

Diseño y Uso de Pruebas de Laboratorio Aplicando Fluidos Nanoestructurados para Inhibir la  
Precipitación de Parafinas en el Campo Colorado

John Sebastián Sanabria Correa

Omar Yessid Figueroa Avila

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Oscar Vanegas Angarita

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímica

Escuela de Ingeniería de Petróleo

Bucaramanga

2020

## Dedicatoria

Es cierto, las segundas oportunidades no existen ¡se deben buscar hasta hacerlas realidad.

La culminación de esta etapa es muy importante para mí, y todas aquellas personas que aquí nombro y agradezco porque de una u otra manera aportaron para que se hiciera realidad.

A Dios padre todo poderoso por permitirme una vida con discernimiento y sabiduría.

A mi mamá Omaira Correa que nunca ha dejado de poner sus esperanzas y oraciones en favor de sus hijos. Que siempre está ahí sin importar el qué, el cómo o el cuándo.

A mi papá Jhon Carlos Sanabria que nunca ha fallado con su papel de hombre protector, justo y bondadoso, gracias por siempre acompañarme en el camino, de igual forma mi hermana Mariana por acompañarme y seguirme.

A mi esposa Ruth por darme amor, comprensión y toda su paciencia, nunca ha soltado mi mano y confió en este proyecto, quizás más que yo. Porque ese amor tan infinito ha alcanzado para cuidar y proteger a nuestro hijo Ezequiel, quién le dio un cambio a mi vida y me ha permitido ser mejor persona.

A mi familia por ser pilar y soporte de el día a día, en especial mi abuela Ofelina Silva quien con su sabiduría y temple me obliga a terminar lo que comienzo, a mi tía Marleny por amarnos tanto y a todos mis tíos, primos y demás.

A todos mis amigos, en especial a los de la carrera, que con lo que escribo aquí me quedo muy corto en expresarles todo lo que siento, pero que procuro decírselos en cada ocasión especial que podemos reunirnos y en últimas, es lo que mejor se lleva de la universidad. A Edwar, Mora, Omar, Omar arias, Pipe, Nayla, Yolima, Kelly, Angie, Melissa, Laura, Daniela, Jairo, Juanda, Anderson, Eduard, Los quiero y aprecio mucho.

*John Sebastian Sanabria Correa*

## Dedicatoria

A Dios, por darme la vida acompañada de sabiduría y entendimiento, pilares fundamentales para este logro.

A mi madre, Nereida Ávila por sus oraciones diarias, consejos y apoyo incondicional en todo momento, mi mayor guía para lograr mis metas.

A mi padre y mis hermanos, Andrés Felipe y Juan Carlos, que por su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

A mis familiares, en especial a mi abuela Rosa Rojas, a mis primos Lilibeth, Dayron, Darwin, a mis tías, Acened por su apoyo constante, Rosa y Luz Dary.

A Willington Solano, a mi tío Carlos Figueroa, por las ayudas y apoyos durante el desarrollo de mi carrera.

A mi equipo de trabajo del Venado de Oro, Luis Mora, Dewis Mauricio, Kevin, Sebastián, Anderson Lizarazo, Jhoger Alexander, Don Fernando Martínez, Karina, Dora.

*Omar Yessid Figueroa Avila*

## **Agradecimientos**

A la universidad Industrial de Santander por permitir nuestra formación como Ingenieros de Petróleos y brindarnos todos los conocimientos necesarios para cumplir esta meta.

A los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por hacer el mayor esfuerzo para formar excelentes profesionales y personas.

Al laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación de la UIS sede Guatiguará, y todo el equipo de trabajo por su tiempo y conocimientos brindados.

A nuestro gran amigo y director Oscar Vanegas Angarita quién nos dio su confianza y respaldo en la investigación.

A Hernando Bottia por su tiempo y acompañamiento en los momentos más cruciales para el desarrollo de este proyecto.

A Marlon Revueltas Rojas, que desde Barrancabermeja nos colaboró con su dedicación de tiempo y esfuerzo para que este proyecto se hiciera posible.

Al ingeniero y amigo Esteban Rincón, quién aportó y ayudó a que esta investigación fuera posible en un tiempo prudente.

Al laboratorio de microscopía sede Guatiguará, quienes amablemente nos brindaron la prueba de microscopía para evaluación del producto.

Al CICAT y su equipo de trabajo, quienes nos capacitaron y nos brindaron los equipos para pruebas de mojabilidad.

A Mauricio Álvarez técnico del laboratorio de fluidos por la guía y el tiempo brindado para la ejecución de las pruebas.

## Contenido

|  | <b>Pág.</b> |
|--|-------------|
| Introducción .....                                       | 20          |
| 1. Marco Teórico.....                                    | 22          |
| 1.1 Generalidades de las parafinas.....                  | 23          |
| 1.1.1 Ceras parafínicas o macrocristalina.....           | 24          |
| 1.1.2 Ceras microcristalinas.....                        | 25          |
| 1.1.3 Caracterización de parafinas.....                  | 26          |
| 1.1.4 Problemas durante la producción por parafinas..... | 27          |
| 1.1.5 Problemas en la formación.....                     | 27          |
| 1.1.6 Problemas durante la producción.....               | 28          |
| 1.2 Remediación de las parafinas.....                    | 29          |
| 1.2.1 Solventes.....                                     | 30          |
| 1.2.2 Dispersantes.....                                  | 31          |
| 1.2.3 Surfactantes o Detergentes.....                    | 32          |
| 1.2.4 Modificadores de cristal.....                      | 33          |
| 1.3 Mecanismos de precipitación de parafinas.....        | 35          |
| 1.3.1 Difusión molecular.....                            | 35          |
| 1.3.2 Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla.....    | 36          |
| 1.3.3 Movimiento Browniano.....                          | 36          |

|   |    |
|---|----|
| 1.4 Problemas de parafinas en el campo colorado .....   | 37 |
| 2 Aplicabilidad de fluidos nanoestructurados en la ingeniería de petróleos.....                       | 38 |
| 2.1 Nanofluidos.....  | 40 |
| 2.2 Nanopartículas usadas en la industria del petróleo .....  | 43 |
| 2.3 Nanofluidos aplicados a la inhibición de parafinas .....  | 44 |
| 3. Pruebas de laboratorio para el desarrollo experimental.....  | 47 |
| 3.1 Prueba experimental (0) cero .....  | 48 |
| 3.2 Determinación de la gravedad API (norma ASTM D 287) .....   | 50 |
| 3.3 Determinación de la densidad.....   | 51 |
| 3.2 Prueba de viscosidad (norma ASTM D445).....   | 53 |
| 3.3 Punto de fluidez (norma ASTM D 97) .....  | 54 |
| 3.4 Contenido de agua y sedimentos en el crudo mediante el método de centrifugación (ASTM D 96) ..... | 55 |
| 3.5 Caracterización básica del crudo .....  | 55 |
| 3.6 Caracterización de la salmuera .....  | 57 |
| 3.7 Caracterización del fluido nanoestructurado PK-100.....   | 58 |
| 3.7.1 Índice de refracción.....   | 58 |
| 3.8 Fabricación de medios porosos en el modelo físico para pruebas de desplazamiento .....            | 59 |
| 3.8.1 Seleccionar permeabilidad absoluta y porosidad que se desea obtener. ....                       | 60 |
| 3.9 Medir la cantidad de arena y caolín a utilizar .....  | 62 |
| 3.9.1 Cálculo del volumen de resina y endurecedor epóxico. ....                                       | 63 |

|  |    |
|--|----|
| 3.9.2 Mezclar en seco la arena y el caolín. ....   | 64 |
| 3.9.3 Mezcla solución epóxica de resina y endurecedor.....                                     | 65 |
| 3.9.4 Distribución de la mezcla en el molde, del plug.....                                     | 66 |
| 3.10 Pruebas de compatibilidad fluido – fluido.....  | 67 |
| 3.10.1 Sludge. ....  | 67 |
| 3.10.2 Mojabilidad visual. ....  | 67 |
| 3.10.3 Rompimiento de emulsiones.....  | 68 |
| 3.10.4 Compatibilidad.....   | 69 |
| 3.11 Prueba de viscosidad con adición de nanoestructurado PK-100 .....                         | 70 |
| 3.12 Variación del punto de fluidez con respecto al porcentaje de nanoestructurado PK-100 .... | 70 |
| 3.13 Desplazamiento.....   | 71 |
| <br>   |    |
| 4. Resultados.....   | 72 |
| 4.1 Pruebas experimental (0) cero .....  | 72 |
| 4.2 Determinación de la gravedad API.....  | 73 |
| 4.3 Determinación de la densidad.....  | 74 |
| 4.4 Prueba de viscosidad.....  | 75 |
| 4.4.1 Perfil de viscosidad versus temperatura.....   | 77 |
| 4.5 Punto de fluidez .....   | 82 |
| 4.6 Contenido de agua y sedimentos en el crudo.....  | 83 |
| 4.7 Fabricación de medios porosos en el modelo físico para pruebas de desplazamiento .....     | 83 |
| 4.8 Pruebas de compatibilidad fluido-fluido.....   | 84 |
| 4.8.1 Sludge. ....   | 84 |

|   |     |
|---|-----|
| 4.8.2 Mojabilidad Visual.....                               | 85  |
| 4.8.3 Prueba de Emulsión Producto – Salmuera Sintética..... | 86  |
| 4.8.4 Compatibilidad Fluido-Fluido. ....                    | 88  |
| 4.9 Desplazamiento.....                                     | 90  |
| 4.9.1 Saturación de la muestra. ....                        | 91  |
| 4.9.2 Desplazamiento.....                                   | 92  |
| 4.9.3 Desplazamiento 2.....                                 | 94  |
| 5. Conclusiones.....  | 98  |
| 6. Recomendaciones .....                                    | 99  |
| Referencias Bibliográficas .....                            | 100 |
| Apéndices.....  | 103 |

**Lista de Tablas**

|  | Pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Necesidades Reciente de la Ingeniería Petrolera y sus Posibles Soluciones Aplicando la Nanotecnología. .... | 42   |
| Tabla 2. Aplicaciones de las nanopartículas en la ingeniería de petróleos. ....                                      | 43   |
| Tabla 3. Nanopartículas usadas en estimulación de pozos ....   | 44   |
| Tabla 4. Datos iniciales de la prueba cero ....  | 49   |
| Tabla 5. Características del crudo colorado. ....  | 56   |
| Tabla 6. Características del crudo. ....   | 57   |
| Tabla 7. Contenido de sales en el agua de formación. ....  | 57   |
| Tabla 8. Características del nano ....   | 58   |
| Tabla 9. Permeabilidades y porosidad de los plugs de acuerdo con la correlación 1. ....                              | 61   |
| Tabla 10. Masa de arena y caolín blanco de cada grupo de plugs sintéticos. ....                                      | 62   |
| Tabla 11. Volumen de resina y endurecedor plugs sintéticos. ....   | 63   |
| Tabla 12. Presiones de confinamiento. ....   | 66   |
| Tabla 13. Viscosidad variando porcentaje de inhibidor. ....  | 70   |
| Tabla 14. Punto de fluidez variando nanoestructurado. ....   | 71   |
| Tabla 15. Datos finales prueba (0) cero. ....  | 72   |
| Tabla 16. Determinación de la gravedad API. ....   | 73   |
| Tabla 17. Resultados de densidad para diferentes fluidos ....  | 75   |
| Tabla 18. Puntos de nube respecto a la concentración de inhibidor ....   | 80   |

|  |    |
|--|----|
| Tabla 19. Cambio de la viscosidad frente a la temperatura del crudo limpio contra el crudo dosificado al 10% ..... | 81 |
| Tabla 20. Determinación del punto de fluidez.....  | 82 |
| Tabla 21. Tabla resultados medios porosos .....  | 84 |
| Tabla 22. Variables del desplazamiento 1 .....   | 92 |
| Tabla 23. Permeabilidades desplazamiento 1 .....   | 93 |
| Tabla 24. Variables desplazamiento 2 .....   | 94 |

**Lista de Figuras**

|   | Pág. |
|---|------|
| Figura 1. Esquematización de ceras parafínicas. ....  | 25   |
| Figura 2. Representación de ceras microcristalinas y macrocristalina. ....  | 26   |
| Figura 3. Esquema mecanismo de dispersión. ....   | 32   |
| Figura 4. Esquema mecanismo modificadores de cristal. ....  | 34   |
| Figura 5. Esquema del mecanismo de modulación morfológica. ....   | 46   |
| Figura 6. Secuencia del proceso. ....   | 48   |
| Figura 7. Crudo parafínico en estado sólido inmerso en fluido nanoestructurado. ....                                | 49   |
| Figura 8. Crudo parafínico campo San Luis. ....   | 50   |
| Figura 9. Determinación gravedad API. ....  | 51   |
| Figura 10. Determinación de la densidad. ....   | 52   |
| Figura 11. Determinación de la densidad ....  | 52   |
| Figura 12. Determinación de la viscosidad. ....   | 53   |
| Figura 13. Determinación del punto de fluidez ....  | 54   |
| Figura 14. Determinación del punto de fluidez. ....   | 54   |
| Figura 15. Esquema de fabricación de los medios porosos. ....   | 59   |
| Figura 16. Correlación de permeabilidad absoluta y porosidad en función en función de la proporción de caolín. .... | 60   |
| Figura 17. Correlación de permeabilidad absoluta y porosidad en función en función de la proporción de caolín. .... | 61   |

|   |    |
|---|----|
| Figura 18. Balanza digital utilizada para la medición de la masa de arena y caolín blanco. ....               | 62 |
| Figura 19. Correlación de la relación solución epóxica/masa de mezcla en función del % caolín.<br>.....       | 64 |
| Figura 20. Mezcla en seco de la arena y el caolín- construcción de plugs sintéticos. ....                     | 65 |
| Figura 21. Mezcla de la solución epóxica con la arena y el caolín – Construcción de plugs sintéticos<br>..... | 65 |
| Figura 22. Distribución de la mezcla en el modelo físico.....   | 66 |
| Figura 23. Arena disuelta en el medio oleoso. ....  | 68 |
| Figura 24. Equipo CORE PET.....   | 72 |
| Figura 25. Gráfico de gravedad API- porcentaje en volumen de nanoestructurado.....                            | 74 |
| Figura 26. Gráfica de viscosidad crudo sin saturar.....   | 76 |
| Figura 27. Gráfica de viscosidad crudo saturado con parafina.....   | 76 |
| Figura 28. Perfil de viscosidad del crudo sin dosificación de fluido nanoestructurado .....                   | 77 |
| Figura 29. Perfil de viscosidad del crudo con 3% de inhibidor.....  | 78 |
| Figura 30. Perfil de viscosidad del crudo con 6% de inhibidor.....  | 78 |
| Figura 31. Perfil de viscosidad del crudo con 8% de inhibidor.....  | 79 |
| Figura 32. Perfil de viscosidad del crudo con 10% de inhibidor.....   | 79 |
| Figura 33. BSW del crudo .....  | 83 |
| Figura 34. Prueba Sludge.....   | 84 |
| Figura 35. Prueba de Mojabilidad visual, en medio acuoso y medio aceitoso .....                               | 85 |
| Figura 36. Prueba de emulsión, proporción 25:75.....  | 86 |
| Figura 37. Prueba de emulsión, proporción 50:50.....  | 87 |
| Figura 38. Prueba de emulsión, proporción 75:25.....  | 88 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 39. Compatibilidad fluido-fluido salmuera – producto .....                          | 89 |
| Figura 40. Compatibilidad fluido-fluido crudo - producto .....                             | 90 |
| Figura 41. Sistema de saturación de muestra mediante vacío .....                           | 92 |
| Figura 42. Gráfica delta de presión-volúmenes porosos de la salmuera.....                  | 93 |
| Figura 43. Gráfica delta de presión-volúmenes porosos de crudo.....                        | 93 |
| Figura 44. Gráfica delta de presión-volúmenes porosos de crudo luego del daño. ....        | 94 |
| Figura 45. Gráfica delta de presión. Volúmenes porosos de salmuera, desplazamiento 2 ..... | 95 |
| Figura 46. Gráfica delta de presión/permeabilidad-tiempo del crudo, desplazamiento 2 ..... | 95 |
| Figura 47. Gráfica delta de presión-volúmenes porosos del crudo, desplazamiento 2.....     | 96 |
| Figura 48. Plug con daño severo.....   | 97 |

**Lista de Apéndices**

|   | Pág. |
|---|------|
| Apéndice A. Protocolo de desplazamiento .....                 | 103  |
| Apéndice B. Diseño de experimento para el desplazamiento..... | 110  |

## Resumen

**Título:** Diseño y Uso de Pruebas de Laboratorio Aplicando Fluidos Nanoestructurados para Inhibir la Precipitación de Parafinas en el Campo Colorado.\*

**Autor:** John Sebastian Sanabria Correa, Omar Yessid Figueroa Avila\*\*

**Palabras Clave:** Parafinas, cristales, nanopartículas, nanofluidos, temperatura, precipitación de sólidos orgánicos.

### Descripción:

La depositación de sólidos orgánicos, tales como las parafinas se presentan como un problema de gran envergadura, cuándo la temperatura del sistema de producción cae por debajo del punto de cristalización, llevando así la reducción del caudal, taponamiento desde la cara del pozo hasta facilidades de superficie y finalmente al abandono de pozos. La inhibición de la precipitación de las parafinas se presenta por diferentes procesos, agrupados en dos (2) métodos, convencionales y no convencionales, el método convencional térmico es el más usado, pero es costoso y complejo. Es por esta razón que se presenta el método convencional químico, el cuál es menos costoso y ahorra tiempo.

En investigaciones recientes por parte de universidades chinas se ha comprobado que los nanofluidos con nanopartículas especialmente de sílice han mejorado las propiedades reológicas y de fluidez de crudos cerosos, comportándose como un depresor de punto de fluidez y gran candidato a ser inhibidores de precipitación de parafinas.

En este trabajo de investigación se presentan diferentes criterios de selección, para fluidos nanoestructurados con propiedades para inhibir la precipitación de parafinas. Realizando una previa caracterización de los fluidos propios del yacimiento como la salmuera y el crudo, luego, se realizan pruebas de compatibilidad fluido-fluido y finalmente realizando una prueba de desplazamiento en medio poroso, que simula las propiedades de la arena C del campo Colorado. Encontrando que dentro de los fluidos presentados el mejor es el PK-100, por presentar características de compatibilidad y baja emulsificación con los fluidos propios del yacimiento. Pero debido a su fluido transportador, que es un éster palmítico, se degrada a alta presión y temperatura, generando compuestos apolares y mayores precipitados que causan una caída de la permeabilidad en los medios porosos.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleo Director: Oscar Vanegas Angarita. Ingeniero de Petróleos.

## Abstract

**Title:** Design and Use of Laboratory Tests Applying Nano-Structured Fluids to Inhibit the Precipitation of Paraffins Wax in the Colorado Field.\*

**Author:** John Sebastian Sanabria Correa, Omar Yessid Figueroa Avila\*\*

**Keywords:** Paraffins, crystals, nanoparticles, nanofluids, temperature, precipitation of organic solids.

### Description:

The deposition of organic solids, such as paraffins, are presented as a major problem, when the temperature of the production system falls below the point of crystallization, thus reducing the flow rate, plugging from the well face to the ease of surface and finally to the abandonment of wells. The inhibition of the precipitation of the paraffins is presented by different processes, grouped in two (2) methods, conventional and unconventional, the conventional thermal method is the most used, but it is expensive and complex. It is for this reason that the conventional chemical method is presented, which is less expensive and saves time.

Recent research by Chinese universities has shown that nanofluids with nanoparticles especially silica have improved the rheological and fluid properties of waxy crudes, behaving as a pour point depressant and a great candidate to be paraffin precipitation inhibitors.

In this research work different selection criteria are presented, for nanostructured fluids with properties to inhibit the precipitation of paraffins. Performing a previous characterization of the reservoir's own fluids such as brine and crude, then, fluid-fluid compatibility tests are performed and finally performing a displacement test in porous medium, which simulates the properties of the C sand of the Colorado field. Finding that within the presented fluids the best is the PK-100, because it has compatibility characteristics and low emulsification with the reservoir's own fluids. But due to its carrier fluid, which is a palmitic ester, it degrades at high pressure and temperature, generating apolar compounds and higher precipitates that cause a drop in permeability in the porous media.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleo Director: Oscar Vanegas Angarita. Ingeniero de Petróleos.

## Introducción

La precipitación o depósito de sólidos orgánicos, en especial la parafina, es una de las causas principales de la disminución en la producción de los pozos petroleros debido a la reducción del diámetro eficiente de flujo en las líneas de producción.

La precipitación acumulada de estos sólidos en forma de cristales genera obstrucción en la línea de flujo desde el fondo de pozo, reduciendo gradualmente el caudal de petróleo producido. Este problema se ha remediado parcial y temporalmente con la remoción mecánica de los precipitados en la línea de flujo desde el fondo del pozo hasta la superficie; sin embargo, el problema persiste debido a que su causa no se ha inhibido. También, este inconveniente puede minimizarse mediante operaciones realizadas en pozo como la estimulación por acidificación o fracturamiento, inyección química o de aditivos poliméricos, inyección de enzimas biológicas, entre otras.

La finalidad de este proyecto es probar el efecto de un fluido nanoestructurado en la remoción del daño a la formación, disolviendo mediante un fluido nanoestructurado los cristales de sólidos orgánicos que se hayan precipitado en las líneas de flujo desde el fondo de pozo.

El uso de fluidos nanoestructurados está siendo utilizado con mayor aceptación a nivel mundial debido a los resultados obtenidos y a la eficiencia en diferentes tipos de operaciones en la cadena de valor de los hidrocarburos, ya sea exploración o explotación, en las diferentes etapas del recorrido del crudo desde el yacimiento hasta las facilidades en superficie.

En este trabajo de grado se da a conocer uno de los problemas más grandes que ha tenido el campo colorado durante toda la vida en producción, que ha sido la precipitación y depositación

de las parafinas, tanto en la cara del pozo como en el pozo, mediante el desarrollo de diferentes pruebas de laboratorio ensayando un tratamiento químico, en base a un fluido nanoestructurado comercial llamado PK-100, del cual se desconoce por completo sus propiedades en la industria de los hidrocarburos, pero que ha tenido avances en la reducción de viscosidad mezclado con nafta en el transporte por ductos. Es de interés académico y comercial desarrollar las diferentes capacidades del producto para la solución de los distintos problemas presentados en campo, ese es el motivo de desarrollo de este proyecto de investigación, consultar su capacidad como inhibidor de parafinas.

La inhibición de las parafinas se puede dar por dos diferentes medios, termodinámicos o dinámicos. Para este caso en específico se desarrolla para un método dinámico evaluando mediante una prueba de desplazamiento en un medio poroso usando el Core Pet. Se demuestra que tan eficiente llega a ser el nanofluido PK-100 como inhibidor de parafinas. También se trata de descubrir por cual método de los tratamientos químicos ataca los cristales y la interrupción del proceso de formación y depositación de la cera, ya sea como depresor de punto de fluidez, como modificador de cristal o dispersante mediante el uso de diferentes pruebas de laboratorio.

## 1. Marco Teórico

El petróleo es el resultado de una mezcla de hidrocarburos que existe en estado líquido en yacimientos naturales y permanecen en estado líquido a presión atmosférica. Los componentes más pesados como las ceras y los asfáltenos se disuelven en los crudos más livianos. Cuando el petróleo crudo es sometido a cambios de temperatura se obtendrá una reducción importante de la solubilidad de las fracciones pesadas haciendo que los hidrocarburos pesados comiencen a precipitarse en formas de cristales de parafinas. Si la temperatura sigue disminuyendo, habrá un aumento de la cantidad de sólidos precipitados a partir del crudo. Finalmente, estos sólidos se depositarán y acumularán en el fondo de los pozos, instalaciones de producción y sistemas de tuberías de recolección, lo que lleva a numerosas pérdidas económicas en la industria petrolera.

Según su composición los hidrocarburos se pueden clasificar en hidrocarburos parafínicos, nafténicos, aromáticos y petróleo de base mixta. Los crudos parafínicos comprenden moléculas lineales con la fórmula  $C_nH_{2n+2}$ . El metano  $CH_4$  es el miembro más simple. Los miembros superiores alrededor de  $C_{18}$ , son similares a la cera y se llaman parafinas. Muchos aspectos composicionales como la relación n/ciclo+isoparafinas, forma la curva de distribución de peso molecular, y concentración de componentes con más de 24 átomos de carbono ( $C_{24+}$ ) han demostrado que tienen una gran influencia en la tendencia de cristalización de ceras en el crudo y en los mecanismos de inhibición de cristalización de parafinas. Ha sido demostrado a través de estudios anteriores que hay una interacción compleja entre las fracciones de crudo (especialmente en las clases de distribución de parafinas) y la tendencia del crudo a precipitar ceras.

