

5 OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE EL USO DE NANOPARTÍCULAS METÁLICAS EN SOLVENTES

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA FIGURA

10 **Figura 1.** Esquema general de inyección de nanosolvente en pozo como método de optimización de la inyección de vapor.

La figura comprende un pozo vertical o horizontal el cual actúa como inyector y productor (1), camión cisterna con almacenamiento del nanofluido (2), sistema de inyección de nitrógeno (3), bomba de desplazamiento del nanofluido (4), toma-muestras (5) y manómetros (6), adicionalmente la inyección de
15 nanofluido (7) y nitrógeno (8), esto ocurre en cabeza de pozo.

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INVENCIÓN

La presente invención es una alternativa integral para optimizar el proceso de inyección de vapor, ya que
20 genera soluciones que permiten un mejor desempeño de la tecnología reduciendo los requerimientos de vapor y por ende el gas natural para su generación, obteniendo con esto una menor huella de carbono sin sacrificar incrementos en el factor de recobro. Además, debido a que este método híbrido involucra reacciones catalizadas se realizó el diseño experimental y se desarrollaron metodologías experimentales y numéricas para determinar parámetros cinéticos y la formulación más adecuada de nanosolvente y su
25 esquema de inyección.

La metodología de desarrollo de la tecnología inicia con un análisis de nanomateriales con alto desempeño catalítico y buena compatibilidad con el solvente. Posteriormente, se realiza el diseño y desarrollo experimental en laboratorio para verificar la dispersión del nanomaterial en solventes tipo hidrocarburo, su conductividad térmica y la concentración mínima del nanomaterial en el solvente que genera el desempeño
30 más adecuado en reducción de viscosidad y gravedad API del crudo.

Teniendo en cuenta los resultados experimentales se implementa un método para determinar parámetros cinéticos a partir de análisis termogravimétrico, con el cual se puede establecer la velocidad con la que ocurre la reacción de acuatermólisis catalizada con nanopartículas.

A continuación, se procede a analizar numéricamente los esquemas de inyección más adecuados para
35 una implementación segura de la tecnología comparativamente con la inyección de únicamente solventes,

- 5 lo que permite estimar un mejoramiento del desempeño del proceso en términos de mejora del crudo, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y aumento del factor de recobro.

La implementación en campo comprende un pozo de un campo de crudo pesado el cual actúa como inyector y productor, que haya sido sometido a procesos de inyección cíclica de vapor pero que contenga una alta saturación de aceite, lo que garantiza su respuesta a procesos de inyección de vapor con la
 10 cantidad de crudo adecuada para que se genere un incremento de crudo mejorado y por tanto se obtenga un beneficio mayor. Seguidamente, el proceso de inyección con la tecnología híbrida se realiza como una inyección simultánea de nitrógeno y nanofluido, y posterior a un período de inyección de vapor, remojo y posterior apertura a producción.

La evaluación del proceso involucra el monitoreo de la inyección y control de los fluidos producidos, lo que
 15 incluye toma muestras previas a la inyección para realizar la verificación de concentración de nanomaterial en el solvente y a la salida del pozo que permita cuantificar la mejora del crudo, determinar incrementos en la producción y detectar el nanomaterial en agua y crudo producido, esto con el fin de comparar el desempeño del proceso respecto a la técnica convencional de inyección cíclica de vapor. Es de notar, que con esta tecnología se busca mejorar la calidad del crudo producido, la reducción de la cantidad de gases
 20 efecto invernadero respecto a la inyección de vapor convencional, la identificación de escenarios de reducción de cantidad de vapor requerido para el proceso y aumento del factor de recobro de petróleo del pozo al que se le aplica la tecnología y su ahorro en uso de nafta para transporte de crudo en superficie gracias al mejoramiento de la reología del crudo.

Los principales beneficios de la tecnología son:

- 25 • Reducción permanente de la viscosidad del crudo producido.
- Mejoramiento del crudo a nivel molecular, específicamente en la reducción de la relación C/H, cantidad de azufre entre otros.
- Reducción de la cantidad de gases efecto invernadero respecto a la inyección de vapor convencional, mejorando la factibilidad técnica de los procesos de inyección cíclica de vapor
- 30 • Reducción de la cantidad del vapor requerido para el proceso y aumento del factor de recobro de petróleo del pozo al que se le aplica la tecnología.
- Ahorro en uso de nafta para transporte de crudo en superficie gracias al mejoramiento de la reología del crudo.

5 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCIÓN

La optimización del proceso de inyección cíclica de vapor en yacimientos de crudos pesados mediante el uso de nanopartículas metálicas en solventes se plantea como una opción para favorecer las reacciones de acuatermólisis y con esto generar una mejora en el crudo resultante en términos de reducción de viscosidad, aumento de gravedad API, craqueo de asfáltenos, lo que produce un aumento del factor de recobro y reducción de la huella de carbono, especialmente en producción de CO₂ y CO. Además, de generar una mayor eficiencia energética de la inyección de vapor.

El proceso propuesto en la presente invención comprende un pozo vertical o horizontal el cual actúa como inyector y productor, se cuenta con un camión cisterna con almacenamiento del nanofluido y un sistema de inyección de nitrógeno, una bomba de desplazamiento del nanofluido, se realiza una toma de muestras y con un manómetro se mide la presión, adicionalmente se realiza la inyección de nanofluido y nitrógeno, esto ocurre en cabeza de pozo como se muestra en la figura 1. Además, posterior a la inyección se incluyen cromatógrafos y medidores de flujo para evaluar el desempeño de la tecnología.

