXO F

PUESTA EN MARCHA Y ARRANCADA DE LA UNIDAD

Pruebas preliminares: Para conocer la capacidad de cada uno de los equipos del proceso, se realizaron pruebas para su caracterización. Primero se realizó la caracterización del circuito de pruebas. Luego, la medición del volumen de crudo necesario para mantener la tubería empaquetada, evitar la acumulación en el tanque y que la bomba trabaje en vacío. Seguido a esto, se calibró la herramienta magnética y se determinó la curva de trabajo de la bomba. Para finalizar se llevaron a cabo una serie de pruebas bajo las mismas condiciones de operación y, haciendo uso del concepto de desviación estándar, se determinó el error experimental generado en las corridas.

Caracterización del circuito de prueba: Se siguió el procedimiento descrito en el manual de la herramienta magnética (MAGCOP):

- Se ajustaron todas las uniones y elementos del simulador
- Se realizaron prueba de fugas.
- Se realizó limpieza con solvente durante 30 minutos.
- Para retirar el solvente adherido a las paredes de la tubería, se realizó la limpieza con crudo muerto, a una temperatura de 50°C.

Volumen de la tubería: Al medir cada uno de los elementos que componen el simulador, se determinó el volumen de la tubería el cual fue 1400 cm³, así mismo se calculó el volumen mínimo de crudo necesario para que la bomba no trabajara en vacío el cual fue de 1200 cm³.

Calibración de la bomba: Para caracterizar la bomba se realizaron pruebas en las que se midió el tiempo que esta tardaba en vaciar ciertos volúmenes a diferentes velocidades de frecuencia en el regulador.

Se utilizó la relación $Q = \frac{V}{t}$

Donde Q [cm³/s] es el caudal, V [cm³] es el volumen bombeado y t [s] es el tiempo que tarda la bomba en drenar dicho volumen. En la figura se observa la curva de calibración:

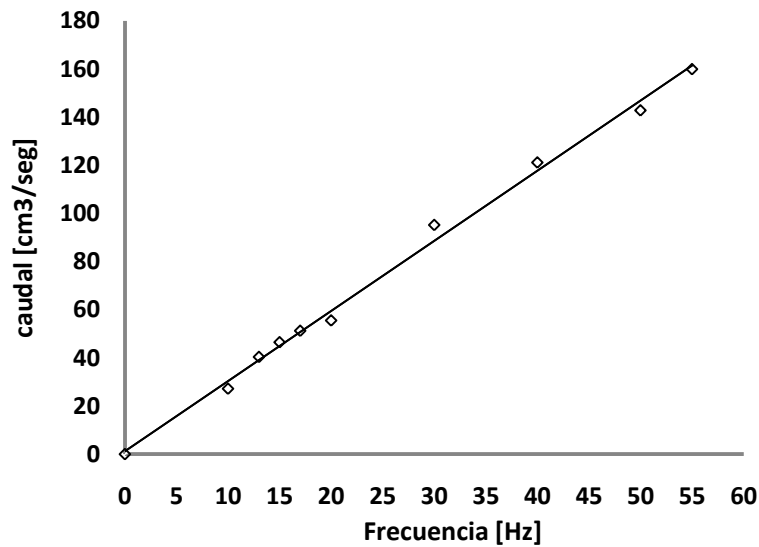


Figura 9. Curva de calibración de la bomba en función de la frecuencia del variador.
Fuente: Autores

Generador de campo magnético

Los resultados obtenidos mediante mediciones de densidad de campo magnético se compararon con los registrados en el manual de la herramienta magnética (MAGCOP). En la figura 4 se aprecia que los resultados obtenidos en la calibración con el gauss-meter son similares a los reportados por el manual de la herramienta.

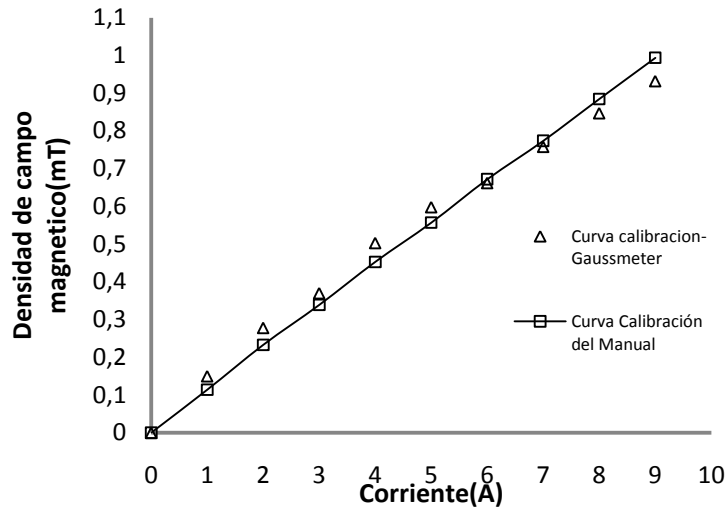


Figura 10. Curva de calibración de densidad de campo en función de la corriente de alimentación.
Fuente: Autores

Cálculo del Error Experimental

Para medir el error que se genera en el desarrollo experimental debido a factores como: impurezas en las materias primas empleadas, valores generados por el circuito de pruebas, mala apreciación en el punto de fluidez, preparación de la muestra (calentamiento, dilución, pesado), entre otros; se procedió a calcular el punto de fluidez, según la norma ASTM 5853-95 (ver Anexo A), de un experimento con una repetibilidad de seis; bajo las mismas condiciones de caudal, densidad de campo magnético, tiempo de exposición y demás variables que afectan el proceso.

Los valores que se obtuvieron para el punto de fluidez se pueden ver en la figura 5.

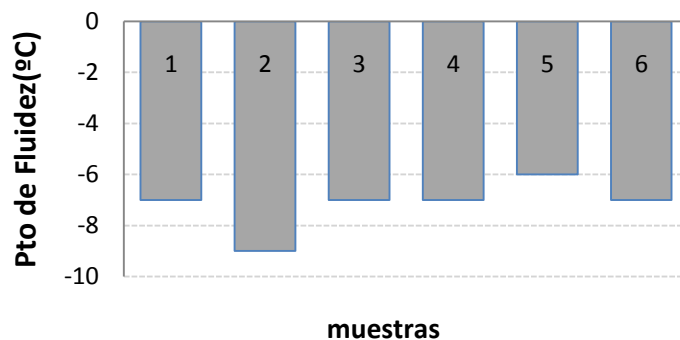


Figura 11. Punto de fluidez de un experimento repetido.
Fuente: Autores

Se calculó el promedio, desviación estándar y coeficiente de variación.

$$X = 7,17 \quad S = 0,98 \quad CV = 13,72$$

Ante los resultados obtenidos se puede decir que el desarrollo experimental tiene un grado de confiabilidad alto.