La depositación de ceras durante la producción de crudos parafínicos y transporte es uno de los problemas más serios que se dan en el fondo de pozo y en las operaciones de superficie. Estos depósitos están constituidos principalmente por n-parafinas (alcanos lineales) y pequeñas cantidades de parafinas ramificadas y componentes aromáticos. El número de moléculas parafínicas presentes en los depósitos de ceras se han encontrado que son más altas que 15 átomos, técnicas de análisis avanzadas han permitido detectar hasta 160 átomos de carbono en estos depósitos.

Hay numerosos métodos usados para manejar la depositación de las parafinas. Estos pueden ser divididos en dos categorías: remoción (mecánica, térmica y química) y prevención o inhibición (dispersantes, modificadores de cristal). El uso de un inhibidor efectivo de parafina tiene un potencial significativo de rentabilidad comparado con un procedimiento de remoción. Desde que las características y los contenidos varían drásticamente entre yacimiento y yacimiento, los problemas y las soluciones también varían. Métodos que son efectivos en un sistema no siempre son exitosos en otros yacimientos o aun así en varios pozos dentro del mismo yacimiento.

### **1.1 Generalidades de las parafinas**

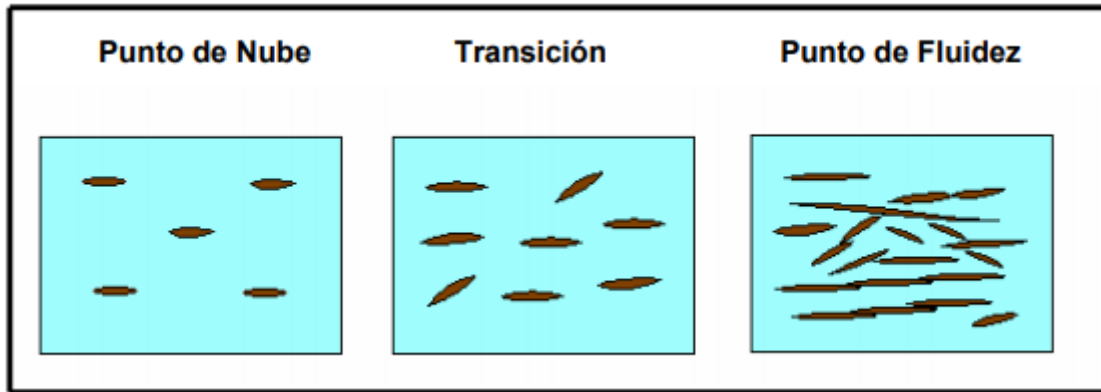
Las parafinas son productos cerosos derivados del petróleo; este término proviene del latín “parum affinis” que significa que tiene poca afinidad, pues estas son un material inerte y muy estable, es decir, poco reactivas ante la mayoría de los agentes químicos, debido a que resisten al ataque de ácidos y bases. A su vez constituyen una familia de hidrocarburos también conocida como alcanos o parafínicos. Están caracterizadas por tener longitudes de C18 hasta C60. Su peso molecular entre 320 y 800, presentan consistencia sólida a temperatura ambiente, poseen cadenas lineales (n-

alcanos) o ramificadas (iso-alcanos), compuestas por carbonos saturados, representados por la formula general  $C_nH_{2n+2}$ .

Las parafinas se pueden clasificar de acuerdo con la configuración de su estructura molecular y al número de carbonos que contengan. Bajo estos criterios se diferencian las ceras parafínicas de las ceras microcristalinas, las cuales presentan un mecanismo de daño diferente, si se llegara a depositar en la formación debido al tamaño de los cristales.

**1.1.1 Ceras parafínicas o macrocristalina.** Es un depósito procedente de un aceite crudo del 40% al 60% donde se encuentran ceras parafínicas únicamente. Estas se encuentran comprendidas por parafinas que contienen entre 18 a 30 carbonos en cadena lineal. La estructura molecular que se forma se conoce como macro-cristales, los cuales tienen forma de agujas que al conglomerarse constituyen grandes depósitos de cera que ocasionan diversos problemas en las líneas de producción de pozos petroleros y en la formación. Por esta razón, se produce un aumento de la viscosidad por la aglomeración de grandes cristales que serán la causa del taponamiento de los poros de la formación o en un punto determinado del sistema de producción, aspecto que depende del punto de cristalización del crudo.

La figura 1. Representa los tres pasos que llevan a cabo desde que empieza a precipitar el primer cristal de parafina (punto de nube), hasta que el momento en que el crudo deja de fluir (punto de fluidez) debido a la aglomeración de los cristales.

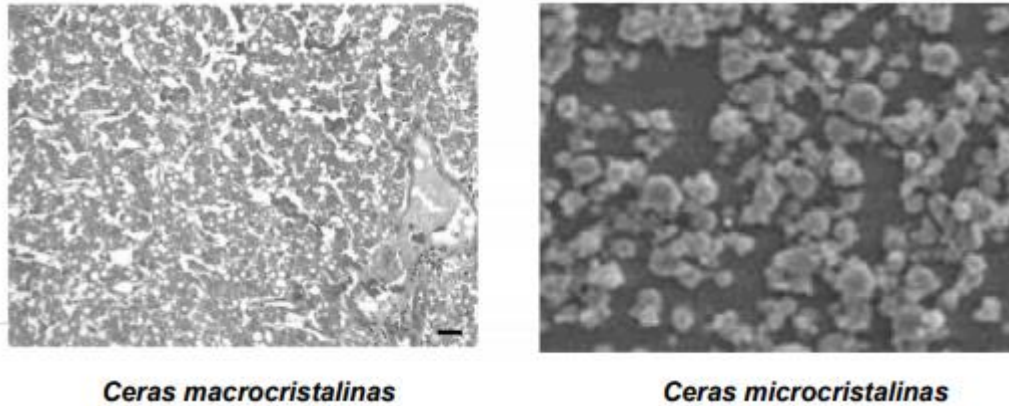


*Figura 1.* Esquematación de ceras parafínicas. Fuente: RODRÍGUEZ, L. y CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase 1. En: ciencia, tecnología y futuro, Vol.2 Num.2 (dic.2001). p.65-78.

**1.1.2 Ceras microcristalinas.** Se encuentran en las parafinas que contienen entre 30 a 60 carbonos, con pesos moleculares entre 450 y 800. Son compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos a lo largo de la cadena principal. A diferencia de las ceras parafínicas (macrocrystalina) sus cristales son pequeños e irregulares lo que hace que no tiendan a aglomerarse, permaneciendo dispersos y sin formar depósitos.

No constituyen problemas en las líneas de producción, pero pueden ocasionar reducción de la permeabilidad si se precipitan en la formación debido a su tendencia a adherirse a la superficie de los granos.

Es importante establecer qué tipo de parafina se encuentra en el yacimiento para poder identificar el mecanismo de daño a la formación por parafinas y tenerlo en cuenta cuando se vaya a diseñar algún tipo de tratamiento.



*Figura 2.* Representación de ceras microcristalinas y macrocristalina. Fuente: PETROBRAS. Espaco conhecer [en línea]. < [http://www.hotsitespetrobras.com.br/espacoconhecer//esp/images/img\\_Prod\\_12.jpg](http://www.hotsitespetrobras.com.br/espacoconhecer//esp/images/img_Prod_12.jpg)> [citado en 24 de enero del 2020]

**1.1.3 Caracterización de parafinas.** Para los hidrocarburos parafínicos, el análisis fisicoquímico del fluido es de gran importancia, debido al riesgo que corre la producción, por lo que es necesario conocer algunas propiedades tales como: el carácter coloidal, la nucleación, floculación, punto de nube, punto de fluidez, peso molecular, viscosidad, solubilidad, dureza, resistencia, tendencia al pegado y fluorescencia.

De la misma manera, las técnicas de caracterización del fluido son de gran importancia, puesto que permite conocer las propiedades de éste, lo cual facilita la elección de un procedimiento para controlar la precipitación desde el mismo. La secuencia típica de pruebas de caracterización incluye: punto de nube (ASTM D 2500-09), punto de fluidez (ASTM D97-09), contenido de parafina (método UOP 46-85), distribución del número de carbono de la parafina (cromatografía de gases).

**1.1.4 Problemas durante la producción por parafinas.** La acumulación de depósitos de parafinas en los yacimientos, en los pozos y líneas de producción ocasionan no solo serios trastornos en las operaciones sino un incremento gradual en los costos de operación. Los depósitos de parafina usualmente incrementan la viscosidad del crudo y reducen el área transversal efectiva de las tuberías. Este problema potencial requiere procedimientos preventivos y correctivos que pueden ser tratamientos químicos, térmicos, mecánicos y electromagnéticos entre otros que pueden conducir a frecuentes paradas y problemas que afectan severamente la eficiencia operacional.

**1.1.5 Problemas en la formación.** La acumulación de ceras parafínicas en la cara de la formación produce un deterioro gradual en la permeabilidad y afecta directamente la producción de crudo. Según Sutton y Roberts (1974), los yacimientos con temperaturas cercanas a su punto de nube sufren daño de permeabilidad cuando el petróleo es enfriado por debajo de éste; el enfriamiento del yacimiento puede ser ocasionado por operaciones corrientes en los pozos, como la adición de grandes volúmenes de fluido frío durante procedimientos de acidificación y fracturamiento con bajas temperaturas de fondo donde se puede generar un problema irreversible de depositación y posterior daño a la formación.

La disminución de la producción depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación a los fluidos, o un incremento en la viscosidad del fluido. Al llevar los fluidos del yacimiento a fondo de pozos ocurre una caída de presión, la cual controla en gran medida el caudal de entrada de fluidos. Esto se ve reflejado en la reducción de radio de drenaje del pozo, pasando a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo (generalmente alterada) y de aquí al intervalo perforado a través de los túneles de las perforaciones.

La limpieza en los túneles de las perforaciones es determinante para que el pozo pueda aportar una buena cantidad de fluido. La eliminación de las restricciones en los túneles de los disparos y su conexión con la formación a través de la zona compactada, constituyen un objetivo inmediato de la primera estimulación a un pozo, el tratamiento de limpieza.

Otra causa de la precipitación de parafinas y daño en la permeabilidad, son los tratamientos con aceite caliente que se realizan para remover depósitos de parafinas en las tuberías, pues el aceite transmite su temperatura al revestimiento, a la formación y al tubing, produciendo la disolución de la parafina en el petróleo y su separación de la superficie del tubing. Este petróleo llega al fondo del pozo a condiciones de temperatura del yacimiento; esta temperatura puede estar por debajo del punto de nube del petróleo caliente y producir la precipitación de parafinas, afectando la permeabilidad de la formación. La precipitación de las parafinas ocasionada por aceite o agua caliente causa un mayor daño debido a que evapora los hidrocarburos livianos y empuja los pesados hacia al fondo. Lo cual hace más difícil la remoción de estos al momento de implementar el tratamiento.

**1.1.6 Problemas durante la producción.** Existen dos clases de problemas asociados con la depositación de parafinas en la producción de petróleo como son: en primer lugar, los cambios de temperatura en la tubería de producción, donde la depositación de parafinas obstruye las perforaciones, causa daño en el equipo de subsuelo como bombas y varillas y reduce el diámetro de la tubería de producción. Así mismo, cambios de temperatura y presión en las facilidades de superficie, ocasionan problemas en: sistema de recolección y líneas de transporte, líneas de flujo, oleoductos, y en la interfase del gum barrel o separador, y en las paredes de los tanques de almacenamiento. La severidad del problema varía con el sistema y puede ser cualquier cosa desde

una pequeña molestia a un mayor taponamiento del sistema que ocasione el cierre de las operaciones. (PLATA, 2009)

## **1.2 Remediación de las parafinas**

La remediación de parafinas se ha dividido en dos grandes grupos, métodos convencionales y métodos no convencionales. La mayoría de estos métodos son remediales y están enfocados en la remoción de depósitos y en la inhibición de estos. Desde 1900 se han propuesto y aplicado diferentes métodos para dar solución a la precipitación de parafinas en los pozos de petróleo.

Estos métodos convencionales son: mecánico, operacional, químico, térmico, recubrimiento y combinado. La investigación se enfoca en el método convencional de tratamiento químico, usualmente deseado como una alternativa para aceite caliente (método termodinámico). Después de aplicar en repetidas ocasiones procesos de aceite caliente, es sabio probar un método químico para la radicación del problema.

Para remover el sedimento de parafina que se encuentra adherido a la pared del tubing, existen dos métodos de inyección. Un método consiste en una bomba especial que es instalada en la cabeza del pozo (wellhead) y a través de una fuerza impulsiva producida por el movimiento de arriba a abajo de la unidad de bombeo, que sirve para impactar el pistón de la bomba de inyección, entonces el químico caerá dentro del pozo, éste es llamado método continuo. El método por baches es llevado a cabo usando un camión de bombeo pequeño con un inyector rápido que agrega el removedor de parafina desde el anular hacía el interior del tubing en un tiempo predeterminado. (BIAO, 1995)

El control correctivo químico de los problemas de precipitación de parafinas en pozos de petróleo se basa en el uso de cuatro clases de productos químicos: solventes, dispersantes, surfactantes y modificadores de cristal.

**1.2.1 Solventes.** Los solventes generalmente son usados para disolver los depósitos de parafinas existentes y usualmente contienen un volumen alto de aromáticos. Los solventes pueden ser usados para inhibir los depósitos de parafinas, pero esto conllevaría a tener que ser inyectado continuamente y usar grandes cantidades de solvente, lo cual sería antieconómico para el usuario. Estos químicos disuelven un peso específico de parafina basado en el peso molecular de la parafina, temperatura y la presión antes de que el poder del solvente se agote.

Los hidrocarburos clorados, tal como tetracloruro de carbono son excelentes solventes de parafina. Sin embargo, no son generalmente usados porque pueden tener efectos adversos en los catalizadores de la refinería. El disulfuro de carbono ha sido llamado el solvente universal de las parafinas, desafortunadamente, es costoso, extremadamente inflamable, tóxico, y también dañan los catalizadores de la refinería. No debiesen ser usados en operaciones de campo. (NEWBERRY, 1985)

Existen dos clases generales de los solventes usados en el campo petrolero para disolver la parafina que son alifáticos y aromáticos (NEWBERRY, 1985). Los solventes alifáticos normalmente usados en el campo petrolero son diesel, keroseno y condensado. Los solventes aromáticos usados son tolueno y xileno.

Los químicos aromáticos tales como el tolueno y el xileno son excelentes solventes de depósitos de parafinas. El potencial de solvencia de estos químicos puede ser aumentado tanto

como 10 veces por la adición de más o menos el 5% por volumen de una amina primaria o secundaria específica, tal como el Targon II de Halliburton, al solvente.

**1.2.2 Dispersantes.** Los dispersantes no disuelven los depósitos de parafina, sino que trabajan neutralizando las fuerzas atractivas que ligan a las partículas de parafinas a estar juntas, es decir los depósitos son partidos a tamaños de partículas mucho más pequeños donde ellos pueden ser reabsorbidos por la corriente de petróleo, como un resultado de la afinidad natural de la partícula de su origen hidrocarburo.

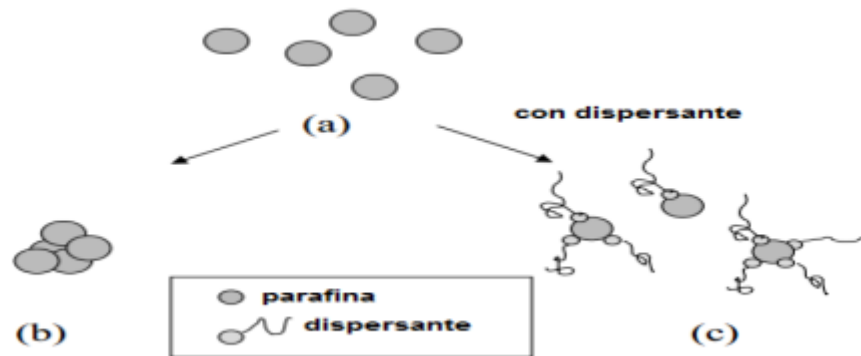
Los dispersantes están químicamente estructurados así que un fin de la molécula es ser atraída a la parafina, mientras que el otro fin es ser soluble en aceite o en agua dependiendo en la fase en la que la parafina se encuentre para ser dispersada. Los dispersantes son formulados de tales materiales como: los sulfonatos, derivados de alquil fenol, Ketonas, terpenos, poliamidas y naftaleno.

Una pequeña concentración de asfaltenos en el petróleo crudo también puede actuar como un dispersante para los depósitos de parafina.

Los dispersantes pueden difundir varias veces su propio peso de la parafina, pero no tienen la aplicación general de los solventes. Generalmente, dada las técnicas de pruebas apropiadas un dispersante elegido demostrará ser más costoso y efectivo que los solventes.

El dispersante, es usado en concentraciones de 2% a 10% dependiendo de la cantidad de parafinas a ser removida. El dispersante es más efectivo si es calentado antes de ser inyectado para tratar el pozo. El sistema es 90% a 98% agua (se recomienda el agua fresca por encima de la salmuera en los tratamientos de campo), y no constituye un peligro de incendio. Las pruebas de

laboratorio han indicado que una base galón a galón, el dispersante es capaz de remover 50 veces más parafina que el mejor solvente. (BARKER, 2003)



*Figura 3.* Esquema mecanismo de dispersión. Fuente: Yu shen. Synthesis and characterization of oil-soluble Dispersants. Waterloo. Ontario, Canadá, 2006.

**1.2.3 Surfactantes o Detergentes.** Los surfactantes o detergentes son una clase de agente tensoactivos que trabajan en la formación, tubería de producción y líneas de flujo sobre los cristales de parafina evitando su agrupación y su depositación en el sistema.

Los surfactantes o detergentes se usan para reducir la depositación de parafina y han sido limitados para unas pocas áreas. El principal uso de un surfactante es ser empleado para cambiarle la mojabilidad a la superficie de la tubería de mojada por aceite a mojada por agua. La película de agua, la cual tiene que ser continuamente mantenida por la adición de surfactantes, los surfactantes actúan como una barrera para prevenir que la parafina haga contacto con la tubería. Los pozos que producen agua son los mejores candidatos para este tipo de tratamiento. Sin embargo, si la relación agua-petróleo es alta, la tubería de acero puede ser mojada por agua sin la necesidad de usar algún surfactante.

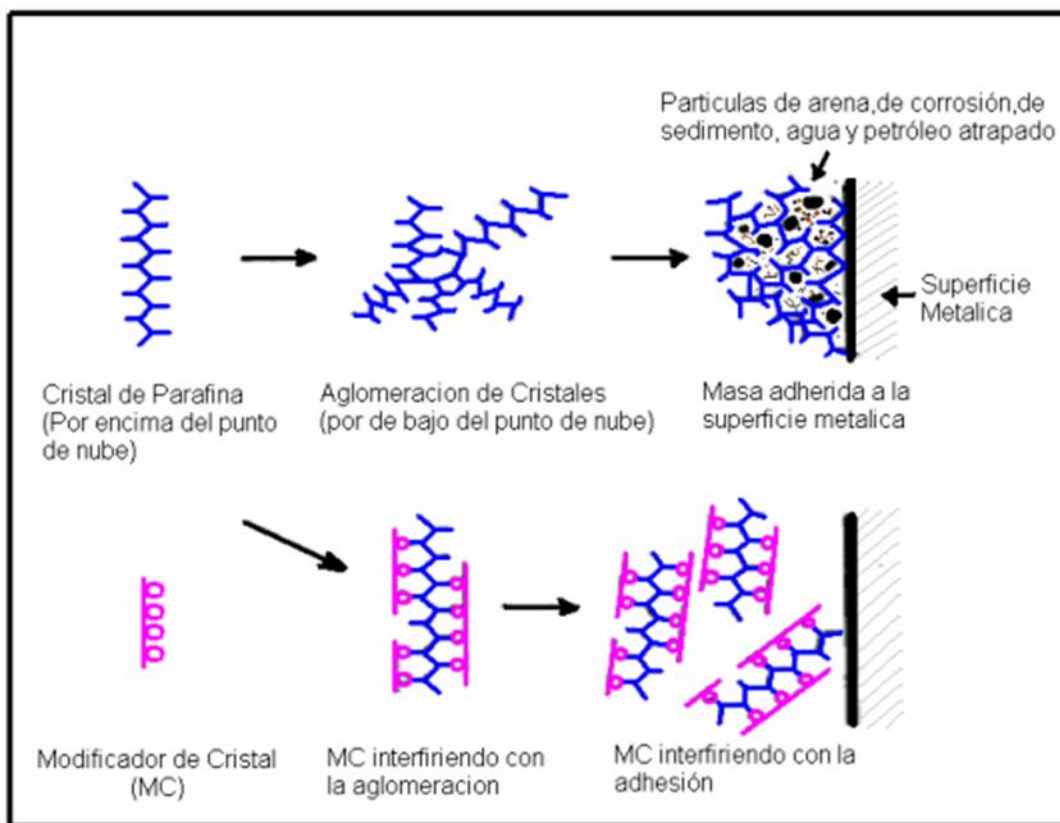
Algunos surfactantes pueden actuar como agentes solubilizantes para el agente nucleante y así prevenir la aglomeración de parafinas. En este caso, el surfactante tiene que ser agregado continuamente a la corriente de producción. Los surfactantes son utilizados más que todo para inhibir la depositación de parafinas en lugar de removerla. Las pruebas de laboratorio pueden ser conducidas para seleccionar al mejor surfactante para los pozos en producción de un yacimiento específico para inhibir la depositación de parafinas y también para prevenir emulsiones.

**1.2.4 Modificadores de cristal.** Los modificadores de cristal no disolverán, ni dispersarán o removerán la parafina que ya ha sido depositada, lo que harán es inhibir la depositación de parafinas (alterando el cristal de parafina). (BECKER, 2000)

Los modificadores de cristal son estructuras químicas especiales producidas sintéticamente para interactuar con la formación de aglomerados de parafina. Los modificadores normalmente consisten en estructuras que tienen cadenas colgantes incorporadas que interactúan con la formación de los cristales de parafina. Estos productos actúan a nivel molecular para alterar la tendencia de las moléculas de parafina a acumularse una con otra, por consiguiente, reduciendo la capacidad de la parafina de formar una red cristalina dentro del petróleo. Esta habilidad para actuar a nivel molecular los hace verdaderamente efectivos en concentraciones de partes por millón. Mientras que el aceite caliente, agua caliente y los solventes son requeridos a concentraciones que son múltiplos de la concentración de parafina. Cualquier cosa que interrumpa la formación, o las propiedades de la matriz del cristal de parafina, tal como los modificadores de cristal afectarán el punto de fluidez y por ende el punto de nube, por eso a veces los modificadores son llamados depresores de punto de fluidez.

Los modificadores de cristal tienen la estructura molecular similar a la parafina que esta precipitando, por consiguiente, co-precipita o co-cristaliza con la parafina por tomar el lugar de una molécula de parafina en la malla cristalina. Sin embargo, también coloca un impedimento sobre el cristal de parafina que interferirá con el correcto alineamiento de las nuevas moléculas entrantes de parafina y terminará con el crecimiento de la red cristalina.

Los modificadores de cristal tienen que ser inyectados continuamente y tienen que estar en el petróleo antes de que la depositación empiece. Los inhibidores rara vez eliminan el requerimiento de aceite caliente o de raspadores. (BILDERBACK, 1969). En la siguiente figura se muestra una idea de la modificación del cristal.



*Figura 4.* Esquema mecanismo modificadores de cristal.. Fuente: ALLEN, T.O, and ROBERTS, A.P. Production operation: well completions workover, and stimulation. Fourth edition. 1997. P. 1-10.

### **1.3 Mecanismos de precipitación de parafinas**

En los depósitos de hidrocarburos que se encuentran por encima del punto de cristalización, el punto crítico donde empieza la precipitación y depositación de parafinas, ocurre en la tubería de producción o tubing. Debido al cambio abrupto de presión y temperatura, este fenómeno también es presentado en las líneas de producción y en las facilidades de superficie. Hasta el momento no existen muchos estudios relacionados a la depositación de ceras a nivel de yacimiento, o en el (wellbore) cara del pozo.

La cristalización de las parafinas en el yacimiento se debe principalmente a la caída de temperatura, en la migración que tiene el crudo desde el yacimiento hasta la cara del pozo, o por la pérdida de livianos, (expansión adiabática); además de la inyección de fluidos foráneos al yacimiento, como fluidos de fracturación o de acidificación, agua y tratamientos de formación. Logrando que alcance la temperatura de cristalización o WAT sino se recupera la temperatura de una forma más o menos inmediata.