La tecnología híbrida de inyección de nanopartículas metálicas en solventes para optimización de la inyección de vapor en crudos pesados comprende las siguientes etapas:

- **Etapas 1:** Diseño y validación experimental para determinar las mejores condiciones operacionales de la técnica, especialmente concentración de nanopartícula y solvente.
- **Etapas 2:** Determinación de parámetros cinéticos a partir de análisis termogravimétrico del crudo con nanopartículas y en ausencia de ellas.
- **Etapas 3:** Diseño del proceso de implementación de la tecnología de optimización de la inyección de vapor mediante la inyección de nanofluidos basados en nanopartículas tipo núcleo – carcasa y solventes tipo hidrocarburo.
- **Etapas 4:** Implementación del proceso de optimización de la inyección de vapor mediante la inyección de nanofluidos en campo.
- **Etapas 5:** Desarrollo de la estrategia de monitoreo del proceso de optimización de la inyección de vapor mediante la inyección de nanofluidos.

✓ **Etapas 1. Diseño y validación experimental para determinar las mejores condiciones operacionales de la técnica, especialmente concentración de nanopartícula y solvente.**

En esta etapa, se plantea el diseño y validación experimental, lo que incluye técnicas analíticas y cualitativas para determinar el comportamiento y las características de los fluidos y roca de formación,

5 solvente y nanopartícula, además de pruebas fluido – fluido, roca – fluido que permiten evaluar las mejores condiciones operacionales de la técnica. A continuación, se describe en detalle cada una de las fases:

- 10 **a. Caracterización básica:** El objetivo de esta fase es determinar las propiedades fisicoquímicas (densidad, gravedad API, viscosidad dinámica) de las sustancias involucradas en el proceso (crudo, solvente y agua de formación) y las características estructurales (por medio de análisis infrarrojo), morfológicas (tamaño y forma por medio de SEM – Microscopía de barrido electrónico) y térmicas (conductividad térmica) de la nanopartícula. De igual manera, analizar las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y mineralogía) del medio poroso empleado. Esto nos permite evaluar el impacto del proceso de inyección de solventes mejorados con nanopartículas, además, permite vislumbrar la ruta a seguir para la formulación de la dispersión.
- 15 **b. Pruebas estáticas de la tecnología:** En esta fase se determina la respuesta de variables cinéticas como energía de activación a partir de pruebas termogravimétricas, con el fin de determinar el desempeño catalítico y encontrar los tipos de nanopartículas adecuadas para la tecnología en procesos de inyección de vapor.
- 20 **c. Evaluación de la interacción Fluido – Fluido:** Inicialmente se secan las nanopartículas para retirar la humedad por un período de 3600 s a 398,15K, posteriormente se llevan a desecador por 30 min (1800 s). Se agregan los nanomateriales al solvente (nafta) y se agitan magnéticamente a 300 rpm durante 6 horas (21600 s) a 25°C (298.15 K) y finalmente se sonicán por 4 horas (14400 s) a temperatura de yacimiento, los cuales se preparan a la concentración objetivo (varía entre 150 – 2000 ppm (0.15 – 2 kg/m³)) con el fin de evaluar su estabilidad.
- 25 Es de notar, que en esta fase se evalúa la compatibilidad entre la nafta mejorada con nanopartículas y los fluidos involucrados en el sistema (crudo (cuyas características se muestran en la Tabla 1) y agua de formación) por medio de pruebas de botella en relaciones 30/70, 50/50 y 70/30 en volumen nafta mejorada/sistema. Para esta evaluación las muestras se agitan durante 60 segundos, se evalúan a las 2 horas (7200 s) a temperatura de yacimiento. En el caso del crudo,
- 30 se precalienta la muestra a temperatura de yacimiento (ver Tabla 2), durante 2 horas (7200 s), previo a la interacción con el nanofluido. Posterior a la interacción entre los sistemas se evalúa visualmente si se forman una o más fases, con el fin de determinar si son compatibles entre sí o si se presenta formación de emulsiones.
- 35 Posteriormente, se realiza el análisis de la concentración óptima de nanopartículas en términos de mejoramiento del crudo (*upgrading*), principalmente respecto a la reducción de viscosidad y
- 40

aumento de gravedad API. Para este fin se preparan nanofluidos a concentraciones de 250, 350, 500, 1000, 1500 y 2000 ppm (0.25, 0.35, 0.5, 1, 1.5, 2 kg/m³) en nafta y se pone en contacto con el crudo a una relación del 10% en volumen con el fin de evaluar los cambios del crudo con la inclusión del nanofluido. Para el caso de la gravedad API se emplea un hidrómetro el cual se sumerge en una probeta con crudo a temperatura estándar de 60°F (288.706 K). La corrección con la temperatura se realiza de acuerdo con la norma ASTM D1250. Por otro parte, la viscosidad se mide a una tasa de corte de 7,3 s⁻¹ a temperatura de yacimiento (ver Tabla 2).

Adicionalmente, se evalúa el comportamiento reológico de la mezcla nanofluido – crudo en relaciones 5, 8 y 10% en volumen con respecto a solo el crudo sin nanofluido. Se adjunta caracterización del crudo involucrado en el sistema. Las características fisicoquímicas del agua de formación no influyen en el desempeño de la metodología de inyección debido a que el nanofluido actúa en la fase aceite.