La depositación de parafinas ocurre debido a diferentes mecanismos o fuerzas, en la medida que el crudo se va enfriando un gradiente de concentración se presenta en el transporte y depositación de las ceras. Haciendo que por difusión molecular se adhieran a la superficie por donde se desplazan y luego por difusión browniana y dispersión de corte se transporten lateralmente. (MONGER T.G, 1999)

**1.3.1 Difusión molecular.** Cuando el crudo se encuentra por encima del punto de cristalización la difusión molecular es el mecanismo dominante. Consiste en una transferencia de calor con las paredes de la tubería, que se presenta a medida que los fluidos ascienden por el tubing

(Región flujo laminar) formando un perfil de temperatura. Cuando la temperatura alcanza el equilibrio entre la fase sólida y líquida, comienzan a precipitarse los cristales de parafina formando partículas sólidas que dan lugar a la difusión.

**1.3.2 Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla.** En pequeñas partículas suspendidas en un fluido, el movimiento en flujo laminar se caracteriza por seguir la tendencia del flujo que lo rodea a moverse a una velocidad media. Debido a la viscosidad del fluido se ejerce una fuerza de arrastre sobre la capa próxima. La dispersión por esfuerzos de corte se presenta cuando grandes concentraciones de partículas empiezan a sufrir choques entre sí, generando un transporte general neto y por consiguiente una dispersión de las partículas.

Este mecanismo se presenta cuando la temperatura se encuentra por debajo del punto de cristalización. Los cristales dispersos en el crudo son llevados por esfuerzos de corte a las paredes de la tubería en donde se agrupan con las capas de cristales ya formadas por difusión molecular.

En el yacimiento se produce por la caída de presión que lleva a la pérdida de solubilidad de los componentes livianos del crudo. Dependiendo del tamaño de los cristales o ceras formados, se depositará sobre la superficie del poro, o continuarán suspendidas en el crudo, llevando a un aumento de la viscosidad.

**1.3.3 Movimiento Browniano.** Una vez precipitados los cristales de parafinas, se genera un transporte lateral de estas partículas. Dependiendo de la velocidad de enfriamiento y la velocidad de flujo, se forman pequeños cristales de determinadas formas, que se desplazan al azar y forman depósitos que presentan un grado de consistencia específico.

#### **1.4 Problemas de parafinas en el campo colorado**

El crudo de campo Colorado es altamente parafínico razón por la cual históricamente se han presentado problemas de precipitación de parafinas y depositación de ceras en las tuberías de producción y equipos de subsuelo, llevando consigo problemas operacionales como el aumento de la viscosidad, taponamiento de tuberías, disminución de diámetro efectivo. Sumado todo esto presenta como resultado una caída en la producción y en el peor de los casos el cierre del pozo. Problemas que representan una pérdida económica de gran magnitud para el campo Colorado.

El trabajo de investigación realizado por el doctor Emiliano Ariza León, en el cual determinó el umbral de la precipitación de las parafinas en campo colorado, para el crudo proveniente de las arenas B, del pozo colorado 25, de la formación mugrosa, encontró que el problema de la precipitación de parafinas se presenta en la tubería, a una profundidad de 1550 ft y a una temperatura de 90°F. La declinación en la producción de los pozos de campo Colorado (promedio 15% anual), se debe principalmente a este fenómeno de precipitación.

Este problema se ha tratado de solucionar mediante el método remedial inyección de aceite caliente, en las líneas de superficie y en baches de químicos por el anular del pozo recirculados a través del equipo de subsuelo. Sin embargo, de acuerdo a unos estudios realizados por el instituto colombiano del petróleo para campos cercanos al área de colorado y con características semejantes respecto al problema de parafinas, la inyección de aceite caliente durante el pasado sin tener en cuenta características propias del crudo, puede ser la responsable de la actual baja de la producción de los pozos por generar precipitación y/o depositación de parafinas directamente en la cara del pozo, causando posible daño a la formación.

Mientras no se tenga claridad sobre las condiciones y características de la precipitación y depositación de parafinas, cualquier método preventivo o correctivo que se implemente será una solución temporal y con desconocidas consecuencias que pueden afectar la vida productiva futura del yacimiento.

## **2 Aplicabilidad de fluidos nanoestructurados en la ingeniería de petróleos**

La tecnología de nanopartículas es un campo de rápido crecimiento que puede proporcionar una alternativa para las técnicas actualmente disponibles para la mejora y recuperación de petróleo no convencional, incluyendo las reservas de aceites cerosos. Las propiedades únicas de las nanopartículas, como su alta relación superficie / volumen, dispersabilidad, alta afinidad de adsorción, composición mineral y actividad catalítica, hacen que las nanopartículas sean excelentes adsorbentes / catalizadores para la captura de asfaltenos.

Las nanopartículas, con pequeños tamaños (menores a 100 nm) y su alta capacidad adsorptiva, presentan una buena opción para inhibir la migración de finos dentro del yacimiento y la estabilización de las fuerzas de interacción para remediar el daño causado por esta migración (Olafuyi and Onyekonwu, 2012). Adicionalmente, debido a su tamaño, los nanofluidos son aptos para la inyección, debido a que no existe riesgo de obstrucción en las gargantas de poro del yacimiento. Huang et al. (2010), han estudiado la aplicación de nanopartículas en tratamientos de fracturamiento. Argumentan que las nanopartículas poseen la habilidad de prevenir la migración de finos debido a que tienen fuerzas de superficie significativamente altas, incluyendo fuerzas de

van der Waals y fuerzas electrostáticas que hacen que se adhieran a la superficie del propante durante el bombeo.

La facilidad de síntesis, alteración de su superficie y tamaño permiten ser implementados en el yacimiento para procesos EOR/IOR y/o en procesos de estimulación para la remediación/inhibición de los daños de producción sin ningún tipo de problema por bloqueo o taponamiento. Este comportamiento se debe al aumento de la magnitud de las fuerzas de atracción comparada con la magnitud de las fuerzas de repulsión por el uso de nanopartículas.

Otra ventaja significativa de los nanomateriales reside en la capacidad de modificar sus propiedades fundamentales, tales como ópticas (coloración, absorción ultravioleta, luminiscencia y emisión), mecánicas (ultra-endurecimiento y anti-oxidación), térmicas (intercambio de calor, punto de fusión y resistencia térmica), eléctricas (conductividad y aislamiento), magnéticas y químicas de los materiales cambian al cambiar el tamaño. Los nanomateriales pueden mostrar propiedades muy diferentes en comparación con las que representan a macro-escala, por lo cual tienen gran versatilidad para su aplicación en diversas áreas, como alimentos, energía, telecomunicaciones, salud, construcción, entre otras (Huang et al. 2010)

En la industria petrolera, la deposición de cera es uno de los problemas más frecuentes que causa problemas graves durante la producción, el almacenamiento y el transporte de petróleo crudo. Recientemente, se descubrió que la adición de nanohíbridos al petróleo crudo es un método efectivo para resolver este problema. Sin embargo, el mecanismo de cómo las nanopartículas afectan la cristalización de la cera y el comportamiento reológico del petróleo crudo no se ha entendido claramente.

La tecnología de transporte de calefacción es un tipo de tecnología física simple y efectiva, pero consumen una gran cantidad de energía y tiempo, lo que resulta en un fuerte aumento del

costo. Por el contrario, los enfoques químicos, particularmente la adición de depresores del punto de fluidez (PPD), generalmente son rentables y ahorran tiempo, ya que los aditivos químicos pueden cambiar la estructura y la morfología de los cristales de cera y hacer que la cera sea difícil de formar una red tridimensional rígida a temperatura ambiente o incluso más baja

## 2.1 Nanofluidos

Los nanofluidos son dispersiones de partículas miscibles en líquidos y en muy bajas concentraciones, estas partículas pueden ser de metales, óxidos, carburos, nanotubos, y fibras dispersas en un líquido, el resultado de esta mezcla es un fluido con una alteración en sus propiedades físicas de la base líquida, tales como viscosidad, densidad y transferencia de calor, entre otros. Estos nanofluidos son utilizados en áreas de completamiento, producción y estimulación de pozos. Estos fluidos inteligentes pueden ser diseñados para ser compatibles con los fluidos del yacimiento y sin dañar el medio ambiente.

Cuando las nanopartículas son seleccionadas adecuadamente y dispersadas en un fluido base, las principales ventajas obtenidas y que se pueden apreciar son:

- Mejor eficiencia para la transferencia de calor.
- Transporte mejorado a través de microcanales.
- Erosión reducida y menores requerimientos de bombeo.
- Reacciones controladas ante la presencia de otros químicos en el sistema.
- Reducción de la tasa de sedimentación de las partículas suspendidas (Osorio, 2013)

Los nanofluidos están diseñados mediante la adición de partículas nanofabricado a un fluido con el fin de aumentar o mejorar algunas de sus propiedades. Esencialmente, las partículas a nanoescala se suspenden en la fase líquida en fracciones volumétricas bajas. La fase líquida puede ser cualquier líquido tal como aceite, agua, o mezclas de fluidos convencionales.

De esta manera, las nanopartículas utilizadas en el diseño de tales fluidos son preferiblemente inorgánicas con propiedades de no disolución o la agregación en el medio líquido. Los nanofluidos con un aditivo en escala nanométrica son definidos como nanofluidos simples y los nanofluidos con más de un aditivo se definen como nanofluidos avanzados. Desde el punto de vista como su función de un nanoaditivo puede desarrollar una función o varias funciones a la vez. Un nano aditivo multifuncional puede llevar a cabo diferentes funciones en el fluido, generando una reducción drástica del contenido de sólido y químico de un lodo y de los costos del fluido. El significativo aumento de sus funciones y la reducción de los costos, en vez de utilizar aditivos individuales costosos, es una ventaja para el uso de los nanofluidos. Por lo tanto, la difusión de los materiales dentro del medio poroso es mejorado, las interfaces de los fluidos de los canales en escala micro son alterados, las fuerzas de cohesión entre el aceite y la roca se reduce, la mojabilidad de la roca cambia, se reduce el daño al evitar el movimiento indeseado de algunas partículas y fluidos dentro del yacimiento.

Los nanofluidos han sido utilizados en áreas como la reología, pérdida de fluidos y recuperación mejorada. Aplicaciones emergentes de la nanotecnología en la ingeniería de petróleos han involucrado nuevos tipos de fluidos inteligentes con varias aplicaciones, particularmente para la recuperación mejorada (EOR).

Experimentos recientes han mostrado algunos nanofluidos prometedores con propiedades sorprendentes como fluidos con mejoras en la reducción del arrastre, puenteadores para consolidar

arenas, geles, productos que alteran la mojabilidad y revestidores anticorrosivos (Chaudhury, 2003). Además de estos, existen nuevas nanoformulaciones de surfactantes/polímeros, geles coloidales dispersantes y espumas líquidas.

Tabla 1.

*Necesidades Reciente de la Ingeniería Petrolera y sus Posibles Soluciones Aplicando la Nanotecnología.*

|                    |  |                                    |
|--------------------|--|------------------------------------|
| <b>Perforación</b> | Incremento de la efectividad y longevidad de los componentes de perforación, realizando brocas y tuberías de perforación | <b>Nanomateriales</b>              |
|                    | Fluidos de perforación mejorados y conductividad térmica<br>Remoción de metales tóxicos (mercurio, cadmio).              | <b>Nanofluidos y Nanomembranas</b> |
| <b>Producción</b>  | Mejoramiento en la medición dentro del agujero (Presión Temperatura, Composición, Conductividad)                         | <b>Nanosensores</b>                |
|                    | Filtración de impurezas de aceites pesados.  |                                    |
|                    | Separación facilitada de la emulsión agua/aceite en el separador.  | <b>Nanomembranas</b>               |
|                    | Recuperación mejorada de aceite, mejorando la viscosidad del fluido y modificaciones moleculares                         |                                    |
|                    | Aumento del gasto de producción y disposición del agua.  |                                    |
|                    | Creación y rompimiento reversible y controlado de una emulsión espumante.  | <b>Nanofluidos</b>                 |
|                    | Prevención de incrustaciones y corrosión   |                                    |

Fuente: X. Kong, M. M & Ohadi, T. Petroleum, Applications of Micro and Nano Technologies in the Oil and Gas Industry- An Overview of the Recent Progress. SPE, International Oilfield Nanotechnology Conference, Noordwijk, 2010. P. 1-11.

Una mejor representación de las aplicaciones de la nanotecnología y su enorme potencial en la ingeniería de petróleos se muestra en la tabla 2. Cabe mencionar que algunas aplicaciones solo han estado como experimento en el laboratorio, pero aún no se han utilizado en pruebas pilotos.

Tabla 2.

*Aplicaciones de las nanopartículas en la ingeniería de petróleos.*

| Tecnología                                   | Aplicación en la ingeniería de petróleos                    |
|--|---|
| <b>Nanofluidos</b>                           | Fluidos de perforación que mejoran la conductividad térmica |
|  | Remoción de metales tóxicos                                 |
|  | Métodos de EOR para recuperar crudos pesados                |
|  | Modificadores de permeabilidad y mojabilidad                |
|  | Reducción de fricción en la tubería de perforación          |
|  | Generación y ruptura controlada de espumas y emulsiones     |
|  | Incremento de viscosidad de fluidos desplazantes            |
|  | Mejorar la reología en los fluidos de perforación           |
|  | Reducción o detección del filtrado hacia las formaciones    |
|  | Mejoran la perforación en condiciones hostiles              |
|  | Ofrecen mejor estabilidad en la cara del pozo               |
| Reducción de la viscosidad de crudos pesados |   |

Fuente: Adaptado de Peng, Baoliang; Tang, Juntao; Luo, Jianhui; Wang, Pingmei; Chiu Tam, Kam. (05 October 2017). Applications of nanotechnology in oil and gas industry: Progress and perspective. Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/cjce.23042>.

## 2.2 Nanopartículas usadas en la industria del petróleo

En el presente trabajo, se ha realizado una investigación hasta con cuatro procesos de estimulación de pozos, entre los procesos de estimulación se encuentran estimulaciones matriciales no reactivas, en la que están la estabilización de finos en formación cuya matriz no sea bien cementada y tenga altas probabilidades de desprender finos arcillosos como la limonita, así mismo la inhibición de orgánicos, estabilización de emulsiones y mejoramiento de la mojabilidad.

Tabla 1.

*Nanopartículas usadas en estimulación de pozos*

| <b>Inhibición de depósito orgánicos</b> |  |   |  |
|---|--|---|--|
| <b>Nanopartícula</b>                    | <b>Descripción</b>   | <b>Observaciones</b>  | <b>Referencia</b>  |
| NiO                                     | Estas nanopartículas pueden inhibir significativamente la agregación de asfaltenos debido a la adsorción de partícula de asfaltenos en las superficies de estas.   | Nanopartículas dispersas en n-heptano+ 2000ppm NiO                              | (Li, Guo, Sun, Lan, & Guo, Sun, Lan, & Guo, 2018)  |
| SiO <sub>2</sub>                        | A medida que se aumenta la concentración de las nanopartículas estas retrasan más la precipitación de los asfaltenos. Las nanopartículas de SiO <sub>2</sub> mostraron una gran capacidad de adsorción de asfaltenos e incrementaron la permeabilidad efectiva al aceite, ocasionando un aumento en el factor de recobro de 11% a las condiciones de yacimiento. | Nanopartículas dispersas en salmuera entre 0,5% y 3% de NaCl                    | Comprehensive investigation of effects of NanoFluid Mixtures to Enhance Oil Recovery (Mohamed Tarek, Ehmed H. Elbanbi) |
| Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>          | A medida que se aumenta la concentración de esas nanopartículas, el control de la precipitación de asfaltenos se hace cada vez mejor debido a su efecto en la tensión interfacial de los nanofluidos   | Nanopartículas dispersas en diesel. Mayor eficiencia al inyectarse en areniscas | (Negin, Ali, & xie, 2016)  |
| Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>          | Las nanopartículas de alúmina poseen una mayor capacidad de retención de asfaltenos debido enorme a su mayor área superficial  | Nanopartículas dispersas en diesel. Mayor eficiencia al inyectarse en areniscas | (Negin, Ali, & xie, 2016)  |

Adaptado de Peng, Baoliang; Tang, Juntao; Luo, Jianhui; Wang, Pingmei; Chiu Tam, Kam. (05

October 2017). Applications of nanotechnology in oil and gas industry: Progress and perspective.

Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/cjce.23042>.

### 2.3 Nanofluidos aplicados a la inhibición de parafinas

El tema para la inhibición de las parafinas con el uso de nanopartículas o nanofluidos son casos de estudio relativamente nuevos, pero de gran interés para la industria del petróleo, no se encuentra una variedad de estudios amplia, pero si hay unos muy interesantes. Esta falta de información hace atractiva la investigación sobre productos de fluidos nanoestructurados en la inhibición de las parafinas, ya que se está innovando y aportando científicamente a la escuela de ingeniería de

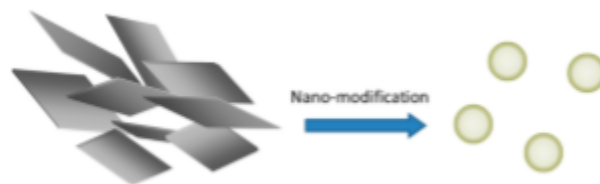
petróleos de la UIS. A continuación, se presenta en qué casos se han hecho los aportes de ensayos sobre la inhibición de las parafinas usando fluidos nanoestructurados.

En el 2014 un grupo de científicos de la universidad del petróleo en china desarrolla un depresor de punto de fluidez (Fei Yang K. P., 2015) o PPD en base a un POA (acrilato de octadecilo) y partículas híbridas de POA / nanosílice. Mediante diferentes pruebas de laboratorio incluidas DSC (calorimetría diferencial de barrido), pruebas de punto de gelificación, y pruebas reológicas. Comprueban en base a un polímero ya usado en la inhibición de las parafinas, la eficiencia de las nanopartículas de sílice como aditivo en el polímero para la inhibición de ceras y los mecanismos con los cuales éstas actúan y atacan los cristales de parafina precipitados. El crudo usado es un aceite modelo en base a dodecano y 10% en peso de ceras macrocristalinas, permitiendo observar el comportamiento de las parafinas y el depresor de punto de fluidez, en ausencia de los demás componentes del crudo, como lo son las resinas y los asfaltenos.

La nanoesfera utilizada fue sílice ahumada hidrófila con una superficie específica de 200 m<sup>2</sup> / g, en una concentración de 100 ppm donde se obtuvo el mejor rendimiento. La relación masa POA / nanosílice se mantuvo 1:1, para la solución la partícula híbrida en dodecano fue al 0.1% en peso. las partículas híbridas dispersadas en dodecano retienen una morfología de tipo esférico y tienen un tamaño de partícula de ~10 µm, El punto de gelificación del crudo modelo es 21.7 ° C, luego de adicionar las partículas híbridas a 50 ppm, 18.7 ° C a 100 ppm, 19.5 ° C a 200 ppm y 21.0 ° C a 500 ppm. Se observa que a concentraciones mayores a 100 ppm lo que hace es agregar sólidos suspendidos a la solución y fortalecer las estructuras cristalinas, permitiendo el ascenso de nuevo del punto de gelificación.

En cuanto a los ensayos reológicos se demuestra que el límite elástico es 100 Pa a una temperatura de 18 ° C. Cuando se agregan 100 ppm de POA, el límite elástico se reduce a ~1 Pa.

El aditivo tradicional ayuda a reducir en 2 órdenes de magnitud la resistencia del gel. En comparación, después de la adición de 100 ppm del sistema de partículas híbridas, el límite elástico se reduce a 0.2 Pa. El sistema nanohíbrido proporciona una reducción de casi 3 órdenes de magnitud en la resistencia del gel. En cuanto al WAT demostró que del aceite modelo sin partículas híbridas tiene  $25,6^{\circ}\text{C}$ . Cuando se agregan 100 ppm de POA al sistema de fluido modelo, el inicio de precipitación de cera observado del aceite ceroso disminuye a  $23,6^{\circ}\text{C}$ , corroborando una pequeña mejora de la solubilidad con la presencia de POA. Cuando se agregan 100 ppm de partículas híbridas al sistema de fluido modelo, el inicio de precipitación de cera es de  $24,0^{\circ}\text{C}$ . Por lo tanto, las partículas híbridas no proporcionan la misma eficacia de solubilización que POA puro.



*Figura 5.* Esquema del mecanismo de modulación morfológica. Fuente: Tomado de Fei Yang, Kristofer Paso, Jens Norrman, Chuanxian Li, Hans Oschmann, and Johan Sjöblo Hydrophilic Nanoparticles Facilitate Wax Inhibition (March 2, 2015).

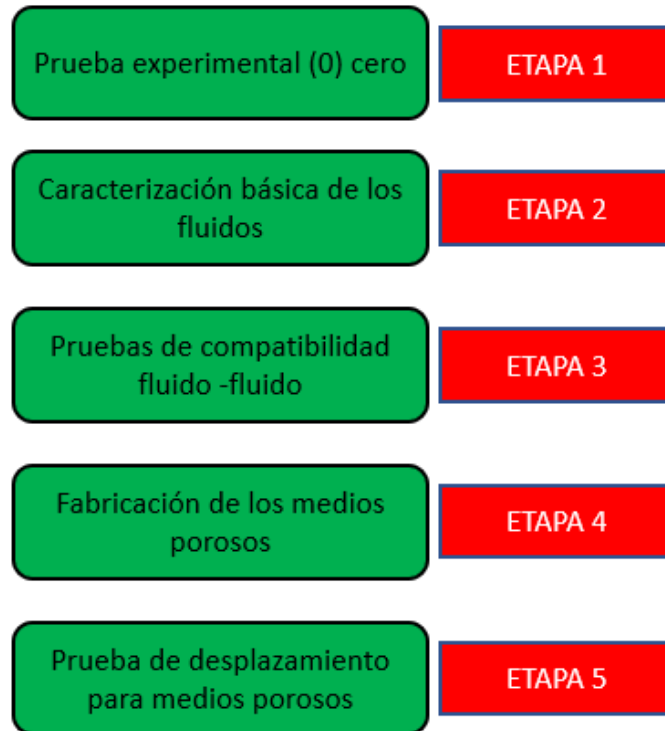
Luego del primer estudio del efecto de las nanopartículas sobre la inhibición de parafinas, otro grupo de investigadores de la universidad de Sichuan en china, estudian el efecto que tiene un nanofluido basado en nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  y fluido transportador xileno. En este interesante estudio a diferencia del anterior se observa el efecto que tienen los asfaltenos y las resinas en la formación de los cristales de parafinas, y como actúa la nanopartícula en la inhibición de la precipitación de las ceras en presencia de estos compuestos nativos del crudo. El estudio se realiza

con una partícula de diámetro de nanopartícula de  $\text{SiO}_2$  de 197,3 nm, Se añadió una porción de 0,2 g del nanofluido de  $\text{SiO}_2$  anterior a 20 g de los aceites modelos que contienen cera, y otros con cera, asfaltenos y parafinas en diferentes concentraciones.

El ensayo deja en claro que las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  juegan diferentes papeles en la cristalización de cera de aceites modelo con y sin asfaltenos y resina, lo que a su vez da lugar al efecto opuesto sobre WAT y la fluidez de los aceites modelo. En ausencia de asfaltenos y resina, la adición de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  actúa como un núcleo de cristal para promover la cristalización de la cera. Sin embargo, en presencia de asfaltenos y resinas, las nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  adsorben el asfaltenos y luego se dispersan y estabilizan asfaltenos para evitar la agregación de asfaltenos, lo que impide el efecto de nucleación de asfaltenos y resinas y finalmente obstaculiza la cristalización de cera (Xin Song, 2016).

### **3. Pruebas de laboratorio para el desarrollo experimental**

El proceso para evaluar, mediante pruebas de laboratorio, la eficiencia de un fluido nanoestructurado que inhiba la precipitación de parafinas en el campo colorado; se da a conocer en la siguiente figura.



*Figura 6.* Secuencia del proceso

### 3.1 Prueba experimental (0) cero

Esta prueba es realizada por los autores inicialmente para determinar un posible efecto del fluido nanoestructurado sobre el crudo parafínico y así determinar la continuación del estudio experimental con seguridad, dado que, si en esta etapa no da resultados favorables, se decide parar la investigación en este punto y probar otros fluidos.

La prueba cero, además, nos arroja el mejor candidato entre tres posibles fluidos nanoestructurados, porcentaje en volumen óptimo a usar y tiempo de acción del nanoestructurado para disolver las parafinas.

Para el desarrollo de la prueba se usa un peso de crudo parafínico y un volumen de los fluidos nanoestructurados como se muestra en la siguiente tabla 4

Tabla 2.

*Datos iniciales de la prueba cero*

| Producto nano estructurado | Volumen de fluido nano estructurado [ml] | Peso de crudo parafínico [gr] |
|----------------------------|--|-------------------------------|
| NGO – LC55                 | 70                                       | 7,7                           |
| PK – 100                   | 70                                       | 8                             |
| PPA – 50                   | 70                                       | 7,6                           |



*Figura 7.* Crudo parafínico en estado sólido inmerso en fluido nanoestructurado.

Nota: Para obtener la muestra de crudo parafínico, se hizo una visita al campo San Luis, ubicado en el municipio del Carmen del Chucurí, del cual proviene el crudo de las mismas formaciones de campo colorado.



*Figura 8.* Crudo parafínico campo San Luis.

### **3.2 Determinación de la gravedad API (norma ASTM D 287)**

Es una escala arbitraria de valores para indicar la densidad del crudo, se da en grados y aumenta en sentido contrario a la densidad o gravedad específica. Varía de un crudo a otro (entre 11 y 45 °API). El conocimiento de esta propiedad tiene un importante valor comercial ya que la cotización de crudos depende en parte de esta propiedad.

Este método está basado en el principio de que la gravedad de un líquido varía directamente con la profundidad de inmersión de un cuerpo flotante en el mismo. El cuerpo flotante está graduado en unidades API y se denomina Hidrómetro API. La gravedad API se lee observando la graduación más cercana a la intersección aparente del plano horizontal de la superficie del líquido con la escala vertical del hidrómetro. Las gravedades se determinan a 60°F o, se convierten a valores a 60°F por aplicación de tablas estándar.



*Figura 9.* Determinación gravedad API.

### **3.3 Determinación de la densidad**

La densidad o densidad absoluta ( $\rho$ ) es la magnitud que expresa la relación entre la masa y el volumen de un mismo cuerpo. Su unidad en el Sistema Internacional es el kilogramo por metro cúbico ( $\text{kg/m}^3$ ), aunque frecuente se expresa en  $\text{g/cm}^3$ .

La densidad de los fluidos depende de las variables de estado presión y temperatura.



Figura 10. Determinación de la densidad.

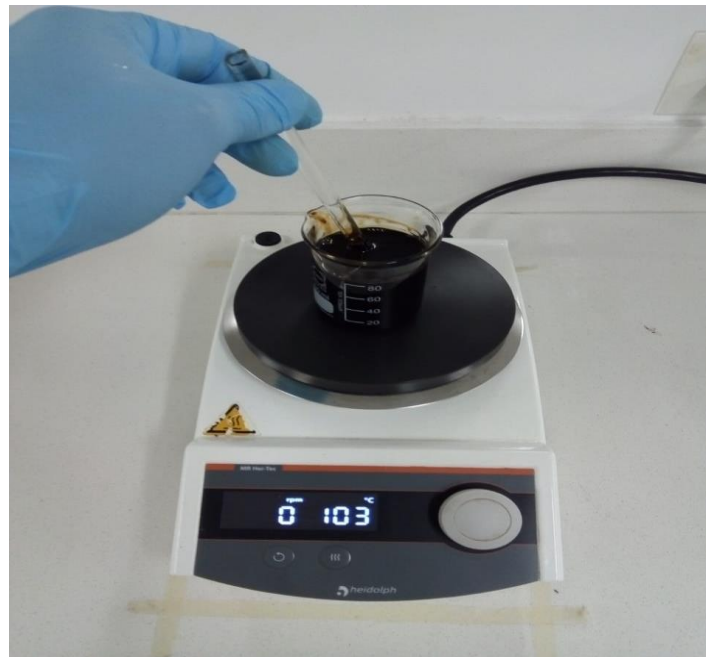


Figura 11. Determinación de la densidad

### 3.2 Prueba de viscosidad (norma ASTM D445)

El método consiste en medir el tiempo de flujo para el paso de 60 ml de muestra fluyendo a través de un cilindro con un orificio calibrado en la parte inferior, bajo condiciones controladas de temperatura. El tiempo se multiplica por el factor de corrección del orificio y se toma como la viscosidad Saybolt de la muestra a esa temperatura. La prueba se hace para temperaturas específicas entre 70 y 210°F.

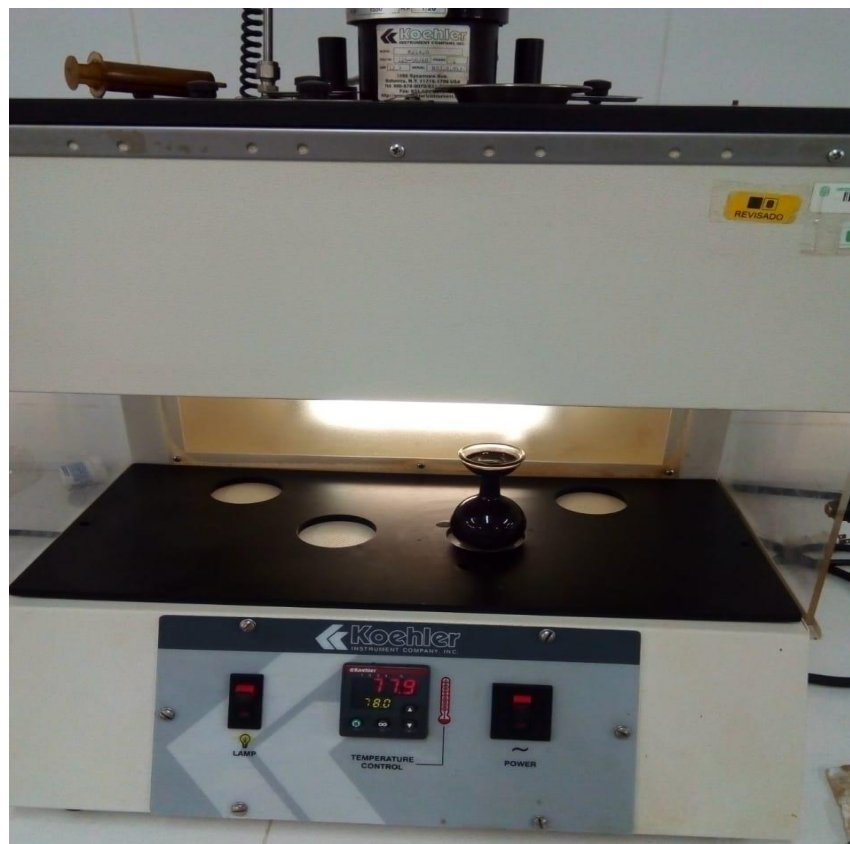


Figura 12. Determinación de la viscosidad.

### 3.3 Punto de fluidez (norma ASTM D 97)

El método consiste en un calentamiento preliminar seguido de un enfriamiento a una tasa específica y examinando las características de flujo a intervalos de 3°C. La temperatura más baja a la cual se observa el movimiento o fluidez del aceite se toma como el punto de fluidez.



*Figura 13.* Determinación del punto de fluidez



*Figura 14.* Determinación del punto de fluidez.

### **3.4 Contenido de agua y sedimentos en el crudo mediante el método de centrifugación (ASTM D 96)**

Un volumen de 50 mL de crudo y 50 mL de solvente (Xileno) es colocado en un tubo de centrífuga, el cuál es calentado a  $60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $140\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) después de centrifugación se lee en el fondo el volumen de la capa agua y sedimento.

Se ha observado que el crudo campo colorado es altamente parafínico por tal motivo se requieren temperaturas mayores a  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ , para fundir los cristales de parafinas con el fin de que estos no sean medidos como sedimentos.

La determinación del contenido de agua y sedimento se requiere para determinar el volumen neto de crudo involucrado en las ventas, tributación, intercambio, interventorías y transferencia de custodia. Una cantidad excesiva de agua y sedimento en los crudos es significativa porque causa corrosión en los equipos y problemas en el procesamiento y transporte, además puede violar las regulaciones federales, estatales o municipales.

### **3.5 Caracterización básica del crudo**

La caracterización es un proceso dinámico que permite obtener la información fisicoquímica detallada del crudo; además de su clasificación y valor para efectos de comercialización se puede obtener una mejor planificación de sus posteriores usos, desde el punto de vista geoquímico sirve para establecer con precisión los mecanismos de formación y depositación del crudo y contribuye significativamente a detectar potenciales yacimientos comerciales.

A pesar de que muchas propiedades y procedimientos han sido normalizadas para efecto de valoración y comercialización, no existe un procedimiento único o universal de identificación o clasificación, es decir el procedimiento de caracterización se establece a partir de las necesidades emanadas de su uso.

Este crudo según el coeficiente de caracterización de Watson es un crudo nafténico-parafínico en la tabla 5 se presenta una información bibliográfica de un análisis sara realizado al crudo del campo colorado.

Tabla 3.

*Características del crudo colorado*

|                                    |                              |
|------------------------------------|------------------------------|
| <b>PRESION DE VAPOR REID (Psi)</b> | 3,25                         |
| <b>PODER CALORIFICO (BTU/Ibm)</b>  | 19127,64                     |
| <b>WATSON SARA (%)</b>             | 11,88 (NAFTÉNICO-PARAFÍNICO) |
| <b>SATURADO</b>                    | 64,09                        |
| <b>AROMATICOS</b>                  | 25,26                        |
| <b>RESINAS</b>                     | 9,93                         |
| <b>ASFALTENOS</b>                  | 0,73                         |
| <b>CONTENIDO DE METALES (ppm)</b>  |                              |
| <b>COBRE</b>                       | 0,059                        |
| <b>HIERRO</b>                      | 0,143                        |
| <b>NIQUEL</b>                      | 4,424                        |
| <b>VENADIO</b>                     | 7,019                        |
| <b>(%) EN PESO</b>                 |                              |
| <b>CONTENIDO DE AZUFRE</b>         | 0,197                        |
| <b>CONTENIDO DE CENIZA</b>         | 0,0086                       |
| <b>PUNTE DE NUBE DINÁMICO (C)</b>  | 30,01                        |

**Aplicación A Los Fluidos del Campo Colorado (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petróleos).**

Se realizó un viaje al Campo colorado en el cual se obtuvo 5 galones de crudo, la adquisición se hizo desde un tanque de almacenamiento que recibe crudo de diferentes cabezales de producción; para el desarrollo del proyecto, a este crudo se le determinó gravedad API,

densidad, BS&W, viscosidad y punto de fluidez en el laboratorio de fluidos en la escuela de ingeniería de petróleos de la Universidad Industrial de Santander (sede central).

Tabla 4.

*Características del crudo.*

|                         |                 |
|-------------------------|-----------------|
| <b>GRAVEDAD API</b>     | 39,7            |
| <b>BSW</b>              | 0%              |
| <b>CONTENIDO DE SAL</b> | NS/NR           |
| <b>VISCOSIDAD</b>       | 4 [cP] @ 174 °F |
| <b>PUNTO DE FLUIDEZ</b> | 59 °F           |
| <b>PUNTO DE NUBE</b>    | NS/NR           |

### 3.6 Caracterización de la salmuera

Para la realización de la salmuera sintética se tuvo en cuenta la caracterización Fisicoquímica del agua de formación del pozo COLORADO 21 encontrada en la tesis de grado “Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafinas en el crudo del campo colorado” Ismael Orlando Ochoa Lara, Sergio López Arteaga; director Emiliano Ariza león; basándose en estos resultados, se preparó una salmuera eléctricamente similar a las siguientes concentraciones:

Tabla 5.

*Contenido de sales en el agua de formación.*

| <b>COMPUESTO</b>                      | <b>CONCENTRACION</b> |
|---------------------------------------|----------------------|
| NaCl                                  | 11[gr/L]             |
| kCl                                   | 0,021 [gr/L]         |
| CaCl <sub>2</sub> . 2H <sub>2</sub> O | 0,974[gr/L]          |
| MgCl <sub>2</sub> . 6H <sub>2</sub> O | 0,47[gr/L]           |

### 3.7 Caracterización del fluido nanoestructurado PK-100

Este fluido nanoestructurado compuesto de ésteres vegetales, 100% biodegradable fue suministrado por PROPEINCOL S.A.S, empresa conformada por un grupo interdisciplinario de profesionales, con el objeto de prestar servicios en el sector civil, minero, agroindustrial y oil & gas, en modelamiento de sistemas y negocios internacionales para manejo de residuos industriales, construcción y operación de sistemas de tratamiento, recuperación de pasivos ambientales y la operación y distribución de equipos y maquinaria con tecnologías de punta, en busca de una eficiencia y eficacia dentro de los parámetros de solución y rentabilidad para la industria nacional e internacional, la cantidad recibida fue de un poco más de 3 galones.

PK – 100 es una innovación práctica en la industria de los hidrocarburos, presentando sus características no tóxicas, sin efectos nocivos y libre de agentes cancerígenos. No contiene bacterias y microorganismos que interfieran o desestabilicen los sistemas de tratamiento.

Tabla 6.

*Características del nano*

| ESTADO FÍSICO | LÍQUIDO         |
|---------------|-----------------|
| COLOR         | AMARILLO CLARO  |
| DENSIDAD      | 0,87 MG/L @ 27C |
| NO INFLAMABLE |                 |

**3.7.1 Índice de refracción.** Esta prueba fue realizada en el laboratorio de Análisis petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) al nanofluido PK-100.

Se realiza para medir el grado de pureza de un fluido o el grado de concentración y densidad de una solución. El índice de refracción es una magnitud característica para cada fluido o solución y está directamente vinculada a otras propiedades. La medición del índice de refracción se realiza

por medio de un refractómetro. Se basan en la refracción de la luz al pasar por un prisma. Se usa frecuentemente para reconocer un producto dado, para medir y regular su grado de concentración y para control de calidad.

Este parámetro se midió utilizando dos (2) gotas del nanofluido y el refractómetro obteniendo un índice de 1,4334 a una temperatura de 20 °C.

### 3.8 Fabricación de medios porosos en el modelo físico para pruebas de desplazamiento

La figura 15, muestra un resumen del procedimiento técnico de ensayo a seguir para fabricar medios porosos. Para realizar este procedimiento, con diferentes equipos, materiales e insumos, tales como una balanza, arena, caolín, resina y endurecedor, espátulas, recipientes para mezclar, jeringas, guantes, caretas, gafas, etc.

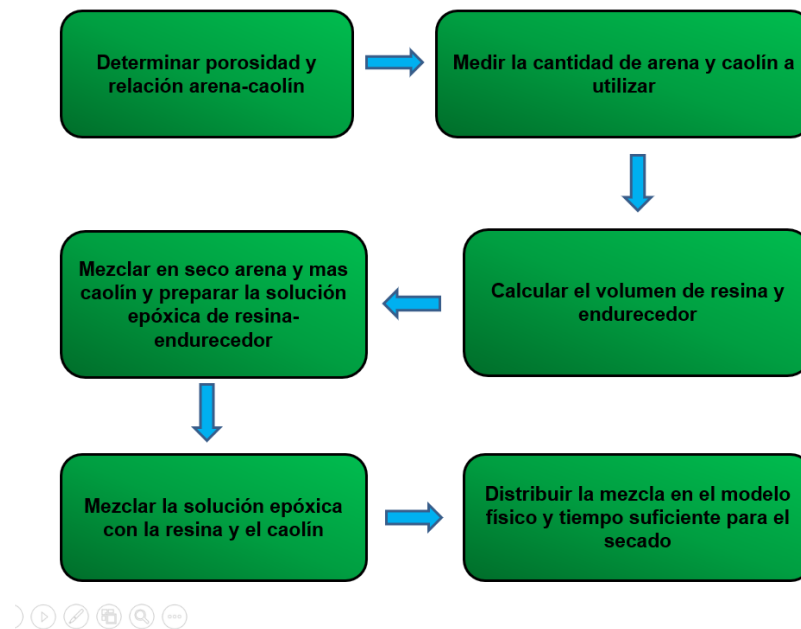
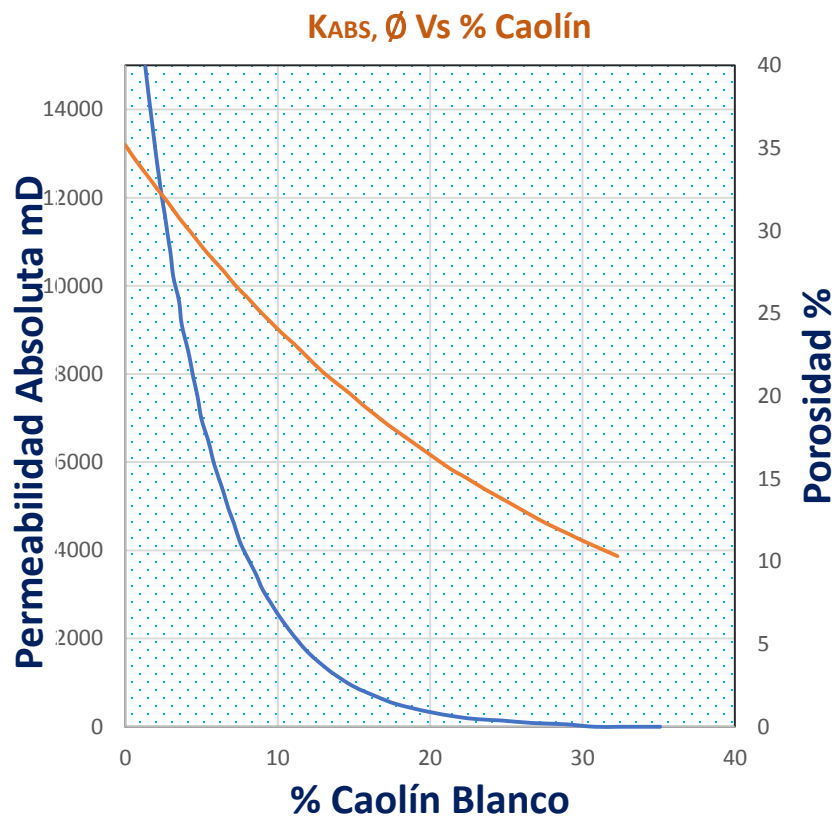


Figura 15. Esquema de fabricación de los medios porosos.

**3.8.1 Seleccionar permeabilidad absoluta y porosidad que se desea obtener.** De acuerdo con la correlación 1, se muestra la variación de la porosidad y la permeabilidad absoluta del medio poroso, en función de la relación arena-caolín. En la Figura 16 y 17, se muestra la correlación 1, para altas y bajas permeabilidades. A partir de la gráfica b, se obtienen los datos de las propiedades petrofísicas básicas y la relación y arena para cada uno de los ensayos, ver Tabla 9.



*Figura 16.* Correlación de permeabilidad absoluta y porosidad en función en función de la proporción de caolín. Adaptado de Cavanzo Balcazar, E. A., & Alarcon Gomez, L. A. (2013). " Estudio Experimental De Un Proceso De Inyeccion Continua De Vapor En El Equipo De Desplazamiento Radial (EDR) Con Medios Porosos Homogeneos" (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petróleos)

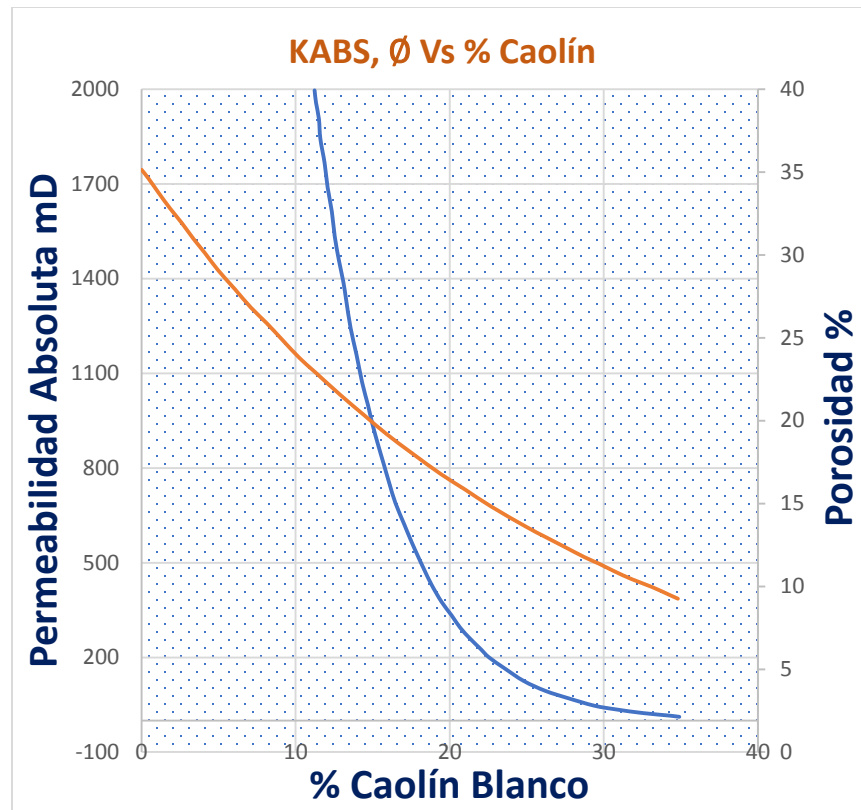


Figura 17. Correlación de permeabilidad absoluta y porosidad en función en función de la proporción de caolín. Adaptado de Celis Aparicio, L. A., & Fernandez De Castro Rovira, O. (2012). Estudio Experimental De Procesos De Inyeccion De Agua En el Equipo de Desplazamiento Radial Con Medios Porosos Estratificados (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petroleos).

Tabla 7.

*Permeabilidades y porosidad de los plugs de acuerdo con la correlación 1.*

| No. de Muestras | Permeabilidad absoluta [mD] | Porosidad [%] | Relación caolín [%] | Relación arena [%] |
|-----------------|-----------------------------|---------------|---------------------|--------------------|
| TC1             | 110                         | 13            | 24.2                | 75.8               |
| TC2             | 100                         | 12            | 24.0                | 76.0               |
| TC3             | 140                         | 14            | 26.1                | 73.9               |
| TC4             | 120                         | 13.5          | 25.0                | 75.0               |

### 3.9 Medir la cantidad de arena y caolín a utilizar

Para la medición de la masa de arena y caolín a utilizar se usó la balanza analítica mostrada en la figura 18. En la tabla 10 se muestran las cantidades de arena y arcilla de cada grupo de plugs. La masa de arena y arcilla se deposita en dos recipientes diferentes y se procede a realizar la medición en la balanza digital.

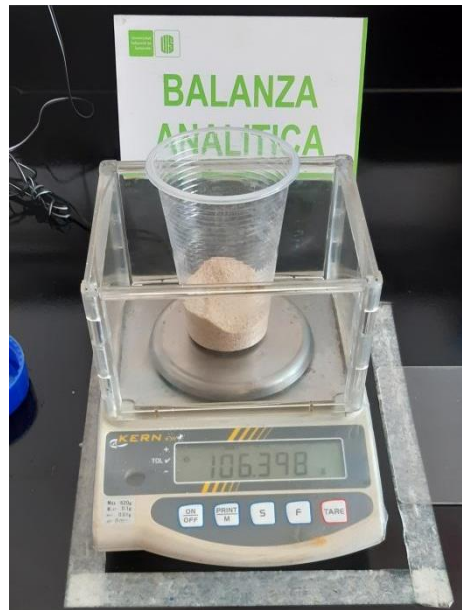


Figura 18. Balanza digital utilizada para la medición de la masa de arena y caolín blanco.

Tabla 8.

*Masa de arena y caolín blanco de cada grupo de plugs sintéticos.*

| No. de Muestras | Masa de arena (g) | Masa de caolín blanco (g) | Masa de la mezcla |
|-----------------|-------------------|---------------------------|-------------------|
| TC1             | 106,4             | 33,6                      | 140               |
| TC2             | 106,4             | 33,6                      | 140               |
| TC3             | 103               | 36,4                      | 139,4             |
| TC4             | 105               | 35                        | 140               |

**3.9.1 Cálculo del volumen de resina y endurecedor epóxico.** Para calcular el volumen total de solución epóxica, se utilizó la correlación 2 (figura 19) muestra la variación lineal de la relación 1 cm<sup>3</sup> de solución epóxica/masa de mezcla en función de la relación-caolín.

El parámetro de entrada es la relación arena-caolín. Para el cálculo del volumen de solución epóxica se multiplica el valor obtenido en la correlación (eje-y), es decir la relación 1cm<sup>3</sup> de solución epóxica/masa de mezcla con la masa total de la mezcla. La tabla 11 muestra los volúmenes de resina y endurecedor epóxico de cada plug.