Tabla 1. Crudo

Característica	Rango
Gravedad API	6 – 20
Viscosidad, Pa·s @ 313.15 K	0.2 – 10

d. Estudio experimental Roca – Fluido: En esta fase se realizan pruebas de desplazamiento lineal en núcleos de roca a condiciones de yacimiento (coreflooding) como las mostradas en la tabla 2, usando las formulaciones nanopartícula – solvente que pasaron los criterios definidos durante la fase de evaluación experimental fluido-fluido. El objetivo final de estas pruebas de desplazamiento es obtener un grupo de resultados específicos y confiables usados como datos de entrada en la simulación numérica del yacimiento, para predecir de forma acertada el efecto global de la inyección de formulaciones de solvente mejorado con nanopartículas.

Tabla 2. Rangos de condiciones de yacimiento

Característica	Rango
Acuífero activo	No
Profundidad, m	30.48 – 1219.2
Saturación de aceite, fracción	0.3 – 0.85
Temperatura en fondo, K	285.928 – 344.261
Permeabilidad	300 mD (2.961 x 10 ⁻¹³ m ²) – 7000 mD (6.91 x 10 ⁻¹² m ²)
Espesor, m	6.70 – 92.96
Contenido de arcillas, %	0 – 20

5

✓ **Etapla 2. Determinación de parámetros cinéticos a partir de análisis termogravimétrico del crudo con nanopartículas y en ausencia de ellas**

10 Para la determinación de los parámetros cinéticos de la reacción de acuatermólisis se recopilaron los resultados experimentales de las pruebas termogravimétricas a alta presión y espectrometría de gases de los productos de la reacción de descomposición de asfaltenos en presencia del solo crudo y del nanocatalizador (alúmina funcionalizado con níquel y paladio) adsorbido en asfaltenos, seleccionado en la etapa experimental.

15 Los resultados de análisis termogravimétricos recopilados constan de la pérdida de masa con respecto a la temperatura (%/°C) a lo largo del proceso de descomposición de asfaltenos, los cuales son usados para determinar parámetros cinéticos a partir de la aplicación del método isoconversional de *Friedman* en el rango de interés (298,15 K a 873,15 K), en las cuales ocurren principalmente reacciones de *cracking* térmico y pirólisis. La metodología empleada para determinar los parámetros cinéticos del crudo en presencia y ausencia de nanocatalizadores se describe a continuación:

20 a. Se calcula la conversión por medio de la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{m_0 - m}{m_0 - m_f}$$

Donde α = conversión

m_0 = masa inicial, m_f = masa final y m masa en un tiempo determinado

- 25 b. Se deriva matemáticamente la conversión (α).
- c. Se deriva matemáticamente la temperatura en kelvin (K).
- d. Se calcula la derivada de la conversión con respecto a la temperatura ($d\alpha/dT$).
- e. Se calcula el logaritmo natural de la derivada de la conversión en función de la temperatura, es decir, $\ln\left(\frac{d\alpha}{dT}\right)$.
- 30 f. Se grafica el $\ln\left(\frac{d\alpha}{dT}\right)$ en función del inverso de la temperatura ($1/T$) en kelvin (K), estos resultados permitirán encontrar la región lineal de descomposición.
- g. Se realiza el ajuste de datos en la región lineal y a partir de la pendiente de la recta se calcula la energía de activación en kJ/mol por medio de la expresión (Pendiente*R/1000).
- h. A partir de la energía de activación obtenida del proceso se calcula $\ln\left(\frac{d\alpha}{dT}\right) + \frac{E_A}{RT}$ para todo el
- 35 grupo de datos y se grafica en función de $\ln(1 - \alpha)$, con el fin de determinar el factor pre exponencial y el orden de la reacción.

- 5 i. Se realiza el ajuste lineal del rango de datos de acuerdo con la geometría de la gráfica, en general se ajustan los datos correspondientes al lado izquierdo del pico de descomposición, a partir del cual el intercepto de la recta corresponde al logaritmo natural del factor pre-exponencial y la pendiente es el orden de la reacción.

10 ✓ **Etapla 3. Diseño del proceso de implementación de la tecnología de optimización de la inyección de vapor mediante la inyección de nanofluidos basados en nanopartículas tipo núcleo – carcaza y solventes tipo hidrocarburo.**

En esta etapa se emplea la información obtenida a nivel experimental y los parámetros cinéticos determinados en la etapa anterior para la generación de escenarios de optimización de la inyección de vapor mediante la inyección de nanofluidos, para este fin se hace uso de modelos numéricos y analíticos para evaluar el proceso y predecir a través de esto los mejores escenarios que permite soportar su implementación en campo. Dentro de las variables evaluadas están:

- 20 a. **Tasa de inyección de nanofluido/Tasa de inyección de vapor.** Esta relación está directamente relacionada con la producción de crudo, a mayor tasa de inyección de nanofluido mayor producción, sin embargo, una inadecuada relación con el crudo puede generar problemas en el yacimiento como precipitación de asfáltenos, por lo que la relación ideal se encontró en el 10%.
- 25 b. **Esquemas de inyección del nanofluido.** Se analizaron diversos esquemas y teniendo en cuenta la seguridad y efectividad del proceso se determinó que el mejor esquema consiste en un bache de inyección de nitrógeno, seguido de la co-inyección de nitrógeno – nanofluido, posteriormente, un bache de inyección de nitrógeno y finalmente el esquema convencional de inyección de vapor + remojo y posterior producción.
- 30 c. **Tiempo de inyección.** Esta variable está relacionada con el tiempo de contacto de nanofluido – crudo, sin embargo, no debe ser muy alta (menor a 72 horas (259200 s) para que puedan entrar en contacto rápidamente con el vapor, además está ligada a la economía del proyecto.
- 35 d. **Volúmenes de aceite incrementales.** Por medio de esta variable se determina el éxito de la implementación del proceso de optimización de inyección de vapor con nanofluidos, contrastándolo con la línea base de inyección de vapor convencional.
- e. **Reducción de tasa de vapor.** Se realizan análisis de cuanto se puede reducir la tasa de vapor o el tiempo de inyección con el fin de reducir la cantidad de vapor inyectado por ciclo a una producción acumulada típica de un ciclo de vapor, obteniendo reducciones de hasta el 60% de tasa de vapor convencional, sin embargo, la reducción de tasa puede variar en función de la saturación de aceite, las propiedades del crudo y la petrofísica del campo.
- f. **Producción de gases de efecto invernadero para la tecnología híbrida respecto a la inyección cíclica de vapor convencional.** Para obtener estos datos se incorpora dentro del

5 modelo cinético convencional de Hyne variables como el nanofluido y el crudo mejorado, además de la estequiometría producto de las pruebas experimentales.

10 ✓ **Etapla 4. Implementación del proceso de optimización de la inyección de vapor mediante la inyección de nanofluidos en campo.**

Teniendo en cuenta los resultados de las etapas previas, los pasos que se realizan durante esta etapa son:

1. Preparación, calidad y transporte del nanofluido para inyección:

- 15 • Se define las propiedades fisicoquímicas del solvente (gravedad API y viscosidad) y se transporta en camión cisterna al campo, el solvente debe estar lo más limpio posible (con el menor contenido de sólidos disueltos (0 – 900 ppm (0 – 0.9 kg/m³)).
- Se almacena la nanopartícula en un lugar lo más seco y fresco posible, con el fin de evitar aglomeración y degradación del material.
- 20 • Realizar curva de turbidez para verificación de concentración de nanopartícula (varía entre 150 – 2000 ppm (0.15 – 2 kg/m³)) en solvente y análisis con turbidimetría por un período determinado (entre 24 -72 horas (86400 – 259200s) para medición de estabilidad del nanofluido.

2. Identificar facilidades requeridas para transporte y mezclado in situ a requerirse.

25 En esta etapa se requiere un tanque de mezclado o *batch mixer* para la preparación del nanofluido, a este tanque se le inyecta el solvente (42 – 86 m³) el cual proviene de camiones cisterna y se adiciona en la parte superior la nanopartícula para un correcto mezclado. Posteriormente, se incluye un tomamuestra a la salida del tanque seguido de una unidad de bombeo que permite inyectar el nanofluido a la presión deseada en cabeza de pozo.

30 **3. Preparación y adecuación del pozo inyector.** El procedimiento establecido es el siguiente:

- Suspensión de la producción del pozo para convertir en inyector el mismo.
- Inicio de la inyección de nitrógeno por un período de 3 horas (10800 s) a una tasa de inyección entre 900 – 1200 m³/h (0.25 – 0.33 m³/s).
- 35 • Co-inyectar nitrógeno (0.25 – 0.33 m³/s) y nanofluido (270 – 540 bbl (42 – 86 m³)) a una presión baja en función de no superar la presión de inyección en cabeza máxima establecida (10% por debajo de la presión de fractura del pozo). Inyectar por un período de 18 horas (64800 s) alcanzando el volumen total que se requiere inyectar de nanofluido.
- Inyectar un bache de nitrógeno 900 – 1200 m³/h (0.25 – 0.33 m³/s) por un período de una hora (3600 s) por temas de seguridad del proceso.

- 5
- Iniciar inyección de vapor convencional con 10000 MMBTU (1.055×10^{13} J) con posterior cierre para remojo por un período de tres días y puesta en producción.
 - Realizar la caracterización fisicoquímica y estructural (viscosidad, densidad, contenido de asfaltenos por medio de análisis SARA) de los fluidos producidos y monitoreo a la producción de crudo posterior al tratamiento para evaluar el avance del proceso e identificar posibles anomalías durante el levantamiento de la bomba como emulsiones, alta producción de gas, baja tasa de líquido, entre otras.
- 10

15

✓ **Etapa 5. Desarrollo de la estrategia de monitoreo del proceso de optimización de la inyección de vapor mediante la inyección de nanofluidos.**

Una vez se realice la implementación en campo se inicia con el proceso de monitoreo y seguimiento de las variables de pozo y superficie involucradas en el proceso, para lo cual se diseñó la siguiente estrategia de monitoreo para la tecnología.

20 Tabla 5. Esquema de monitoreo: Pozo Inyector – productor medición en línea en tiempo real

Parámetro	Método	Objetivo
Temperatura	Termocuplas en facilidades	Asegurar temperaturas bajas (5K por debajo de la temperatura de autoignición del solvente) en el proceso para evitar riesgos de explosión
Presiones en fondo y cabeza de pozo	Manómetros en cabeza de pozo y sensor a lo largo del pozo	Identificar la presión de entrada del sistema de levantamiento.

Tabla 6. Esquema de monitoreo: Pozo Inyector – productor medición en bache

Parámetro	Método	Objetivo
Concentración de nanopartículas en el solvente	Turbidimetría	Asegurar la concentración objetivo (150 – 2000 ppm ($0.15 - 2 \text{ kg/m}^3$)) de nanopartículas en el solvente previo a la inyección del nanofluido
Estabilidad de nanofluidos	Turbidimetría	Asegurar la estabilidad del nanofluido previo a la inyección del

		mismo en pozo (mínimo de 24 horas – 86400 s)
Concentración de nanopartículas en fluido de producción (agua y crudo)	Análisis de metales (aluminio, níquel y paladio) mediante espectroscopía	Identificar la presencia de nanopartículas en crudo y agua para verificar tiempo de residencia en el proceso
Calidad de agua	Análisis iónico y cuantitativo de metales (aluminio, níquel y paladio)	Determinar el patrón característico del agua de yacimiento con el fin de realizar un seguimiento evaluando los posibles cambios debido al proceso
Calidad del crudo	Análisis elemental, análisis SARA y gravedad API	Determinar el mejoramiento del crudo producto del proceso, evaluando la calidad del crudo antes y después de la inyección de nanofluido.
Emulsiones	Estabilidad coloidal y distribución de tamaño de partícula	Evaluar el comportamiento de las fracciones coloidales bajo la influencia del nanofluido. Estas pruebas permiten predecir la estabilidad del crudo, es decir, la tendencia de los asfáltenos a precipitarse.

5

Finalmente, se debe cuantificar la producción de aceite incremental debido a la implementación del proceso. Es de notar que la composición del nanocatalizador más eficaz y la concentración del mismo en el solvente, se determinan con base en estudios de laboratorio del petróleo de un yacimiento específico.

10 EJEMPLOS

- **Prueba fluido – fluido para la determinación de concentración de nanopartículas y solvente.**

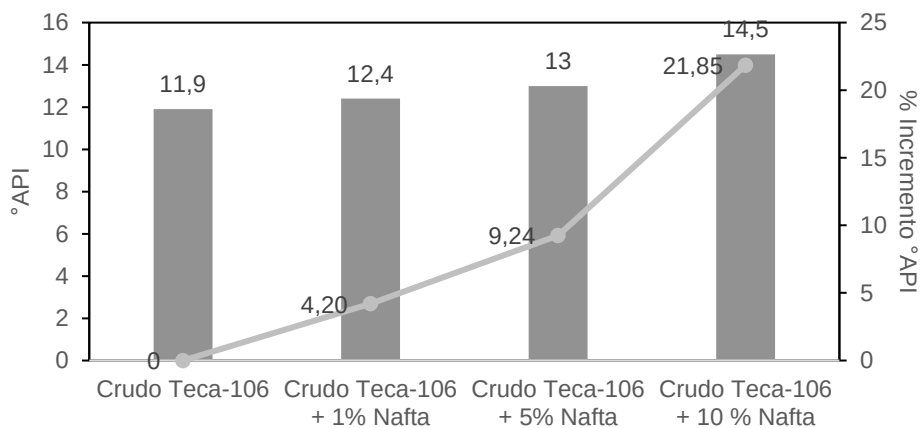
La inyección de nafta combinada con nanocatalizadores tiene como función disminuir la viscosidad del crudo mejorando la relación de movilidad entre la fase desplazante y desplazada; es decir, la fase desplazada logra un barrido macroscópico más eficiente en presencia de nafta y nafta mejorada con

15

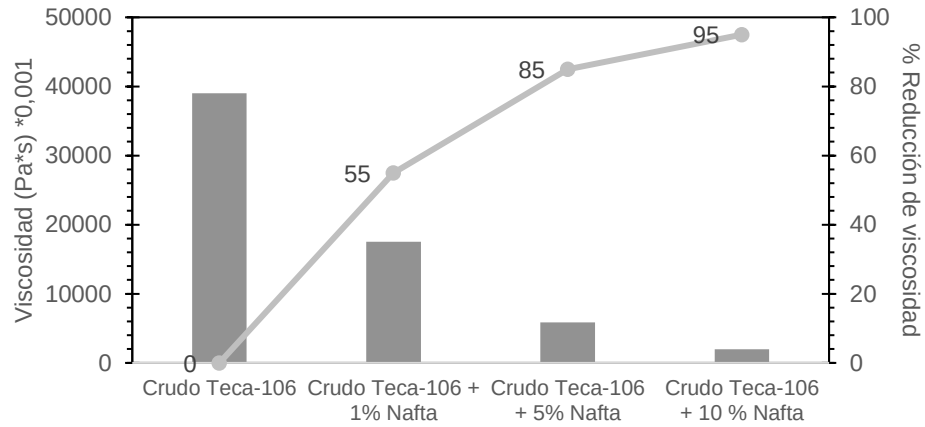
5 nanomateriales por efecto tensoactivos. Debido a esto, una medida fundamental en los procesos de recobro con nafta mejorada es la evaluación de la viscosidad y la gravedad API de los sistemas con crudo en ausencia y presencia de nafta mejorada con nanopartículas. Es de notar que, la nanopartícula seleccionada para realizar la evaluación preliminar del cambio en gravedad API y viscosidad del crudo en presencia de nafta se denomina AlNiPd, debido al mejor rendimiento obtenido en las otras técnicas
10 evaluadas.