Tabla 9.

*Volumen de resina y endurecedor plugs sintéticos.*

| No. de Muestras | Relación de 1 cm <sup>3</sup> solución epóxica/masa de mezcla [cm <sup>3</sup> /g] | Volumen de solución epóxica [cm <sup>3</sup> ] | Volumen de endurecedor [cm <sup>3</sup> ] | Volumen de resina [cm <sup>3</sup> ] |
|-----------------|--|--|---|--------------------------------------|
| TC1             | 0,098  | 13,72  | 3,92                                      | 9,8                                  |
| TC2             | 0,098  | 13,70  | 3,9                                       | 9,8                                  |
| TC3             | 0,11   | 15,4   | 3,85                                      | 11,55                                |
| TC4             | 0,10   | 14   | 3,5                                       | 10,5                                 |

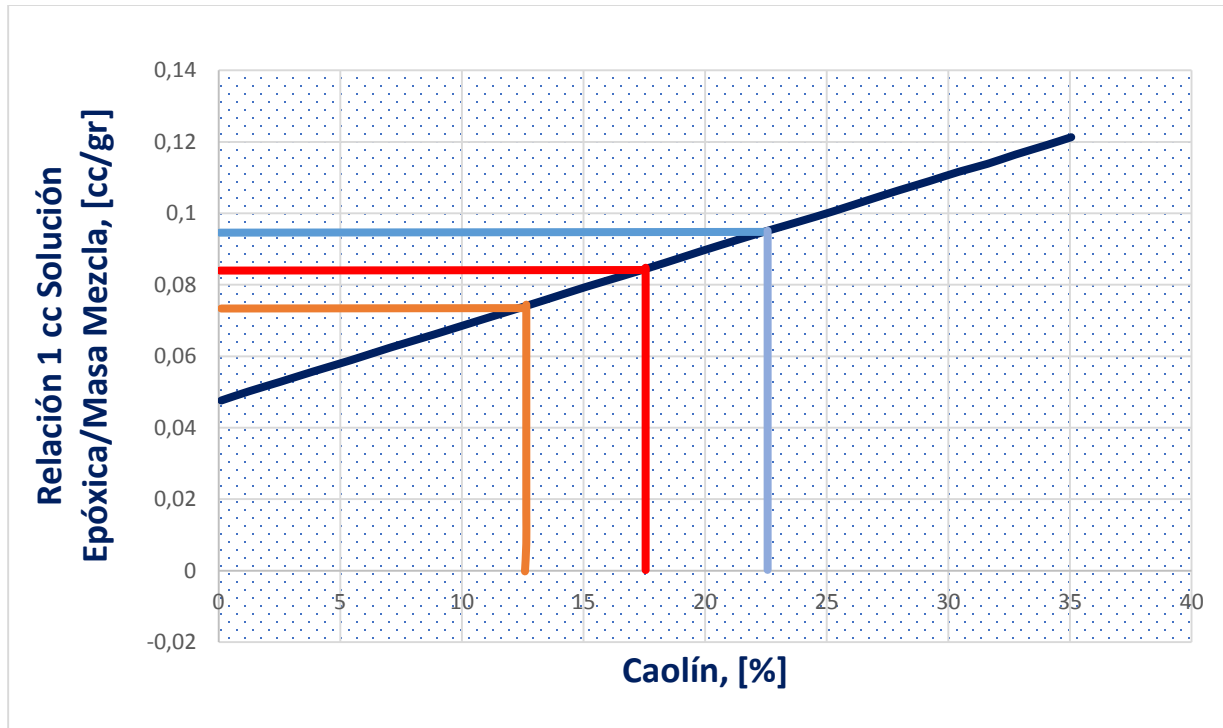


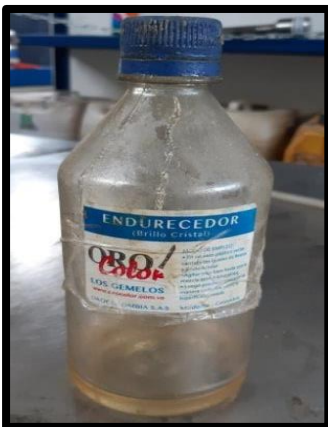
Figura 19. Correlación de la relación solución epóxica/masa de mezcla en función del % caolín. Adaptado de Celis Aparicio, L. A., & Fernandez De Castro Rovira, O. (2012). Estudio Experimental De Procesos De Inyeccion De Agua En El Equipo De Desplazamiento Radial Con Medios Porosos Estratificados (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petroleos).

**3.9.2 Mezclar en seco la arena y el caolín.** Una vez calculadas las cantidades de cada componente, se procede a mezclar la arena y caolín en un recipiente totalmente limpio con una pala de plástico, hasta que se observe una mezcla uniforme y homogénea, tal cual se muestra en la figura 20. Este proceso puede durar entre 8 y 12 minutos aproximadamente.



Figura 20. Mezcla en seco de la arena y el caolín- construcción de plugs sintéticos.

**3.9.3 Mezcla solución epóxica de resina y endurecedor.** Se miden los volúmenes de resina y endurecedor en jeringas diferentes, estos se vierten en un recipiente seco levemente inclinado, y se mezclan suavemente con una espátula de forma circular durante aproximadamente 15 minutos hasta lograr una mezcla uniforme y sin sólidos, si esto sucede deberán desintegrarse uno por uno pues la resina se concentra en porciones de la mezcla. La figura 21 muestra el proceso de mezclado con la cuchara metálica.



(a)



(b)



(c)

Figura 21. Mezcla de la solución epóxica con la arena y el caolín – Construcción de plugs sintéticos

**3.9.4 Distribución de la mezcla en el molde, del plug.** Se inserta la mezcla dentro del molde cómo y se lleva a la prensa para confinar la muestra dejándolo 10 minutos por cada lado, para las 4 muestras se utilizaron presiones diferentes que se encuentran en la tabla 12.

Tabla 10.

*Presiones de confinamiento.*

| No. de Muestras | Presión de confinamiento [psi] |
|-----------------|--------------------------------|
| TC1             | 400                            |
| TC2             | 600                            |
| TC3             | 600                            |
| TC4             | 500                            |



*Figura 22.* Distribución de la mezcla en el modelo físico.

El tiempo de secado fue durante 24 horas los plugs a temperatura de 40 °C y luego retira del molde de fabricación.

### 3.10 Pruebas de compatibilidad fluido – fluido

**3.10.1 Sludge.** Esta prueba se realiza para evaluar la tendencia que tienen algunos crudos en contacto con otras sustancias, generalmente ácidas, a precipitar sólidos llamados Sludge a pesar de que los sistemas no tengan tendencia a formar emulsiones.

La prueba se realizó de acuerdo a la norma API RP 42-1990 en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará), se adiciono el fluido nanoestructurado *PK-100* en una proporción 50:50 con aceite crudo libre de sólidos y emulsión, se agitó vigorosamente durante 60 segundos en un agitador eléctrico marca HAMILTON BEACH y se llevó a una temperatura de 80 °C durante 24 horas; luego se pasó la mezcla a través de una malla # 100, y se examinaron los sólidos remanente en ella. Si se observa la presencia de sólidos, emulsiones o parafina, se lava la malla alternadamente con agua tibia; esto removerá emulsiones y parafinas, pero no removerá los Sludge formados. Los resultados se expresan así:

- Sin Sludge: sin partículas retenidas en la malla.
- Trazas: pocas partículas en la malla.
- Cantidad moderada: partículas obviamente presentes.
- Abundante: partículas grandes

**3.10.2 Mojabilidad visual.** Es un procedimiento rápido y simple para determinar cualitativamente la tendencia humectante del fluido nanoestructurado *PK-100* ; La prueba se realizó de acuerdo a la norma API RP 42-1990 en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) de la siguiente manera: en 50 mL de fluido nanoestructurado puro se adicionaron 10 cc de arena limpia malla 40-60 (Figura 23), después de

30 minutos en contacto se decantó la solución y se adicionó sobre dos probetas, la primera contenía agua destilada y la segunda Varsol como aceite de referencia, pasado a través de un filtro con algodón y sílica gel malla 60. Posteriormente se dispersó la arena dentro de la probeta y se observó la dispersión relativa de las partículas o su tendencia a formar grumos en la fase acuosa y en la fase aceite.



*Figura 23.* Arena disuelta en el medio oleoso.

**3.10.3 Rompimiento de emulsiones.** Ésta prueba indica la tendencia de un agente tensoactivo a aumentar o disminuir la formación de emulsión en un sistema crudo-salmuera, y su procedimiento se encuentra contemplado en la norma API RP-42. Se realizó en el laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (sede Guatiguará) utilizando el fluido nanoestructurado *PK-100*, salmuera sintética, finos (85% arena Ottawa y 15% Bentonita).

Se prepararon 100 ml de la mezcla *PK-100* con salmuera en tres proporciones 25:75, 50:50 y 75:25. A cada mezcla se adicionaron 2.5 gramos de finos malla 200, se agitó a 14000 rpm en un agitador HAMILTON BEACH Modelo HMD200 durante 30 segundos, y se observó a los tiempos 15 minutos, 1, 24 horas.

**3.10.4 Compatibilidad.** Es una prueba que permite determinar y/o identificar sólidos en la interfase y/o la fase acuosa, así como la apariencia de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión y con base en esto identificar posibles incompatibilidades.

El procedimiento consiste en preparar la mezcla de 100 mL del fluido nanoestructurado *PK-100* y salmuera sintética en la proporción 1:1 y agitar a 14.000 rpm en un agitador HAMILTON BEACH Modelo HMD200 durante 60 segundos, vaciar la emulsión formada en un tarro tapa azul, tomar la observación inicial y llevar a temperatura de 80 °C. La compatibilidad se evalúa mediante la observación del comportamiento de la mezcla a los tiempos 0, 30 minutos, 1, 2, 4, 6 y 24 horas.

Esta prueba se realiza bajo los lineamientos del laboratorio de análisis petrofísicos sede Guatiguará.

Se repite la prueba de compatibilidad para la mezcla crudo campo colorado y fluido nanoestructurado *PK-100* con las mismas proporciones, temperatura y haciendo observaciones en un tiempo 0, 30 min, 1, 2, 4, 6 y 24 horas.

### 3.11 Prueba de viscosidad con adición de nanoestructurado PK-100

Al aplicar el nanoestructurado PK-100 en concentraciones de 3, 6, 8 y 10% se realizó un análisis del comportamiento de la viscosidad variando la temperatura, los datos obtenidos serán usados para determinar el punto de nube mediante los perfiles de viscosidad vs temperatura.

Tabla 13.

*Viscosidad variando porcentaje de inhibidor.*

| Temp del aceite      | No de pruebas   | de tiempo en [s] | % de nano  | Factor de corrección de orificio | tiempo corregido [s] | Viscosidad Cinemática (Stoke) | densidad | Viscosidad Dinámica [cP] |
|----------------------|-----------------|------------------|------------|----------------------------------|----------------------|-------------------------------|----------|--------------------------|
| <b>temp ambiente</b> | 1               | 34               | <b>0%</b>  | 0,9988                           | 34,0                 | 0,019                         | 0,83     | 1,60                     |
|                      | 2               | 40               |            | 0,9988                           | 40,0                 | 0,041                         | 0,83     | 3,44                     |
|                      | 3               | 38               |            | 0,9988                           | 38,0                 | 0,034                         | 0,83     | 2,86                     |
|                      | <b>promedio</b> | 37,33            |            | 0,9988                           | 37,3                 | 0,032                         | 0,83     | 2,65                     |
| <b>formación C</b>   | 1               | 43               | <b>10%</b> | 0,9988                           | 42,9                 | 0,052                         | 0,82     | 4,24                     |
|                      | 2               | 36               |            | 0,9988                           | 36,0                 | 0,027                         | 0,82     | 2,22                     |
|                      | 3               | 37               |            | 0,9988                           | 37,0                 | 0,031                         | 0,82     | 2,52                     |
|                      | <b>promedio</b> | 38,67            |            | 0,9988                           | 38,6                 | 0,037                         | 0,82     | 3,02                     |
| <b>formación C</b>   | 1               | 34               | <b>8%</b>  | 0,9988                           | 34,0                 | 0,019                         | 0,82     | 1,58                     |
|                      | 2               | 36               |            | 0,9988                           | 36,0                 | 0,027                         | 0,82     | 2,22                     |
|                      | 3               | 35               |            | 0,9988                           | 35,0                 | 0,023                         | 0,82     | 1,90                     |
|                      | <b>promedio</b> | 35,00            |            | 0,9988                           | 35,0                 | 0,023                         | 0,82     | 1,90                     |
| <b>formación C</b>   | 1               | 36               | <b>6%</b>  | 0,9988                           | 36,0                 | 0,027                         | 0,82     | 2,22                     |
|                      | 2               | 35               |            | 0,9988                           | 35,0                 | 0,023                         | 0,82     | 1,90                     |
|                      | 3               | 35               |            | 0,9988                           | 35,0                 | 0,023                         | 0,82     | 1,90                     |
|                      | <b>promedio</b> | 35,33            |            | 0,9988                           | 35,3                 | 0,025                         | 0,82     | 2,01                     |
| <b>formación C</b>   | 1               | 36               | <b>3%</b>  | 0,9988                           | 36,0                 | 0,027                         | 0,82     | 2,22                     |
|                      | 2               | 35               |            | 0,9988                           | 35,0                 | 0,023                         | 0,82     | 1,90                     |
|                      | 3               | 35               |            | 0,9988                           | 35,0                 | 0,023                         | 0,82     | 1,90                     |
|                      | <b>promedio</b> | 35,33            |            | 0,9988                           | 35,3                 | 0,025                         | 0,82     | 2,01                     |

### 3.12 Variación del punto de fluidez con respecto al porcentaje de nanoestructurado PK-100

Al aplicar el nanoestructurado PK-100 a la muestra de crudo se evidencio una constancia en el punto de fluidez, que representa la temperatura a la cual el fluido deja de fluir. Lo que indica que

el inhibidor actuó de forma neutra en los porcentajes probados, ya que no logra disminuir la temperatura.

Tabla 14.

*Punto de fluidez variando nanoestructurado*

| Concentración de inhibidor [%] | Punto de fluidez [F] |
|--------------------------------|----------------------|
| 0                              | 59                   |
| 3                              | 59                   |
| 6                              | 59                   |
| 8                              | 59                   |
| 10                             | 59                   |

### 3.13 Desplazamiento

Es la última prueba que se realizó a nivel laboratorio para finalizar el proyecto, en esta parte se lleva a cabo el protocolo de desplazamiento (**ver Apéndice A**). Propuesto y establecido entre los ingenieros Oscar Vanegas Angarita (director del proyecto) y el estudiante de Doctorado en Química Hernando Bottia; se hace el montaje de la muestra sintética TC2, y la muestra berea BS-29, en el CORE PET Liquid Fluid System Automatizado, se le suministraron condiciones de presión de confinamiento, temperatura de formación y presión de desplazamiento. Estas condiciones fueron elegidas de acuerdo con las propiedades de las formaciones productoras de hidrocarburos del campo colorado.



Figura 24. Equipo CORE PET

## 4. Resultados

### 4.1 Pruebas experimental (0) cero

En esta prueba se obtuvieron unos resultados favorables para el nanoestructurado PK-100, y se decide continuar la investigación, dado que el PK-100 disuelve la parafina del campo colorado en un menor tiempo, comparado con los otros fluidos probados. Como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 15.

*Datos finales prueba (0) cero.*

| Producto nanoestructurado | Volumen de nanoestructurado [ml] | fluido | Peso de crudo parafínico [gr] | Tiempo de dilución de la parafina [Hr] |
|---------------------------|----------------------------------|--------|-------------------------------|--|
| NGO – LC55                | 70                               |        | 7,7                           | 73                                     |
| <b>PK – 100</b>           | 70                               |        | 8                             | <b>22</b>                              |
| PPA – 50                  | 70                               |        | 7,6                           | 80                                     |

Luego de obtener el mejor producto nanoestructurado para dilución de la parafina (Para este caso fue le PK-100), el siguiente paso a seguir es encontrar el porcentaje en volumen optimo a usar, asegurando una cantidad viable técnica y económicamente en la mezcla.

#### 4.2 Determinación de la gravedad API

La prueba se realizó probando (4) cuatro dosificaciones diferentes de nanoestructurado PK-100, y haciendo las respectivas correcciones con las tablas API para diferentes valores de temperatura, en algunos casos llegando a interpolar para hallar el valor exacto de gravedad API, y así de esta manera determinar cómo actúa el nanoestructurado en contacto con el crudo en términos de gravedad. Los resultados nos ayudan a determinar cuál porcentaje de nanoestructurado es mejor a la hora de aplicarlo.

Tabla 16.

##### *Determinación de la gravedad API*

| Porcentaje de nano | Temperatura | API observado | API corregido |
|--------------------|-------------|---------------|---------------|
| 0                  | 83          | 41,5          | 39,7          |
| 3                  | 82          | 41,5          | 39,7          |
| 6                  | 82          | 40,9          | 38,8          |
| 8                  | 82          | 40,7          | 38,8          |
| 10                 | 82          | 40,4          | 38,8          |

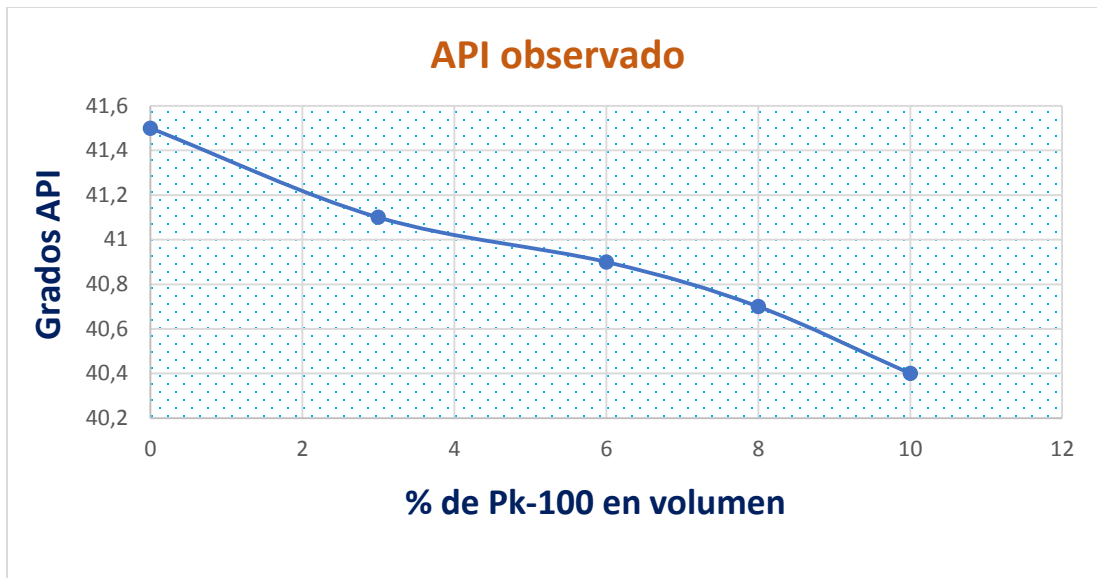


Figura 25. Gráfico de gravedad API- porcentaje en volumen de nanoestructurado

Se observa que el crudo Campo Colorado tiene una gravedad API de 39,7 sin ningún tipo de aditivo, una vez se disuelve con el fluido nanoestructurado PK-100 y se va aumentando el porcentaje se puede notar una disminución en la gravedad API en una manera mínima de aproximadamente un grado API al 10% de porcentaje en volumen de nanoestructurado.

#### 4.3 Determinación de la densidad

En esta prueba se hizo una revisión de las temperaturas de las dos principales formaciones productoras del campo colorado, la formación B y la formación C. Además, se realiza la prueba para agua a temperatura ambiente; y así de esta forma comprobar la exactitud del picnómetro usado, también de la misma manera se mide la densidad a el fluido nanoestructurado PK-100.

Tabla 17.

*Resultados de densidad para diferentes fluidos*

|  | Temp de<br>La<br>Muestra<br>[F] | Peso Del<br>Picnómetro<br>Vacío [G] | Vol Del<br>Picnómetro<br>[Cc] | Peso Del<br>Picnómetro<br>Lleno [G] | Densidad<br>Del Fluido |
|--|---------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|------------------------|
| <b>Formación b</b>                     | 114                             | 15,3                                | 4,958                         | 19,33                               | 0,81                   |
| <b>Formación c</b>                     | 174                             | 15,3                                | 4,958                         | 19,32                               | 0,81                   |
| <b>Muestra de agua</b>                 | 79,16                           | 15,3                                | 4,958                         | 20,25                               | 1,00                   |
| <b>Muestra de crudo</b>                | 79,16                           | 15,32                               | 4,958                         | 19,42                               | 0,83                   |
| <b>Muestra de nanoestructurado 100</b> | 79,52                           | 15,32                               | 4,958                         | 19,63                               | 0,87                   |

Se puede observar que el fluido nanoestructurado PK-100 es más denso que el crudo de Campo Colorado, que se considera dentro de los crudos como liviano, y así de esta manera se explica el ¿por qué? De la disminución de la gravedad API a mayor concentración de nanoestructurado PK-100. Dado que a mayor densidad de un fluido menor gravedad

#### 4.4 Prueba de viscosidad

La viscosidad se realizó de dos maneras diferentes, una fue en el viscosímetro Saybolt para hallar la viscosidad a diferentes porcentajes en volumen de nanoestructurado PK-100, como lo fue al 3%, 6%, 8% y 10% y la otra manera se realizó en el viscosímetro Brookfield para el crudo limpio y saturado de parafina pura del campo colorado buscando saturar al máximo y asegurar el daño por precipitación de parafinas en el desplazamiento

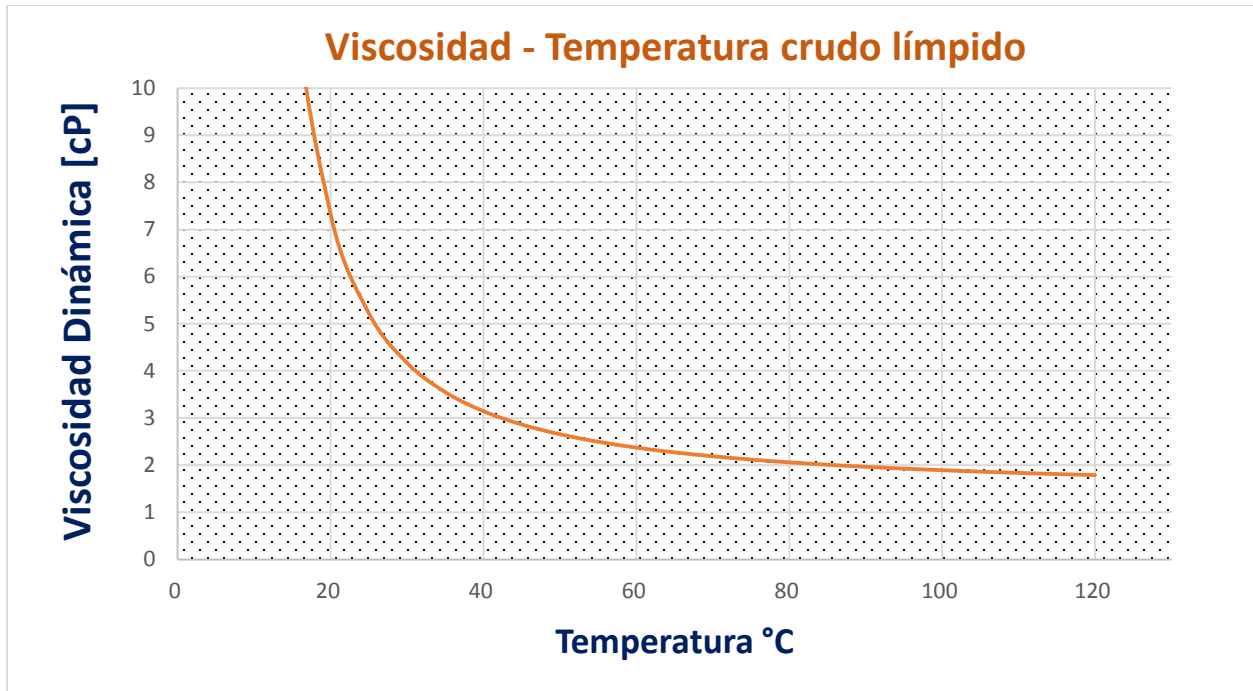


Figura 26. Gráfica de viscosidad crudo sin saturar

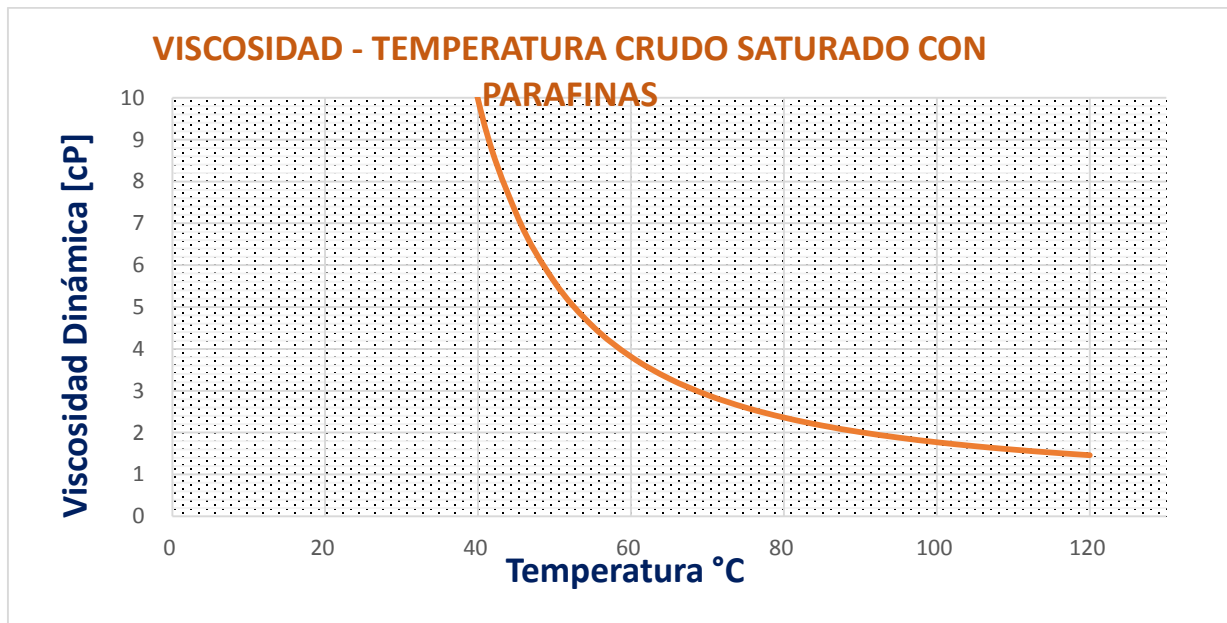


Figura 27. Gráfica de viscosidad crudo saturado con parafina

**4.4.1 Perfil de viscosidad versus temperatura.** En las siguientes figuras se observan los perfiles de viscosidad con respecto a la temperatura, los cuales se han obtenido al comparar la muestra de crudo libre de inhibidor antes presentada y posteriormente con las muestras dosificadas variando su concentración para determinar sus viscosidades.

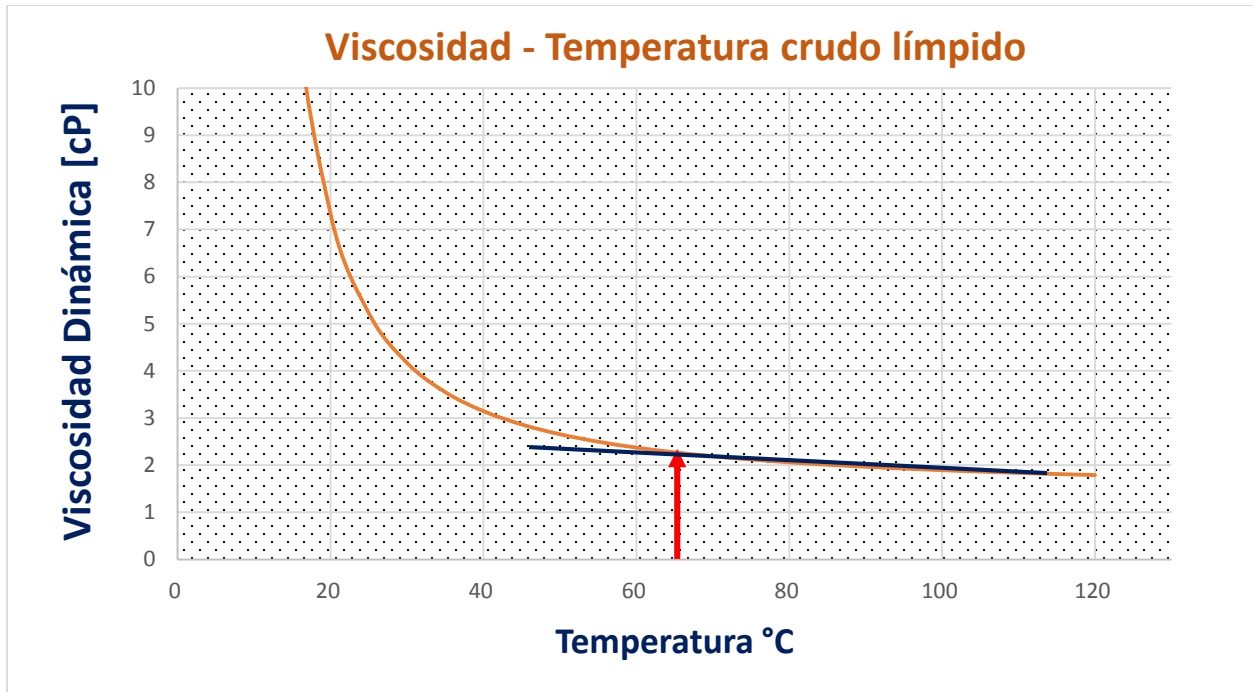


Figura 28. Perfil de viscosidad del crudo sin dosificación de fluido nanoestructurado

En esta figura se observa que el crudo sin dosificación de fluido nanoestructurado PK-100, arroja un punto de nube de 65° C, este método llamado Howell 1956 se usa para encontrar el punto de nube gráficamente, hallando el punto de inflexión de la curva.

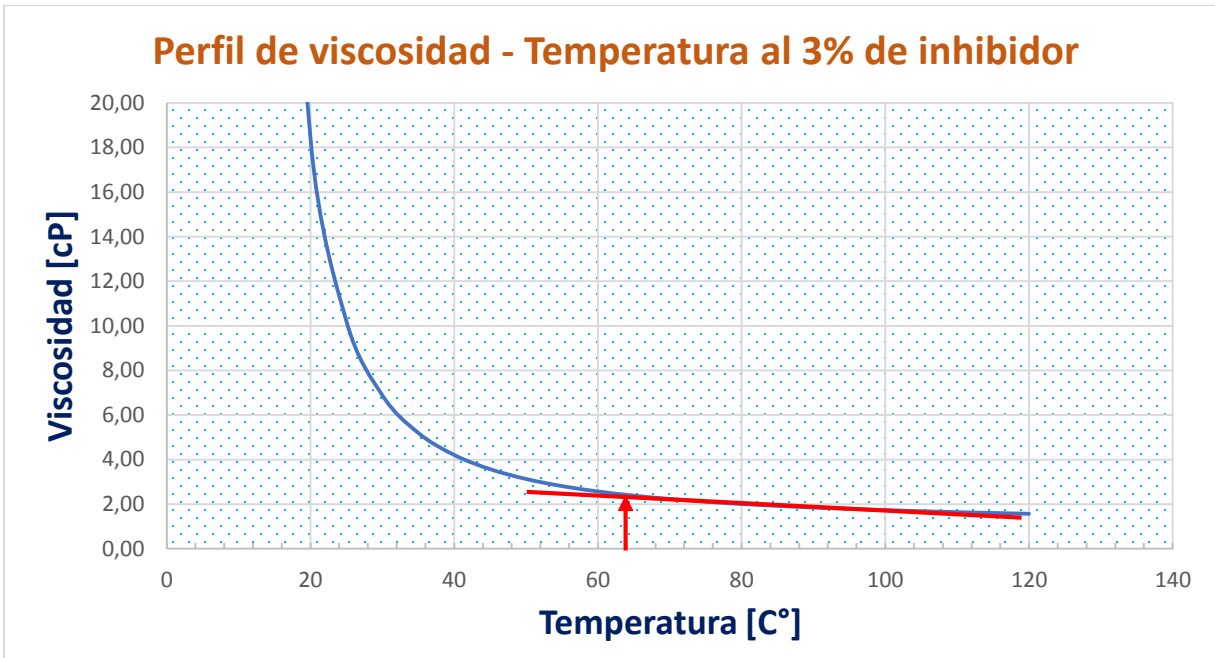


Figura 29. Perfil de viscosidad del crudo con 3% de inhibidor

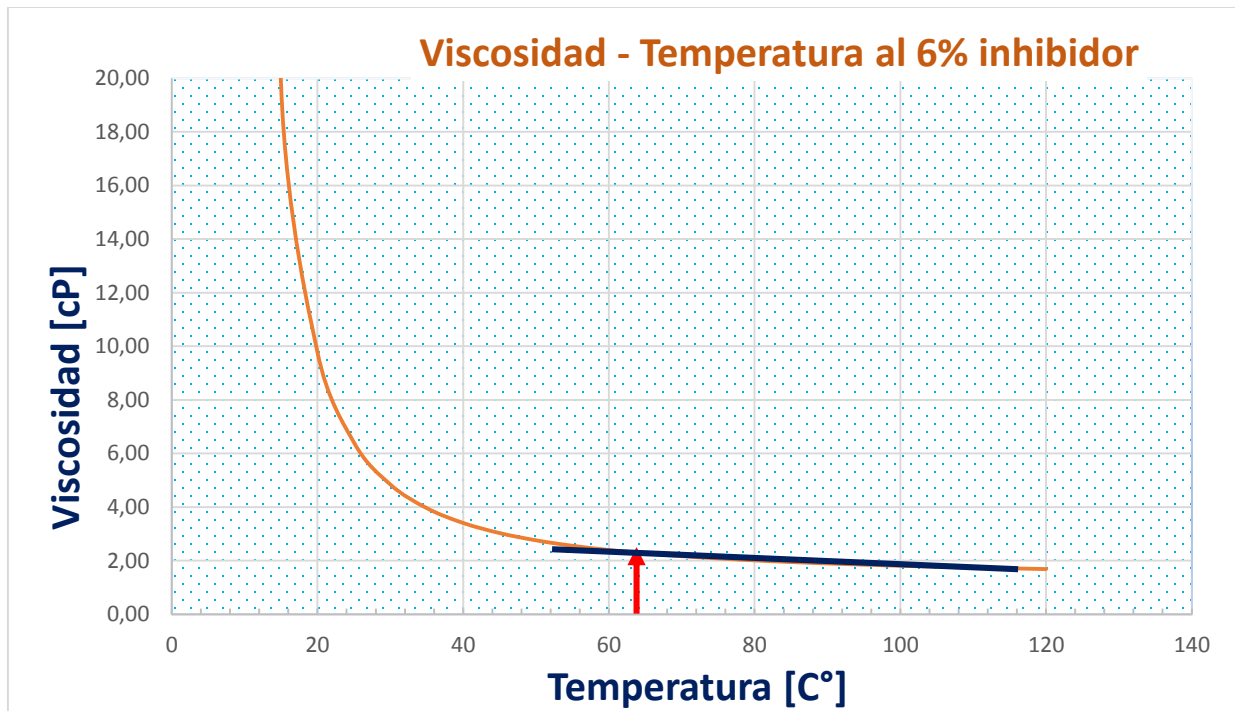


Figura 30. Perfil de viscosidad del crudo con 6% de inhibidor

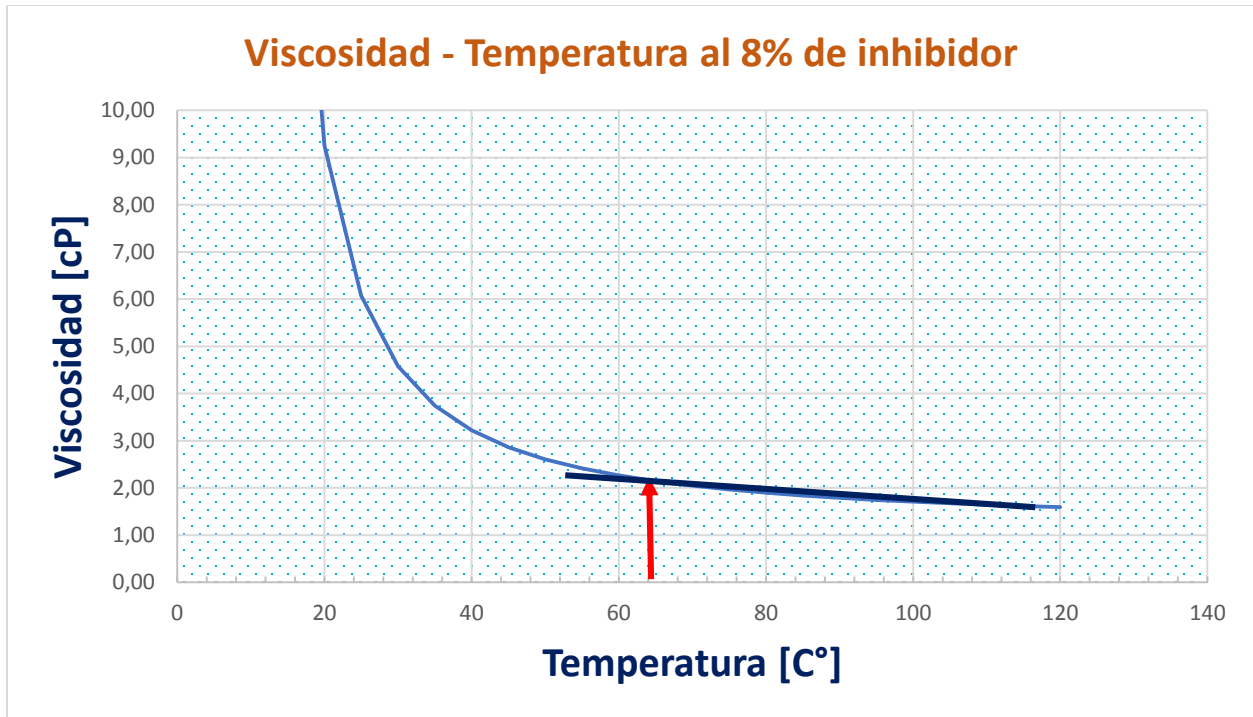


Figura 31. Perfil de viscosidad del crudo con 8% de inhibidor

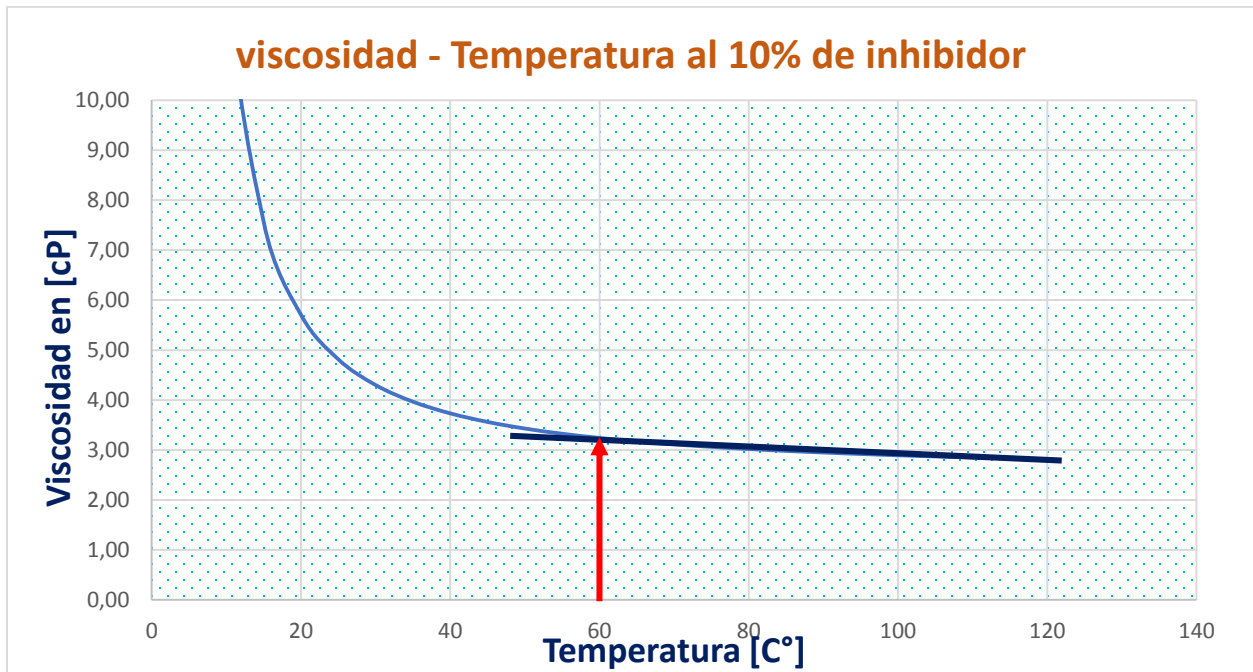


Figura 32. Perfil de viscosidad del crudo con 10% de inhibidor

Se puede observar en la figura 29, que al aplicar una concentración de 10% de inhibidor se obtiene la mejor eficiencia en la reducción de la viscosidad, comparándola con las otras dosificaciones y con el crudo inicial sin inhibidor, debido a la aplicación del fluido nanoestructurado PK-100. Siendo un indicador de efecto positivo sobre el punto de nube de la muestra de crudo, debido a que permite una reducción en la temperatura a la cual comienzan a presentarse los problemas de precipitación.

En la tabla 18 se reportan los valores del punto de nube que se han obtenido a partir de las gráficas de perfil de viscosidad contra temperatura, que se han hallado en las figuras 29-32.

Tabla 18.

*Puntos de nube respecto a la concentración de inhibidor*

| Concentración de inhibidor [%] | Punto de nube [°C] |
|--------------------------------|--------------------|
| 0                              | 65                 |
| 3                              | 65                 |
| 6                              | 65                 |
| 8                              | 65                 |
| 10                             | 60                 |

Dado a que la concentración que funcionó mejor en bajar la temperatura del punto de nube fue al 10%, ésta es la dosificación seleccionada para realizar el desplazamiento en el Core Pet. Usando la ecuación de Darcy se visualiza que la viscosidad es una variable importante en el momento del diseño experimental para el buen funcionamiento del experimento.

$$Q = \frac{k * A * \Delta P}{\mu * L}$$

Q = caudal

K = constante de permeabilidad de Darcy

A = Área transversal al flujo del fluido

$\Delta P$  = Diferencial de presión

$\mu$  = Viscosidad

L = Longitud del medio poroso

Un aumento en la viscosidad hace que el caudal sea más pequeño, se deduce que una disminución en la viscosidad es favorable en la producción de los hidrocarburos. La idea del producto químico es de actuar en favor de bajar la viscosidad y no de aumentarla, caso independiente de si baja o no el punto de nube. Generar un aporte significativo al proceso de extracción y además actuar contra la unión de los cristales de parafinas, haría que el producto fuera el ideal para el tratamiento químico en la inhibición de las parafinas. Para el caso del fluido nanoestructurado PK-100 se presenta una reducción en el punto de nube, pero un aumento en la viscosidad, para el caso de la dosificación al 10% se ve un aumento en menos del 2 % de la viscosidad, resultado que no representa una preocupación para la prueba final. Ya que el cambio es mínimo y la viscosidad del crudo es bien baja, dada su composición parafínica.

Tabla 19.

*Cambio de la viscosidad frente a la temperatura del crudo limpio contra el crudo dosificado al 10%*

| Temperatura [°C] | Viscosidad del crudo limpio [cP] | Viscosidad del crudo al 10% de dosis [cP] | Porcentaje de diferencia [%] |
|------------------|----------------------------------|---|------------------------------|
| 30               | 4.17                             | 4.03                                      | 1.03                         |
| 40               | 3.15                             | 3.73                                      | 1.19                         |
| 50               | 2.66                             | 3.43                                      | 1.29                         |
| 60               | 2.37                             | 3.24                                      | 1.37                         |
| 70               | 2.19                             | 3.11                                      | 1.42                         |
| 80               | 2.06                             | 3.02                                      | 1.47                         |

#### 4.5 Punto de fluidez

En esta prueba se evidenció la formación en estado sólido de las parafinas, inicialmente se dosificó (4) cuatro muestras de crudo a diferentes porcentajes de volumen de nanofluido al 3%, 6%, 8% y 10%, se calentó al baño maría a 30° C para interrumpir la memoria de la parafina, y así proceder a enfriar en el dispositivo de etilenglicol, los resultados son presentados en el siguiente gráfico.

Tabla 20.

##### *Determinación del punto de fluidez*

| <b>DETERMINACION DEL PUNTO DE FLUIDEZ</b> |  |               |   |   |  |  |
|---|--|---------------|---|---|--|--|
| <b>TEMPERATURA DE LA MUESTRA [°C]</b>     | <b>MUESTRA CRUDO CONCENTRACION DE NANO</b> | <b>DE SIN</b> | <b>MUESTRA DE CRUDO CON 10% DE PK-100</b> | <b>MUESTRA DE CRUDO EN 8% DE PK-100</b> | <b>MUESTRA DE CRUDO CON 6% DE PK-100</b> | <b>MUESTRA DE CRUDO CON 3% DE PK-100</b> |
| 30  | FLUYE                                      |               | FLUYE                                     | FLUYE                                   | FLUYE                                    | FLUYE                                    |
| 27  | FLUYE                                      |               | FLUYE                                     | FLUYE                                   | FLUYE                                    | FLUYE                                    |
| 24  | FLUYE                                      |               | FLUYE                                     | FLUYE                                   | FLUYE                                    | FLUYE                                    |
| 21  | FLUYE                                      |               | FLUYE                                     | FLUYE                                   | FLUYE                                    | FLUYE                                    |
| 18  | FLUYE                                      |               | FLUYE                                     | FLUYE                                   | FLUYE                                    | FLUYE                                    |
| 15  | FLUYE                                      |               | FLUYE                                     | FLUYE                                   | FLUYE                                    | FLUYE                                    |
| 12  | <b>NO FLUYE</b>                            |               | <b>NO FLUYE</b>                           | <b>NO FLUYE</b>                         | <b>NO FLUYE</b>                          | <b>NO FLUYE</b>                          |
| 9   | NO FLUYE                                   |               | NO FLUYE                                  | NO FLUYE                                | NO FLUYE                                 | NO FLUYE                                 |
| <b>PUNTO FLUIDEZ</b>                      | <b>DE</b>                                  |               |   |   |  |  |
|   |  | 15 C          | 15 C                                      | 15 C                                    | 15 C                                     | 15 C                                     |

Se evidencia que el nanoestructurado PK-100 no influye como un depresor de punto de fluidez, ya que, a diferentes concentraciones de este, no hay cambios en la temperatura en la que los cristales de parafina atrapan el crudo y no lo dejan fluir.

#### 4.6 Contenido de agua y sedimentos en el crudo

En esta prueba se dio certeza de que el crudo extraído de la visita a Campo Colorado no presenta contenidos de agua y sedimentos en cantidades significativas, tal como lo muestra la siguiente figura.



*Figura 33.* BSW del crudo

#### 4.7 Fabricación de medios porosos en el modelo físico para pruebas de desplazamiento

Una vez fabricados los plugs, se le midieron las propiedades en el equipo Keiphi, usando el estado estable y haciendo desplazar nitrógeno de esta manera, se encontraron las siguientes propiedades para cada plug.

Tabla 21.

*Tabla resultados medios porosos*

| Nombre de muestra | Permeabilidad [mD] | Porosidad [%] | Densidad de grano [gr/cc] |
|-------------------|--------------------|---------------|---------------------------|
| TC1               | 345.849            | 10.351        | 2.343                     |
| TC2               | 132.628            | 7.822         | 2.379                     |
| TC3               | 0.009              | 2.044         | 2.325                     |
| TC4               | 12.392             | 4.555         | 2.315                     |
| TC5               | 1031.106           | 11.418        | 2.344                     |

De acuerdo con las propiedades que obtuvimos de los plugs sintéticos, los más acordes a simular el medio poroso del yacimiento son TC1, TC2 y TC4.