Además, la dosificación de nanopartículas en el nanofluido se determina a través de pruebas de mejoramiento in-situ del crudo. Estas pruebas se dividen en dos, mezclas crudo – nafta y mezclas crudo, nafta, nanopartículas a concentraciones de 350, 500, 1000 y 2000 ppm de la nanopartícula AlNiPd. Por su
15 parte, las mezclas crudo – nafta se realizaron a concentraciones de 1%, 5% y 10%p/p de nafta en crudo, evaluando su variación de gravedad API y viscosidad del crudo respecto al crudo original.

La Figura 2 muestra los resultados de gravedad API (a) y viscosidad (b) de las mezclas crudo – nafta y su porcentaje de incremento respecto al crudo Teca – 106 original. Como se puede observar, a medida que
20 aumenta la concentración de nafta en la mezcla aumenta la gravedad API y disminuye la viscosidad del sistema, lográndose el mejor escenario cuando la nafta participa al 10% en mezcla con crudo. Esto se debe a que los constituyentes de la nafta tienen la capacidad de intervenir con los componentes aromáticos y pesados del crudo.



(a)

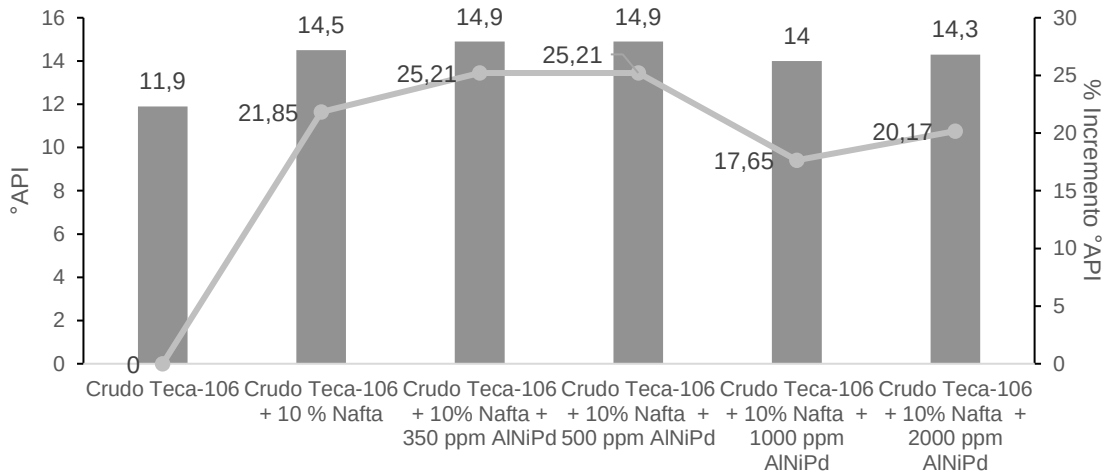


(b)

Figura 2. Comportamiento viscosidad (a) y gravedad API (b) de diferentes sistemas crudo y nafta.

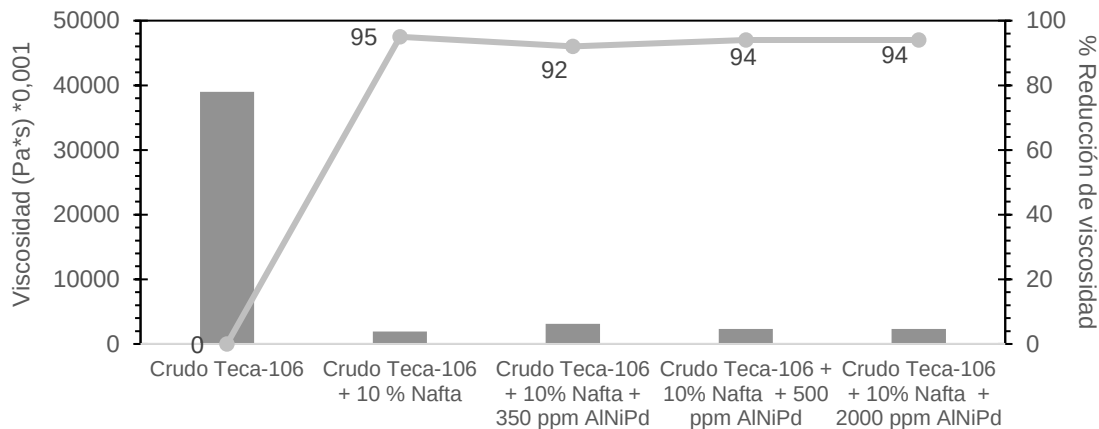
5

De acuerdo con esta etapa se preselecciona la concentración de 10% de nafta en crudo, con la cual se evalúa el efecto de la adición de las nanopartículas AlNiPd a diferentes concentraciones en nafta. La Figura 3 presentan los resultados en gravedad API y viscosidad de los sistemas.



10

(a)



5

(b)

Figura 3. Comportamiento viscosidad (a) y gravedad API (b) de diferentes sistemas Crudo, Nafta y Nanopartículas.