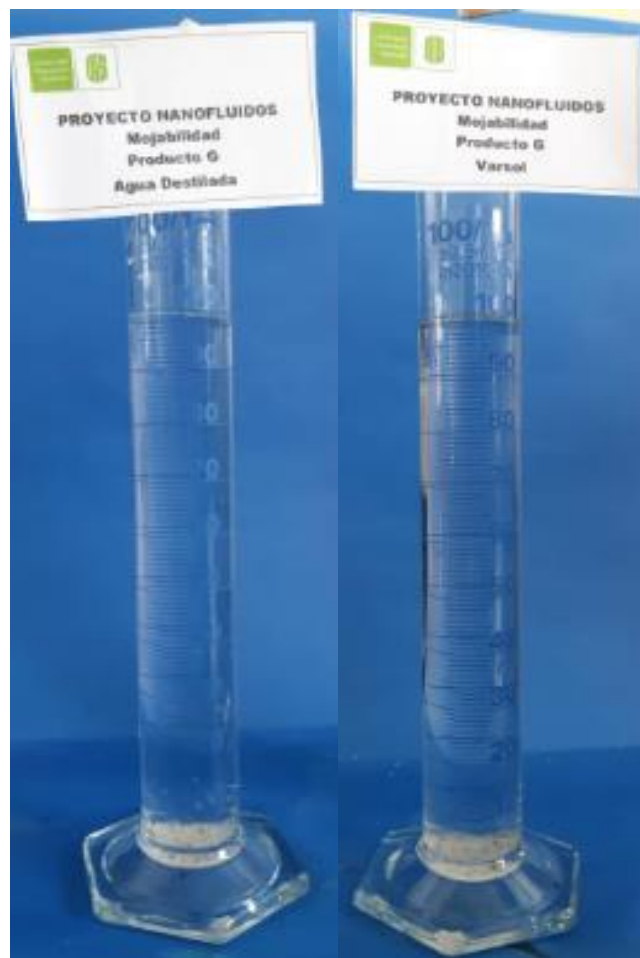
#### 4.8 Pruebas de compatibilidad fluido-fluido

**4.8.1 Sludge.** Ésta prueba se realizó según el procedimiento descrito en el capítulo 2 obteniendo un resultado sin Sludges: sin partículas sólidas retenidas en la malla 100 mesh como se muestra en la siguiente figura.



*Figura 34.* Prueba Sludge

**4.8.2 Mojabilidad Visual.** Ésta prueba se realizó según el procedimiento descrito en el capítulo anterior, la arena mojada por el nanoestructurado PK-100, tiene un comportamiento de no formar grumos y caer al fondo de la probeta cuando se disuelve en un medio acuoso; y cuando se disuelve la arena en un medio aceitoso se observa un comportamiento disperso y un aspecto turbio, las partículas sólidas quedan suspendidas y caen lentamente hasta el fondo de la probeta como se observa en la figura 35.



*Figura 35.* Prueba de Mojabilidad visual, en medio acuoso y medio aceitoso

**4.8.3 Prueba de Emulsión Producto – Salmuera Sintética.** Teniendo en cuenta que la base del nanofluido PK-100, es un aceite palmítico, se decidió hacer la prueba directamente Producto-Salmuera, sin usar el crudo del campo colorado, ya que por sus similitudes polares son miscibles con el producto.

Esta prueba se realizó, a tres proporciones diferentes 25:75, 50:50, y 75:25 (los primeros valores son nanoestructurados PK-100 y los segundos valores representan la cantidad de salmuera sintética con la misma composición fisicoquímica del agua de formación del campo colorado), tuvo el siguiente comportamiento:

- **Proporción 25:75**

En esta proporción las dos concentraciones presentaron un comportamiento similar, al tiempo final de veinte y cuatro (24) horas, el porcentaje de emulsión es de treinta (30%), con finos en el fondo del agua, y un volumen de sedimentos de un (1ml) mililitro.



*Figura 36.* Prueba de emulsión, proporción 25:75

- **Proporción 50:50**

En esta proporción se presentó un porcentaje de emulsión final mayor comparado con la anterior proporción, cerca al cuarenta y cinco (45%), también se presentaron finos en el fondo y además se evidenciaron finos en las fases, la interface está definida y tiene un volumen final de dos (2ml) mililitros.



*Figura 37.* Prueba de emulsión, proporción 50:50

- **Proporción 75:25**

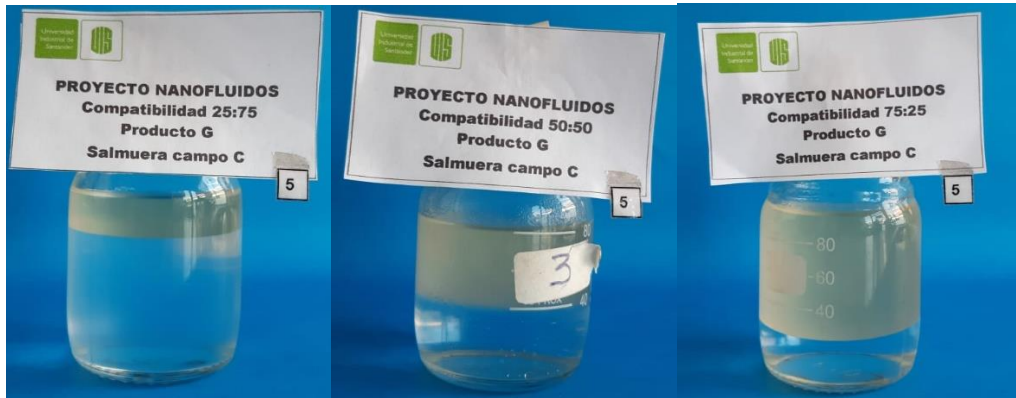
En esta proporción, al tiempo final se observó una interfase definida, con una representativa emulsión con sedimentos en el fondo de la probeta de nueve (9ml) mililitros. Se presentaron finos en suspensión, y una detergencia buena.



*Figura 38.* Prueba de emulsión, proporción 75:25

**4.8.4 Compatibilidad Fluido-Fluido.** Se realiza el procedimiento de la prueba cómo se muestra en el capítulo anterior, en este caso tenemos el nanoestructurado PK-100 y la salmuera sintética, luego de 24 horas en el horno a igual temperatura que la formación C de campo Colorado, se observó una interfase definida, con una detergencia buena, poca turbidez, un aspecto de la

solución acuosa translucido y sin ningún tipo de precipitado, esto para las 3 proporciones, 25:75, 50:50, y 75:25. La figura que representa los tres casos se encuentra a continuación:



*Figura 39.* Compatibilidad fluido-fluido salmuera – producto

Luego, se vio la necesidad de realizar la misma prueba con crudo de Campo Colorado, ya que es un fluido necesario para desplazar y va a estar en contacto en el medio poroso junto con el producto a usar y la salmuera sintética.

En esta prueba la lectura que se hizo luego de 24 horas fue una detergencia buena, el aspecto de la solución es oscuro en su totalidad por ende con una turbidez alta, en el caso de los precipitados no fue posible ver la existencia de algún precipitado, pero una vez terminada la prueba la mezcla fue pasada por una malla de 100 mesh y no se observó ningún tipo de sólido.



Figura 40. Compatibilidad fluido-fluido crudo - producto

En general la prueba de compatibilidad para los dos casos estuvo en un rango aceptable para seguir al siguiente paso de la investigación que fue el desplazamiento.

#### 4.9 Desplazamiento

El desplazamiento es la última prueba realizada en laboratorio y con esta se comprueba la eficiencia del nanoestructurado PK-100 al aumentar la permeabilidad de la muestra debido al cambio en el diferencial de presión.

Para el desarrollo de este desplazamiento se tuvo en cuenta el protocolo propuesto (Apéndice A).

Con el propósito de iniciar el desplazamiento de la mejor manera posible, dado que no se dispone de los suficientes recursos (Horas máquina), se hizo un diseño experimental (ver Apéndice B), el cuál es la guía para montar el experimento y se cumpla de manera cabal la prueba. Dentro del experimento se determina como generar el daño por precipitación de parafinas, esto se concluye de los perfiles de viscosidad contra temperatura el cual nos arroja el punto de nube (dónde aparecen los primeros cristales de parafina), de esta manera se determinó una caída de temperatura

de 80° C a 65°C, que es la temperatura del punto de nube y donde se asume debe entrar el fluido nanoestructurado PK-100 a realizar un efecto en la unión o modificación de forma de los cristales.

**4.9.1 Saturación de la muestra.** Cuando se inicia la saturación de la muestra, el primer paso a realizar es la desaireación de la salmuera sintética con ayuda de los equipos de la bomba de vacío, el agitador magnético y plancha de agitación; todo esto con el fin de remover las posibles burbujas que contenga la salmuera. A la vez que se va realizando el vacío de la muestra de roca o plug sintético para de esta manera abrir los poros y gargantas porales de la muestra. Este procedimiento es llevado a cabo en conjunto para poder saturar la muestra de roca en su totalidad con la salmuera con el método gota a gota.

Para realizar el procedimiento se ubicó la muestra dentro de un vaso precipitado y en el fondo de este, debe haber unas esferas o un disco de porcelana. Posteriormente se inicia la saturación gota a gota hasta que la salmuera cubra toda la muestra de la roca excediendo la altura en unos 2 cm. Los ciclos de vacío se realizan por un espacio de dos días con el fin de asegurar la saturación total, una vez terminada la saturación se procede a pesar la muestra de roca saturada de salmuera sintética.

La realización del pesado se debe hacer tres veces para hallar el promedio y anotar este como el peso de la muestra saturada, en cada realización de la medida el peso debe ir disminuyendo ya que se va perdiendo salmuera en el proceso. Por último, se debe comparar la medición del peso saturado de la muestra con el peso de la muestra sin saturar y dividir en la densidad de la salmuera para hallar el volumen poroso. Una forma de asegurar una buena medición es comparar con el volumen poroso hallado con el equipo keyphi, la nueva medición no debe ser menor en un 98% de la tomada por el equipo.

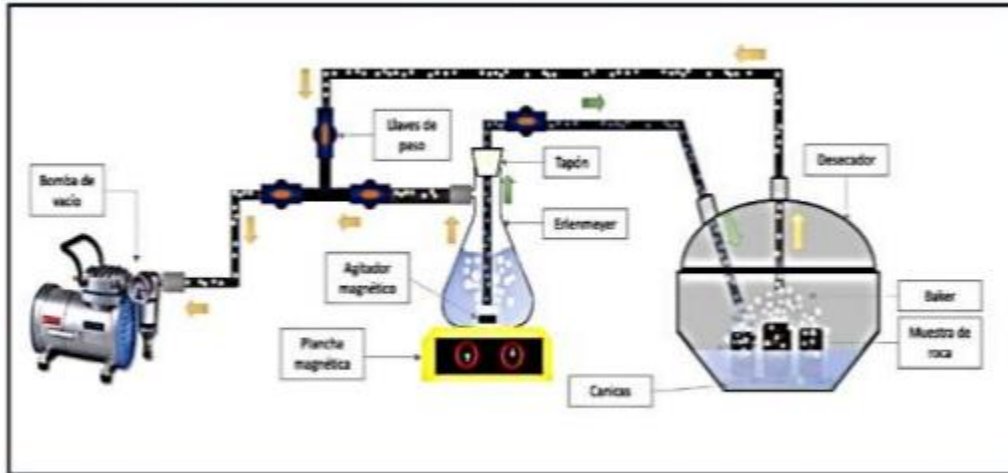


Figura 41. Sistema de saturación de muestra mediante vacío

**4.9.2 Desplazamiento.** Se desplaza la salmuera de formación sintética a través del plug, a diferentes tasas, empezando con 0.1 cc/min, luego 0.15 cc/min y por último 0.2 cc/min. Para determinar la permeabilidad absoluta al agua, la cual da un resultado de 7,5099 mD; luego se desplaza el crudo campo colorado saturado de parafina a una tasa de 0.1 cc/min, 0,2 cc/min y 0,5 cc/min obteniendo una permeabilidad efectiva al crudo de 0.5394 mD. Una vez determinado los datos de permeabilidad absoluta y efectiva se prosiguen a bajar la temperatura del equipo Core Pet de 80°C a 60°C, y así, de esta manera generar el daño por precipitación de sólidos orgánicos en este caso las parafinas, dado que el perfil de viscosidad contra temperatura arroja que el punto de nube es de 65°C.

Tabla 22.

*Variables del desplazamiento 1*

| Temperatura (°C) | Viscosidad (cP) | caudal (cc/min) | Presión (psi) |
|------------------|-----------------|-----------------|---------------|
| 80               | 2,36            | 0.100           | 0,39          |
| 80               | 2.36            | 0,150           | 0,58          |
| 80               | 2.36            | 0,200           | 0,80          |

Tabla 23.

*Permeabilidades desplazamiento 1*

| Permeabilidad                       | Desplazamiento (TC1) |
|-------------------------------------|----------------------|
| K absoluta al agua                  | 7,5099               |
| K efectiva al crudo                 | 0,5394               |
| K efectiva al crudo después de daño | 0,3895               |

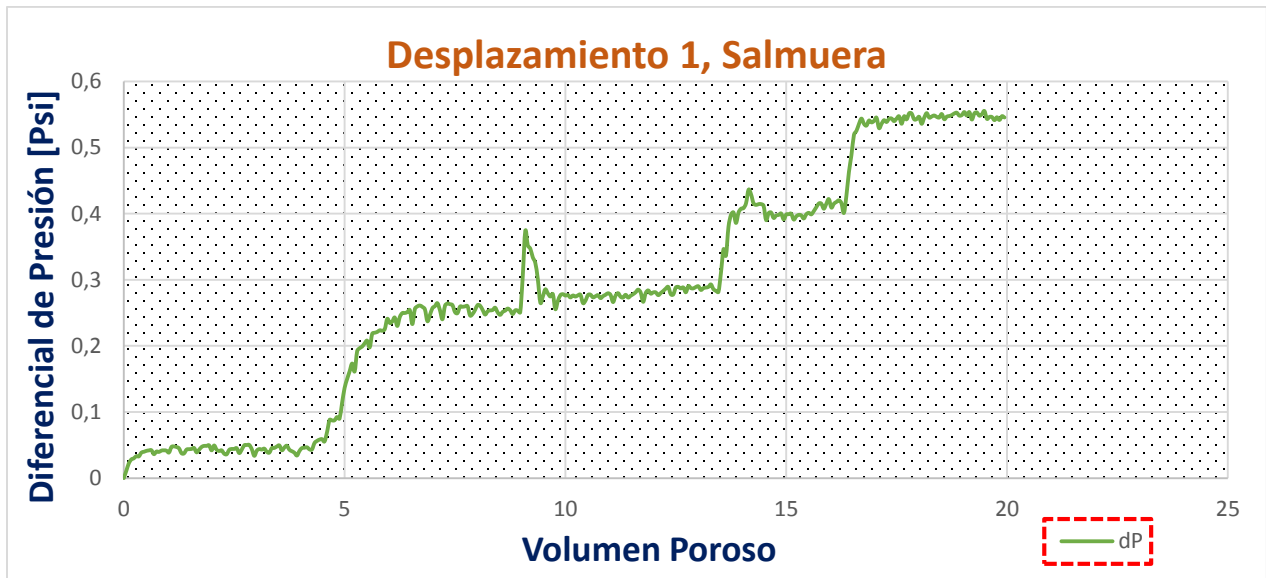


Figura 42. Gráfica delta de presión-volúmenes porosos de la salmuera

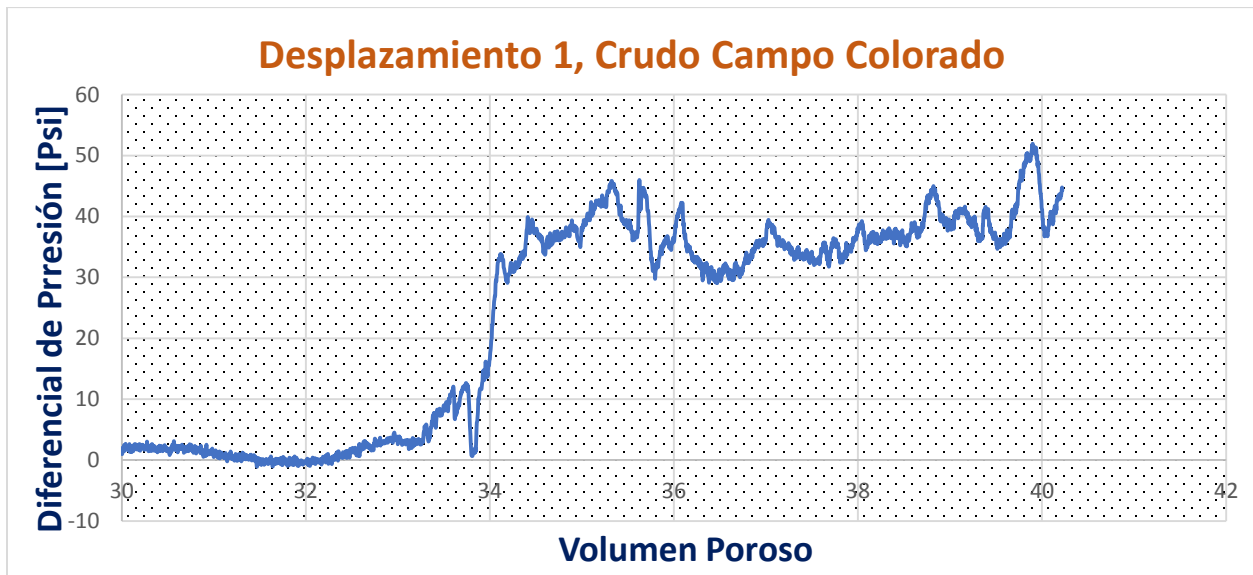


Figura 43. Gráfica delta de presión-volúmenes porosos de crudo

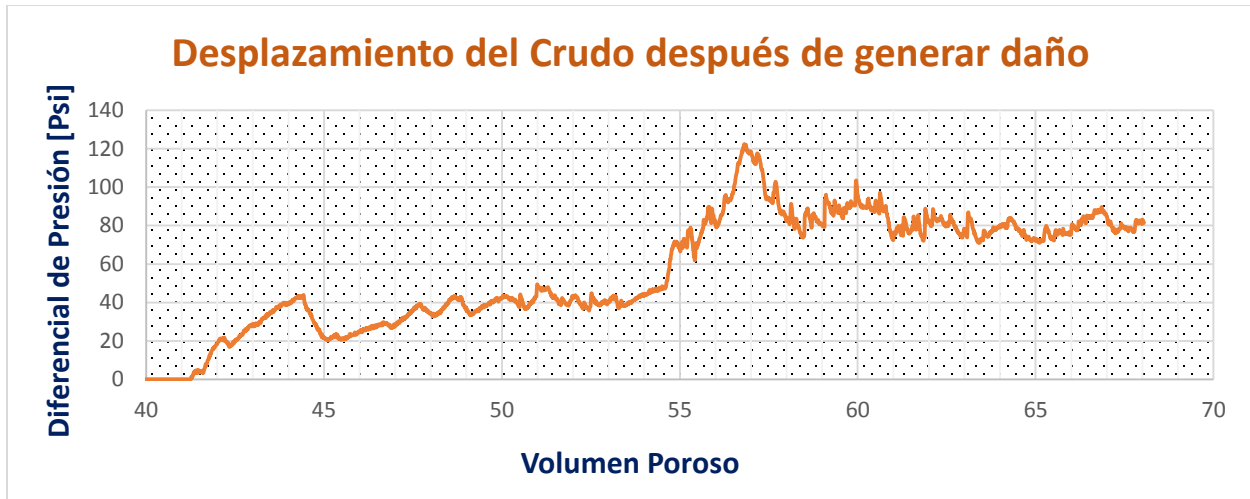


Figura 44. Gráfica delta de presión-volúmenes porosos de crudo luego del daño.

**4.9.3 Desplazamiento 2.** Una vez encontrados los valores de presión y permeabilidad en el primer desplazamiento, se procede a hacer un segundo montaje con una muestra berea de las mismas características de la muestra sintética TC2, disminuyendo el tiempo de limpieza del plug TC2. La muestra berea es la BS-29 de la cual se le haya sus propiedades usando el equipo Keyphi del laboratorio en Guatiguará y se encuentra que tiene una permeabilidad y una porosidad dentro del rango del Campo Colorado.

La muestra berea BS-29 se somete al mismo procedimiento de vacío y saturación, con la salmuera sintética del campo colorado y se realiza el desplazamiento con salmuera a multitasa, se encuentra que presenta un excelente comportamiento y se decide con el ingeniero encargado del equipo Core Pet iniciar con una tasa de 0,1 cc/min, luego a 0,5 cc/min y por último 1 cc/min.

Tabla 24.

*Variables desplazamiento 2*

| Temperatura [C°] | Viscosidad [cP] | Rate [cc/min] | Presión [Psi] |
|------------------|-----------------|---------------|---------------|
| 80               | 2.36            | 0.1           | 0.16          |
| 80               | 2.36            | 0.2           | 0.69          |
| 80               | 2.36            | 1             | 1.15          |

Ya para finalizar la prueba de desplazamiento se inyecta el crudo saturado de parafina al 5% en volumen adicionado con fluido nanoestructurado PK-100 al 10% de concentración, para hallar el nuevo delta de presión y hallar la permeabilidad efectiva al crudo. De esta forma se halla la eficiencia del fluido como tratamiento químico para inhibir parafinas a una temperatura de 60 °C donde ya se están uniendo los cristales de parafinas estudio determinado con los perfiles de viscosidad.

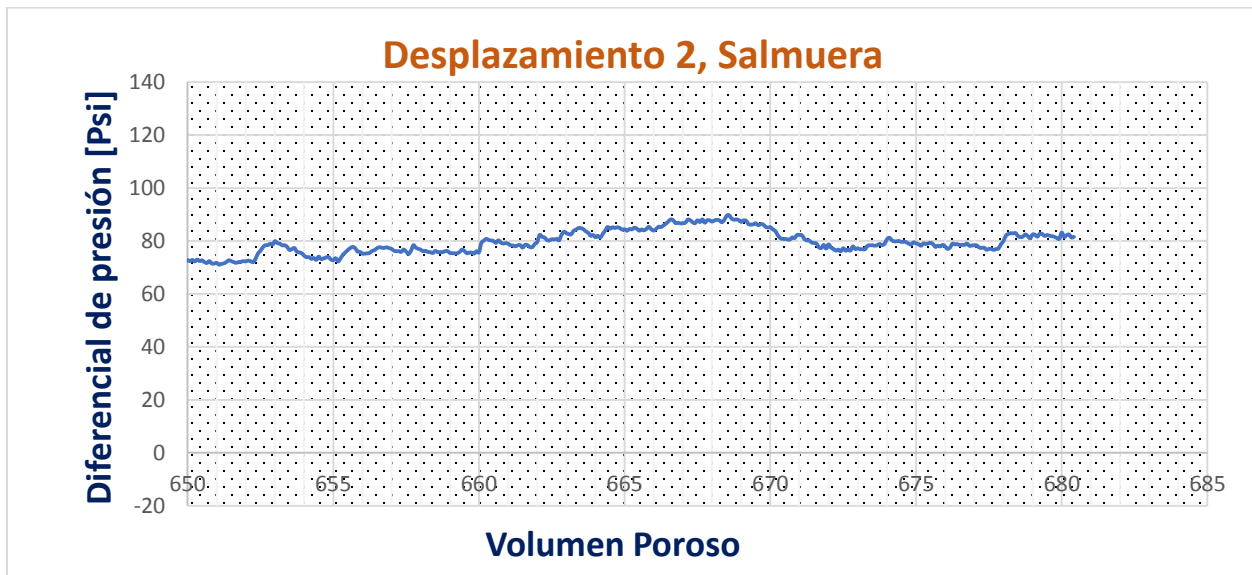


Figura 45. Gráfica delta de presión. Volúmenes porosos de salmuera, desplazamiento 2

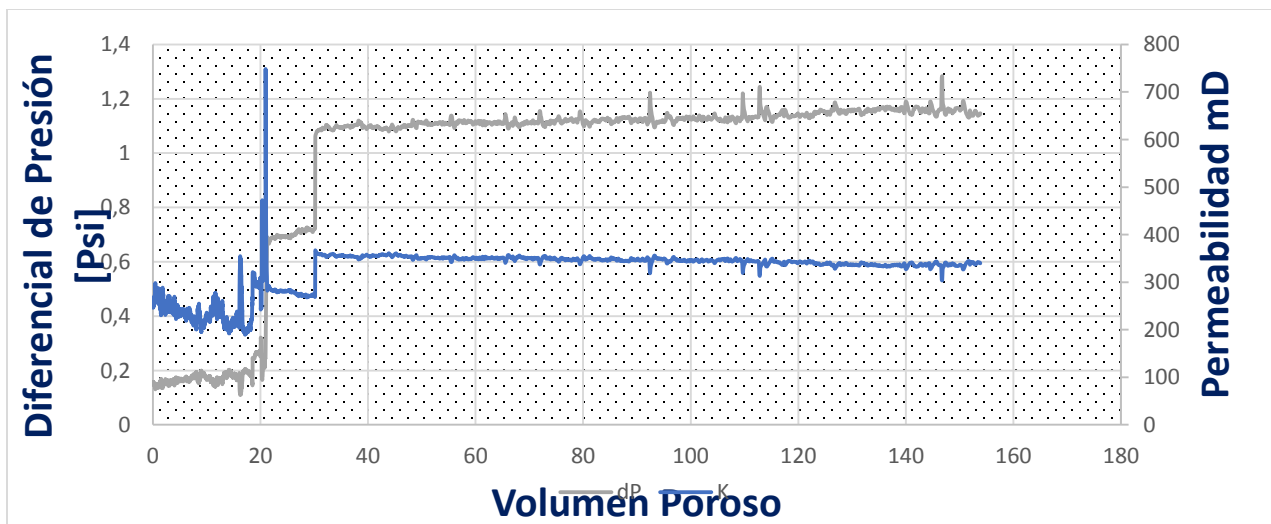


Figura 46. Gráfica delta de presión/permeabilidad-tiempo del crudo, desplazamiento 2



Figura 47. Gráfica delta de presión-volúmenes porosos del crudo, desplazamiento 2

En este punto de la prueba se encuentra una alteración en el delta de presión que no se pudo controlar por ningún medio, ya sea cambio de caudal o flujo inverso, se intenta estabilizar la presión por un periodo aproximado de tres horas, encontrándonos con una respuesta negativa por parte del equipo Core Pet. Esto indica que está ocurriendo una alteración en el procedimiento, dadas las circunstancias se procede a parar el experimento y revisar todo tipo de posibles problemas.