Como se observa, las concentraciones evaluadas para las nanopartículas AlNiPd fueron de 350, 500, 1000 y 2000 ppm, obteniéndose los mayores incrementos de gravedad API con las concentraciones de 350 y 500 ppm. Por su parte en cuanto a reducción de viscosidad el comportamiento es muy similar, obteniéndose reducciones de hasta el 94% en viscosidad respecto al original. De acuerdo con estos resultados y considerando que se obtiene un resultado similar con la de 500 y 350 ppm, se selecciona la concentración más baja con el fin de optimizar costos con el mismo rendimiento.

15

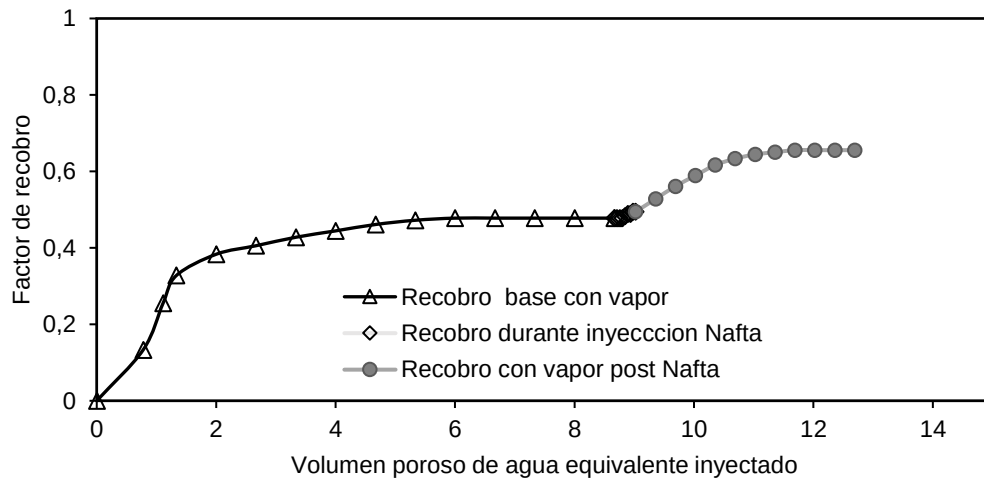
- **Evaluación roca-fluido para determinación de eficiencia de desplazamiento de nanosolventes en pruebas de inyección de vapor**

La curva de recuperación de petróleo para la inyección de vapor y subsecuente inyección de nafta (0,3 VP) se muestra en la Figura 4 (a). En estas pruebas, la permeabilidad absoluta y efectiva del petróleo (k_o) se estimaron en 1263 y 897 mD, respectivamente, lo que concuerda con las propiedades de yacimiento de este campo. Posterior de la inyección de 9 volúmenes porosos de agua equivalente (PVWE), se obtiene una recuperación de petróleo del 47% debido a la transferencia de calor a la roca y fluidos, promoviendo su expansión térmica. Además, otros mecanismos relacionados son la posible segregación gravitacional de fluidos, la volatilización de los hidrocarburos más ligeros y la disgregación de la red viscoelástica del aceite. Después de la inyección del bache líquido de nafta y el remojo de 12 horas (43200 s), se obtuvo un incremento del 18% en el aceite recuperado, indicando el potencial de la nafta para asistir este tipo de tecnologías y proveer un mayor recobro de aceite.

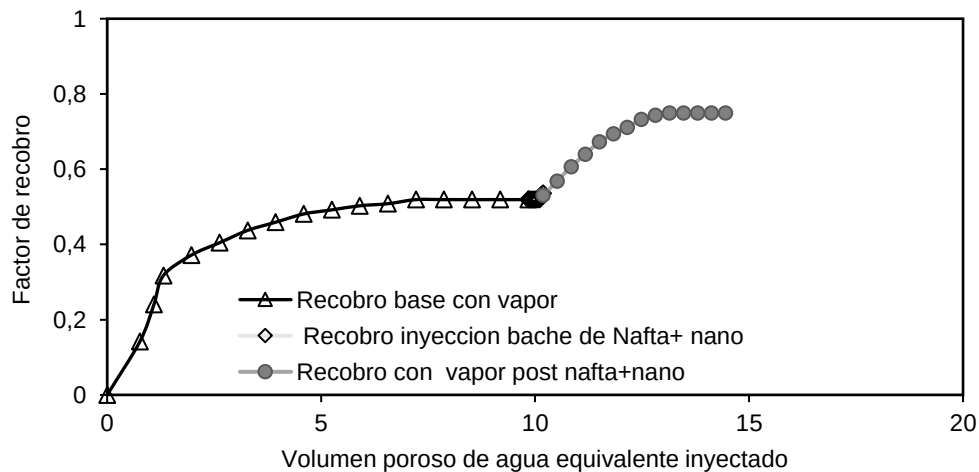
5

Por su parte, la curva de recuperación de petróleo para la inyección de vapor asistida por el nanofluido que consiste en 500 ppm de nanopartículas AlNiPd dispersas en nafta se muestra en la Figura 4 (b). Para estas pruebas, la permeabilidad absoluta y efectiva del petróleo (k_o) se estimaron en 1115 y 866 mD, respectivamente. Después de 9 PVWE inyectados, se obtiene una recuperación del 51% del aceite *in-situ*.

10 Posterior a la inyección del nanofluido, el recobro aumenta hasta un 74%, es decir 24% más.



(a)



(b)

Figura 4. Curva de recuperación de aceite para el campo Teca 106 durante la inyección de vapor y subsecuente inyección de un bache de nafta (a) y (b) nanofluido.