Una vez se realiza el análisis detallado de la búsqueda del posible daño, Se llega al fondo del asunto y se decide abrir el Core Holder. Se halla que el núcleo sufre un daño severo por precipitación de parafinas, y se decide que la prueba no continúa. De esta manera se procede a encontrar con que mecanismo actuó el PK-100, para aumentar el daño por la precipitación de sólidos orgánicos.

Así queda demostrado que el fluido nanoestructurado PK-100 para inhibición de parafinas no es eficiente y presenta un daño más grande que el inicial, descartando toda posibilidad de que pase a una siguiente fase de inyección de fluidos foráneos al yacimiento.

En la finalización de la investigación se halla que el fluido nanoestructurado, contiene en su composición un éster palmítico, y que este al estar compuesto por un alcohol y un ácido carboxílico en presencia de presión y alta temperatura pueden descomponerse, y al ser dos compuestos altamente polares, pueden auto precipitarse en mayor grado que incorporarse a las ceras (Jeramie J. Adams, 2018) y de esta manera ocasionar un mayor conglomerado con las parafinas y perjudicar la inhibición causando un efecto contrario de conglomeración de sólidos.



*Figura 48.* Plug con daño severo.

## 5. Conclusiones

Los fluidos nanoestructurados han tenido un alto desarrollo y aceptación en la industria de los hidrocarburos, pasando por todos los eslabones de la cadena de valor del petróleo, pero su aplicabilidad se ve limitada por sus altos costos y desarrollo de la tecnología.

Entre los parámetros más relevantes que se tienen en cuenta al momento de seleccionar un fluido nanoestructurado para la inhibición de parafinas son los cambios en el punto de fluidez, el punto de nube y la viscosidad, variables que desde un principio deben dar un indicio de la calidad del producto químico como inhibidor de parafinas.

La principal variable en la precipitación de las parafinas es la temperatura, por lo tanto, para inducir el daño por precipitación de sólidos orgánicos en la realización del experimento es necesario encontrar el punto de nube y bajar la temperatura a tal punto o inferior si es posible. Para poder evaluar la cantidad de daño es necesario tener una lectura de diferencial de presión antes y después de bajar la temperatura.

El fluido evaluado PK-100 demostró no ser viable, puesto que en vez de inhibir la precipitación de parafinas lo que hace es intensificar la precipitación de estas, y comparado con lo que se encontró en la literatura, este producto no es nada eficiente, ya que hay reportes de productos con una inhibición de hasta el 90%.

## **6. Recomendaciones**

Realizar un análisis SARA antes y después de saturar el crudo con parafinas del campo colorado de esta manera tener una información más detallada del crudo a tratar.

Realizar una prueba MIC para saber la concentración óptima de inhibidor a usar y saber en qué rangos de dosificación realizar las pruebas.

Comprobar mediante un análisis químico cuál es la composición del nanofluido nanoestructurado, y mediante una prueba SEM revisar que tipo de nanopartícula contiene el fluido.

Hacer una evaluación financiera para el producto PK-100, y saber si es viable en aplicación real al campo en cualquier función que se vaya a desempeñar.

### Referencias Bibliográficas

- Alvarado, J. G., Delgado Linares, J. G., Medina, H. R., Alvarado, J. G., Delgado Linares, J. G., & Medina, H. R. (2015). Rol de la Química Orgánica en los procesos de conversión de hidrocarburos. *Educación química*, 26(4), 288-298. <https://doi.org/10.1016/j.eq.2015.08.001>
- Aseri, A., Garg, S., Nayak, A., Trivedi, S., & Ahsan, J. (2015). Magnetic Nanoparticles: Magnetic Nano-technology Using Biomedical Applications and Future Prospects. *Int. Pharm. Sci*, 31(2), 119-131.
- Ayatollahi, S., & Zerafat, M. M. (2012, enero 1). *Nanotechnology-Assisted EOR Techniques: New Solutions to Old Challenges*. SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/157094-MS>
- Carrillo, D. (2015). *Síntesis de partículas Janus mediante funcionalización química directa y evaluación de su efecto tensoactivo*. Universidad de los Andes. <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/18308/u721940.pdf?sequence=1>
- Chaudhury, M. K. (2003). Spread the word about nanofluids. *Nature*, 423(6936), 131-132. <https://doi.org/10.1038/423131a>
- Delgado, C. (2017). El mundo consumirá un 30% más de energía en 2040 y se aleja de cumplir el Acuerdo de París. *EL PAÍS*. [https://elpais.com/economia/2017/11/14/actualidad/1510661591\\_352717.html](https://elpais.com/economia/2017/11/14/actualidad/1510661591_352717.html)

- Ehtesabi, H., Ahadian, M. M., & Taghikhani, V. (2015). Enhanced Heavy Oil Recovery Using TiO<sub>2</sub> Nanoparticles: Investigation of Deposition during Transport in Core Plug. *Energy & Fuels*, 29(1), 1-8. <https://doi.org/10.1021/ef5015605>
- Faiz, R., & Li, K. (2012). Olefin/paraffin separation using membrane based facilitated transport/chemical absorption techniques. *Chemical Engineering Science*, 73, 261-284. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2012.01.037>
- Jaksic, T., Hull, M. A., Modi, B. P., Ching, Y. A., George, D., & Compher, C. (2010). A.S.P.E.N. Clinical Guidelines. *Journal of Parenteral and Enteral Nutrition*, 34(3), 247-253. <https://doi.org/10.1177/0148607110369225>
- Jiménez-Hornero, F. J., Cervera, J. V. G., & Laguna, A. (2003). Dispersión de un trazador inerte en un medio poroso simulada con el modelo de malla BGK y su combinación con el modelo del camino aleatorio. *Estudios de la zona no saturada del suelo, 2003, ISBN 84-688-3698-2, págs. 237-244*, 237-244. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4789881>
- Kanj, M. Y., Rashid, M. H., & Giannelis, E. (2011, enero 1). *Industry First Field Trial of Reservoir Nanoagents*. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. <https://doi.org/10.2118/142592-MS>
- Ko, S., & Huh, C. (2019). Use of nanoparticles for oil production applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 172, 97-114. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.051>
- Osorio, O. (2013). *Nanotecnología Aplicada a la Industria Petrolera* [Tesis para obtener el título de ingeniero de petróleo]. Universidad Nacional Autónoma de México.

- Steinmetz, N. F., Shah, S. N., Barclay, J. E., Rallapalli, G., Lomonosoff, G. P., & Evans, D. J. (2009). Virus-Templated Silica Nanoparticles. *Small*, 5(7), 813-816. <https://doi.org/10.1002/sml.200801348>
- Taha, N. M., & Lee, S. (2015, diciembre 6). *Nano Graphene Application Improving Drilling Fluids Performance*. International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-18539-MS>
- Wang, L.-L., & Johnson, D. D. (2009). Predicted Trends of Core–Shell Preferences for 132 Late Transition-Metal Binary-Alloy Nanoparticles. *Journal of the American Chemical Society*, 131(39), 14023-14029. <https://doi.org/10.1021/ja903247x>

## **Apéndices**

### **Apéndice A. Protocolo de desplazamiento**

El desplazamiento es la última prueba que se realizará a nivel de laboratorio para finalizar el proyecto llamado “Diseño y uso de pruebas de laboratorio aplicando fluidos nano estructurados para inhibir la precipitación de parafinas en el campo colorado”, dirigido por el Ingeniero docente planta de la escuela ingeniería de petróleos Oscar Vanegas Angarita, y desarrollado por los estudiantes John Sebastián Sanabria Correa, código 2090334 y el estudiante Omar Yessid Figueroa Ávila, código 2144117.

Los fluidos que se van a usar son inicialmente crudos del campo colorado, salmuera sintética, y nanoestructurado PK-100; además de usarse medios porosos sintéticos.

#### **Crudo Campo Colorado**

Este crudo según el coeficiente de caracterización de Watson es un aceite Nafténico-Parafínico. A este crudo se le determinó la gravedad API, punto de fluidez, BSW y viscosidad en el laboratorio de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander (sede central).

En la siguiente tabla presentamos las propiedades del crudo campo colorado.

### Propiedades del crudo campo colorado

| Propiedad        | Valor          |
|------------------|----------------|
| Gravedad API     | 39,7           |
| BSW              | 0%             |
| Viscosidad $\mu$ | 4 [Cp] @ 176°F |
| Punto de fluidez | 59 ° F         |

### Salmuera sintética

Para la realización de la salmuera sintética se tuvo en cuenta la caracterización Físicoquímica del agua de formación del pozo COLORADO 21 encontrada en la tesis de grado “Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafinas en el crudo del campo colorado” Ismael Orlando Ochoa Lara, Sergio López Arteaga; director Emiliano Ariza león; basándose en estos resultados, se preparó una salmuera eléctricamente similar a las siguientes concentraciones:

### Concentraciones de la salmuera sintética

| Compuesto                            | Concentración |
|--------------------------------------|---------------|
| NaCl                                 | 11 [gr/L]     |
| KCl                                  | 0.021 [gr/L]  |
| CaCl <sub>2</sub> ·2H <sub>2</sub> O | 0.974 [gr/L]  |
| MgCl <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O | 0.47 [gr/L]   |

Se preparó la salmuera sintética según las concentraciones de la **tabla** (Propiedades salmuera sintética), y se realizó las pruebas de pH, conductividad, resistividad, salinidad, densidad y total de sólidos disueltos (TDS) todas estas pruebas a temperatura ambiente aproximadamente 22.3 °C obteniendo los siguientes resultados.

**Propiedades salmuera sintética.**

|  |          |
|--|----------|
| <b>pH</b>  | <b>5</b> |
| <b>Conductividad [mS/cm]</b>                                   | 17.69    |
| <b>Resistividad <math>\Omega</math> [<math>\Omega</math>m]</b> | 55.7     |
| <b>Salinidad [ppt]</b>   | 10.58    |
| <b>Densidad [gr/cc]</b>  | 1.006    |
| <b>TDS [gr/L]</b>  | 10.14    |

**Caracterización del Producto Nano Estructurado**

El nombre del producto es PK-100, es un nanofluido compuesto de ésteres vegetales, 100% Biodegradable.

Se le midió el índice de refracción en el parque tecnológico de Guatiguará utilizando dos (2) gotas del nanofluido (PK-100) y el refractómetro obteniendo un índice de 1,4334 a una temperatura de 20 °C.

## Ficha Técnica Pk-100

### BENEFICIOS

- ✓ Reduce la viscosidad en un 97% de un crudo pesado y extra pesado.
- ✓ Es biodegradable.
- ✓ No requiere de complejas estructuras para aplicarse.
- ✓ Disminuye los sobrecostos financieros.
- ✓ Ayuda a disminuir la precipitación parafínica y asfáltica reduciendo la frecuencia de procesos de pigging.
- ✓ Puede cambiar las propiedades físicas y químicas a escala nanométrica (Conductividad eléctrica, calor, resistencia, elasticidad, reactividad).
- ✓ Mejorador de grados API.
- ✓ Permite que la viscosidad se mantenga estable a través del tiempo.
- ✓ Reduce el costo de uso de otros diluyentes como la Nafta.
- ✓ Se puede potencializar hasta un 25% con la Nafta según sea el caso.

### DESCRIPCIÓN

PK100 es un nanofluido aplicado para el mejoramiento de la movilidad en crudos Pesados y extra-pesados.

PK100 es una innovación práctica en la industria de los hidrocarburos, presentando sus características no tóxicas, sin efectos nocivos y libres de agentes cancerígenos.

No contiene bacterias u otros microorganismos que interfieran o desestabilicen los sistemas de tratamiento. No tóxico. 100% biodegradable.

### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Estado físico: Líquido.

Color: Amarillo Claro

Densidad: 0.8 – 0.9 mg/L a 25 °C

No inflamable.

### APLICACIONES

PK100 es un nanofluido aplicado para el mejoramiento de la movilidad en crudos Pesados y extra-pesados.

### INGREDIENTES

Esteres.

### RECOMENDACIONES DE MANEJO Y ALMACENAMIENTO

Se recomienda agitar antes de usar.

Use equipo de protección personal Básico. Lávese bien después de manipular. Retirar la ropa y el equipo de protección antes de entrar en las áreas de alimentación. Mantener el producto alejado de llamas. Almacenar en áreas frescas y mantener el recipiente herméticamente cerrado. Evitar fuertes agentes oxidantes, fuertes ácidos y alcalinos, potentes agentes reductores y minerales extremadamente ácidos.

### PRESENTACIÓN

1Galón, 5 Galones, 55 Galones y 264 galones (isotanque).

### SERVICIO AL CLIENTE

Si usted requiere información adicional o asistencia técnica, comuníquese con nosotros:

PROPEINCOL S.A.S.

Teléfono: (7) 6914406.

Celular: +57 3175124684

Email: [jorge@p2mconsulting.co](mailto:jorge@p2mconsulting.co)



Se fabrican 5 plugs sintéticos contruidos en el parque tecnológico Guatiguará, a los cuales se les asigno el nombre de (TC1, TC2, TC3, TC4 y TC5). Se escogen los más acertados para la realización de la investigación. Sus propiedades petrofísicas se encuentran en la siguiente tabla:

| Nombre de la muestra | K [mD]  | $\phi$ (%) | Diámetro (mm) | Longitud (mm) | Peso (gr) |
|----------------------|---------|------------|---------------|---------------|-----------|
| TC1                  | 150.675 | 10.15      | 37.952        | 23.12         | 54.94     |
| TC2                  | 133.784 | 7.689      | 37.833        | 34.38         | 84.75     |
| TC4                  | 12.392  | 4.555      | 37.052        | 37.87         | 92.69     |

## Procedimiento

### Saturación del plug

**Para el desplazamiento se decide usara los plugs TC2 y TC4.**

Se realiza la desgasificación tanto de la salmuera como de los plugs en la bomba de vacío por tiempo aproximado de un día.

- Lo primero que debe hacerse antes de saturar el núcleo es pesarlo totalmente seco y limpio.
- Luego llenar la celda con salmuera hasta un nivel que alcance a tapar todos los plugs, pero cuidando que no se vaya hacia la bomba, se deja en salmuera y con vacío por aproximadamente 12 horas para eliminar todo el aire del sistema. Hasta notar que no se desprenden más burbujas de aire de las paredes de los plugs.
- Hecho esto, trasvasar el núcleo y el agua a un recipiente cuidando que el núcleo siga sumergido en salmuera.
- Luego, sin escurrir ni limpiar el núcleo, pesar inmediatamente al sacarlo del recipiente, sin volver a introducirlo en el recipiente se seca la balanza y se vuelve a pesar. Este procedimiento se realiza en tres oportunidades diferentes, asegurando que en cada pesada disminuya el peso de este.

- con el promedio de estos datos y el peso del núcleo seco se obtendrá el volumen poroso del núcleo de la siguiente manera, ecuación (3 y 4):

$$\text{Peso promedio núcleo saturado} = \sum \text{pesos núcleo húmedo} / \text{N}^\circ \text{ de pesos} \quad (3)$$

$$\text{Volumen poroso} = (\text{peso promedio núcleo saturado}) - (\text{peso núcleo seco}) \quad (4)$$

Inicialmente se usa la muestra TC2, se inicia con temperatura de 80°C y presión de 670 psi, presión de confinamiento de 1500 psi ya que son las condiciones de yacimiento.

#### **Permeabilidad absoluta al agua, $K_{abs}$**

Una vez embibido y pesado **TC2**, se procede hacer el montaje en el **CORE PET**, y hacer pasar 10 volúmenes porosos de salmuera, con un caudal de 0,5 cc/min y se registra cuando se estabiliza la presión.

Una vez media la permeabilidad absoluta al agua, ajustar el horno a la temperatura de yacimiento.

#### **Permeabilidad efectiva al agua, $K_w$**

Para medir la permeabilidad efectiva al agua, se hace el mismo procedimiento que para  $K_o$ , sólo que en este caso la muestra recolectada de interés será el crudo dentro del núcleo que será desplazado por el agua, para calcular la  $S_{or}$  (saturación irreducible de crudo). El agua recolectada no es importante para esta medición, por esto puede ser desechada. Con un caudal de 0,5 cc/min a presión y temperatura de yacimiento y condiciones de  $Sw_{ir}$ , hasta encontrar la estabilidad de la presión.

### **Generación de daño**

Para poder generar la precipitación de parafinas en el núcleo, se baja la temperatura a 80°C y se desplazan 20 VP de crudo sobresaturado de parafina (mismo crudo campo colorado con una adición de 5% en volumen de parafina pura), a un caudal de 0.5 cc/min y se registra la caída de presión.

### **Tratamiento**

Luego de tener garantizado el daño en el plug por parafinas, inyectamos 15 VP de crudo con un 10% en volumen de producto nanoestructurado PK-100, Pero por cuestiones de tiempo de préstamo de la máquina, se usara otro plug de condiciones similares en permeabilidad y porosidad a un caudal de 0.5cc/min y observamos el efecto del nanofluido al ser desplazado con el crudo, y así demostrar el efecto que causa el nanoestructurado sobre la inhibición de parafinas, aquí se omite el paso de limpieza del plug que es aproximadamente (2 a 6 días).

Se repite el procedimiento anterior para el núcleo TC4, usando el crudo sobresaturado de parafina con una dosificación diferente de producto al 15% en volumen de PK-100 mezclado en crudo.

**Nota:** Tiempo de remojo no hay esperamos generar la inhibición desplazando 15 VP.

El caudal de 0.5 cc/min es tenido en cuenta debido al escalamiento realizado para el pozo colorado 25 con una producción de 22 Bbl diarios de aceite.

Este procedimiento construido bajo la supervisión del Hernando Bottia Ramírez magister en ingeniería química, Líder laboratorio de recobro mejorado enero de 2012 diciembre de 2017. Actualmente pertenece al CICAT, realizando Ph.D en ingeniería química.

## Apéndice B. Diseño de experimento para el desplazamiento

---

### Diseño Experimental

Planteamiento del problema: La precipitación o depósito de sólidos orgánicos, en especial la parafina, es una de las causas principales de la disminución en la producción de los pozos petroleros debido a la reducción del diámetro eficiente de flujo en las líneas de producción.

La precipitación acumulada de estos sólidos en forma de cristales que generan obstrucción en la línea de flujo desde el fondo de pozo, reduciendo gradualmente el caudal de petróleo producido. Este problema se ha remediado parcial y temporalmente con la remoción mecánica de los precipitados en la línea de flujo desde el fondo del pozo hasta la superficie; sin embargo, el problema persiste debido a que su causa no se ha inhibido. También, este inconveniente puede minimizarse mediante operaciones realizadas en el pozo como la estimulación por acidificación o fracturamiento, inyección química o de aditivos poliméricos, inyección de enzimas biológicas, entre otras. La finalidad de este proyecto es probar el efecto de un fluido nanoestructurado en la remoción del daño a la formación, disolviendo mediante un fluido nanoestructurado los cristales de sólidos orgánicos que se hayan precipitado en las líneas de flujo desde el fondo del pozo. El uso de fluidos nanoestructurados está siendo utilizado a nivel mundial cada vez con una mayor aceptación debido a los resultados obtenidos y a la eficiencia de esta.

#### Objetivos:

**General:** Evaluar, mediante pruebas de laboratorio, la eficiencia de un fluido nanoestructurado que inhiba la precipitación de parafinas en el campo colorado.

#### Específicos:

1. Realizar una revisión bibliográfica para una caracterización de los fluidos nanoestructurados definiendo su aplicabilidad en situaciones específicas.
2. Establecer criterios de selección para los diferentes fluidos nanoestructurados disponibles, según sus características, de modo que estos criterios puedan ser usados para desarrollar una metodología que tenga como fin la selección del fluido nanoestructurado más eficiente en la inhibición de parafinas en el campo colorado.
3. Diseñar y realizar pruebas de fluidez y medición cuantitativa de precipitación de sólidos orgánicos, en tiempo y volumen, a condiciones de flujo desde el fondo del pozo hasta superficie, con y sin fluidos nanoestructurados.
4. Demostrar la eficiencia del nanoestructurado seleccionado mediante la comparación de los resultados obtenidos en laboratorio, con los resultados obtenidos en el campo colorado con otros productos comerciales aplicados y otros procedimientos mecánicos y físicos.

**Hipótesis teórica:** La aplicación del fluido nanoestructurado PK 100 incrementa la permeabilidad en aquellas arenas productoras que han sufrido daño de formación causado por precipitación de sólidos orgánicos tales como parafinas y además, lo logra con una mayor efectividad cuando se incrementa su concentración. A mayor concentración de fluido nanoestructurado, mayor disminución en el daño de formación.

#### Resultados Esperados:

Incremento de la permeabilidad en cores que han sufrido previamente daño a la formación por precipitación de sólidos.

Incrementos superiores de permeabilidad en aquellas muestras donde se aplicó el fluido nanoestructurado PK 100 en mayor concentración.

#### Tipo de Diseño:

Completamente al azar con una única variable de entrada (Concentración de Fluido Nanoestructurado). Se descarta el diseño de tipo factorial debido al número de variables de entrada que se van a implementar en las pruebas.

La variable de entrada tiene 4 niveles: 3%, 6%, 8% y 10% en volumen

La Porosidad y Permeabilidad de las muestras antes de la inducción del daño son constantes en todas las muestras. Las condiciones de Presión y Temperatura para las pruebas son constantes e iguales a  $P_{yac}$  y  $T_{yac}$  en una zona potencial de aplicación en campo.

---

#### Definición de variables

Variable Independiente o, de Entrada

Concentración de PK 100: Es el volumen de PK 100 contenido en el volumen total de la solución.

---

---

**Variable Dependiente o de Salida**

**Permeabilidad:** Es la propiedad de una roca para conducir los fluidos que contiene, es decir su habilidad de permitir el flujo a través de sus poros intercomunicados. Se expresa en milidarcys md.

**Factores de Ruido**

**Presión:** Es la fuerza ejercida en dirección perpendicular a una unidad de área. En el caso de los fluidos, éstos se mueven debido a un gradiente o diferencia de presión, y su trayectoria va desde los puntos de mayor presión a los puntos de menor presión. Se expresa en Psi o libras por pulgada cuadrada.

**Temperatura:** Es una medida de la energía cinética de las partículas que componen un fluido. A mayor profundidad en el subsuelo, mayor temperatura. Se expresa en grados Fahrenheit °F o grados Ranking °R.

**Porosidad:** Es la relación del volumen vacío al volumen total de la roca, por lo tanto es una medida de la cantidad de espacios ocupados por los fluidos en el yacimiento. La porosidad puede ser efectiva refiriéndose al volumen de los poros interconectados, y no efectiva en lo concerniente al volumen de poros no comunicados. Se expresa en porcentaje o fracción.

**Variables Extrañas**

**Precipitación de Sólidos Orgánicos:** Es la solidificación de los componentes hidrocarburos de mayor peso molecular en el interior de los poros de una arena productora, lo cual dificulta el flujo de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo ya que reduce el área transversal de flujo.

**Recomendaciones:** Se recomienda de manera enfática la preservación en las condiciones de presión y temperatura durante las pruebas de laboratorio, ya que, de no ser así, se pueden alterar de manera significativa los resultados del estudio.

---