15

- 5 **Nota:** Etapa (1) inyección continua de vapor, Etapa (2) inyección de 0,3 VP de nafta o nanofluido en bache, y Etapa (3) inyección de vapor después remojo medio poroso.

10 Como se puede evidenciar, el incremental de la recuperación de aceite respecto a la inyección de vapor para el desplazamiento con nafta fue del **18%**, y para el caso de la inyección de nanofluido fue del **24%** en el aceite recuperado a las mismas condiciones de inyección, con lo cual se demuestra una recuperación adicional de crudo con el uso de nanocatalizadores, obteniendo un mecanismo adicional de recobro debido a las reacciones de acuatermólisis.

15 Lo anterior está relacionado con la rápida interacción entre el vapor de agua y los sitios activos del nanocatalizador a base alúmina, níquel y paladio [18]. Además, se mejora la velocidad de ruptura del enlace C-C en el craqueo catalítico de fracciones de petróleo pesado, y se produjeron cantidades más altas de especies de H_2 y O_2 a partir de la división de moléculas de vapor para reaccionar con los asfáltenos y resinas sobre las superficies del catalizador [18]. Al mismo tiempo, el aumento de las interacciones asfaltenos- Al_2O_3 permite una mayor adsorción y liberación de oxígeno [19]. Por lo tanto, las vacantes de aniones de oxígeno en la superficie del nanocatalizador se vuelven inestables [20] [21], rompiendo las fracciones de aceite pesado mediante oxidación parcial a través de la producción de oxígeno promovida por el nanocatalizador o agua a través de la reacción redox. Además, el mecanismo de reacción redox entre el nanocatalizador, los hidrocarburos pesados y el $H_2O(g)$ da como resultado la formación de hidrógeno como subproducto, que podría participar en la estabilización de los radicales libres previamente craqueados [22]. En la siguiente sección se muestran los resultados de evaluación de los efluentes de esta etapa, con el fin de contrastar los posibles mecanismos de recuperación.

- **Caracterización de efluentes posterior a la evaluación roca-fluido de nanosolventes en pruebas de inyección de vapor**

30 La Figura 5 muestra los valores de gravedad API y viscosidad para el crudo sin tratar, el crudo después de la inyección de vapor, el crudo recuperado durante la inyección de vapor después de la inyección de nafta y después de la inyección de nanofluido.

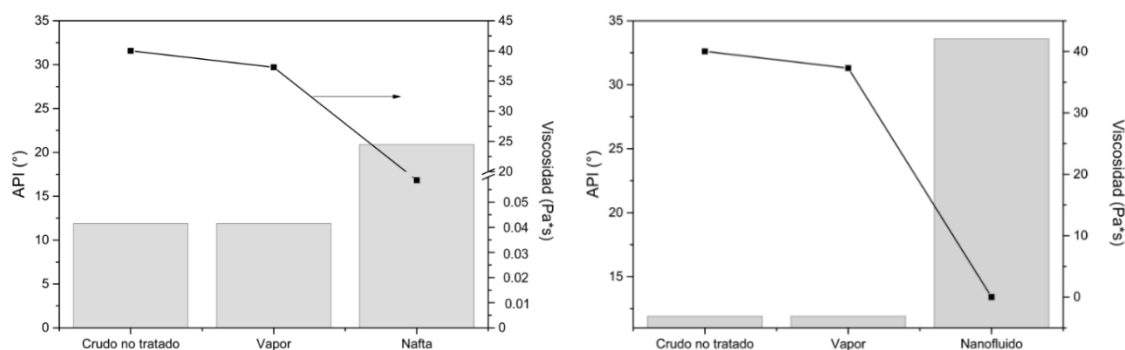


Figura 5. Medición de API y viscosidad de crudo después de la inyección de vapor, nafta y nanofluido para el campo Teca 106.

Como se puede observar la gravedad API no se modificó durante la inyección de vapor, manteniéndose cercana al valor del crudo no tratado (11.9°). Sin embargo, la viscosidad disminuye (de 40.02 Pa·s a 37 Pa·s), aunque en baja medida, gracias a la transferencia de calor del vapor de agua al crudo, además, esto podría estar relacionado con la reducción de las fuerzas cohesivas sobre las estructuras moleculares de los compuestos combinados asfáltenos-resinas. Después de la inyección de nafta, la gravedad API aumenta hasta 20.9° y la viscosidad disminuye cerca de los 0.587 Pa·s. Este escenario, está ampliamente influenciado por efectos de dilución de la nafta en el crudo.

Por su parte, posterior a la inyección del nanofluido, la gravedad API incrementa hasta 33° y la viscosidad disminuye hasta los 0.022 Pa·s, indicando el potencial de las nanopartículas para mejorar la calidad del crudo, en un mayor grado que el sistema tratado solo con nafta. Gracias al efecto beneficioso entre los óxidos metálicos en la superficie de las nanopartículas [23], el desarrollo del ciclo redox por el soporte [24], los aniones vacantes de oxígeno proporcionados por los iones Al^{2+} para la adsorción de moléculas de vapor de agua [25], y la catálisis de reacciones que favorecen la producción de hidrógeno [26], se obtiene una gran mejora en la calidad del crudo pesado, reduciendo la presencia de compuestos de petróleo pesado, aumentando los componentes saturados y reduciendo a su vez la presencia de contenido aromático.