

**Evaluación del cambio de la mojabilidad de la roca mediante el uso de nanopartículas de óxido de grafeno en presencia de un surfactante comercial y fluidos de formación de un campo colombiano.**

José Thancy Minotta Perea, Arnold Javier Ramírez Bayona

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Jimena Lizeth Gómez Delgado

Msc. Ingeniería de Petróleos y Gas

Codirector

John Jairo Rodríguez Molina

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga

2022

**Dedicatoria**

*A Dios por todas las oportunidades que me ha brindado en la vida y darme la fuerza necesaria para culminar esta meta.*

*A mis padres Marybeth y José, por apoyarme en cada momento incondicionalmente, enseñarme a afrontar las dificultades e impulsarme a conseguir cada uno de mis sueños, formando a una persona con principios, valores y perseverancia, todo esto acompañado siempre de un enorme cariño, gracias por creer siempre en mí.*

*A mi hermana Yisel, por enseñarme el significado de tenacidad, por sus consejos, guía y animarme a superarme cada día como persona y profesional, gracias por siempre brindarme tu apoyo y cariño.*

*A mi abuela Telesila, desde el cielo eres esa luz que me daba fuerzas para continuar en los momentos difíciles.*

*A mis familiares, por el cariño incondicional que he recibido de cada uno de ellos.*

***José Thancy Minotta Perea***

### **Dedicatoria**

*A mi madre, fiel ejemplo de saber afrontar y superar las adversidades que se nos presentan en la vida. Gracias por tener siempre una sonrisa y un abrazo para ofrecer a tus hijos. Que Dios permita estés siempre presente en nuestros logros y sepas que tienes participación y mérito en cada uno de ellos.*

*A mi hermano, quien ha sido y seguirá siendo mi referente a seguir, por ser el mejor hijo, mejor hermano y amigo, así como también ser integral como profesional y persona. Gracias por siempre estar presente, motivarme y aconsejarme acertadamente.*

*A los docentes, que a través de cada clase impartida fueron parte fundamental en la formación profesional del ingeniero y persona que soy hoy día.*

*A los compañeros con quienes compartí clases en las aulas del campus universitario e hicieron más llevaderas las jornadas y semestres durante estos años.*

*Y a todos aquellos que de alguna manera hicieron parte de mi proceso formativo durante mi estancia en la universidad.*

*A la Universidad Industrial de Santander, mi alma mater, la cual puso a disposición todas las herramientas académicas necesarias y me brindó oportunidades con las cuales tener una educación íntegra en todo mi proceso de formación profesional.*

***Arnold Javier Ramírez Bayona***

### **Agradecimientos**

A los autores les gustaría expresar sus agradecimientos a la Universidad Industrial de Santander, nuestra alma mater, y especialmente a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes por la formación brindada durante nuestros años en esta gran institución.

A nuestra directora, la Msc Jimena Lizeth Gómez Delgado y a nuestro codirector, el Ing John Jairo Rodríguez Molina, por su acompañamiento, asesoría constante y consejos que contribuyeron a la culminación exitosa de este proyecto de grado.

A los ingenieros, químicos, técnicos y tecnólogos del Laboratorio de Análisis Petrofísico y Daño a la Formación, del Parque Tecnológico de Guatiguará y a todas las personas que trabajan en él, por su guía, acompañamiento y tiempo brindado durante todo el trabajo de este proyecto de grado.

Agradecimientos a MINCIENCIAS dentro del marco del contrato No. 80740-186-2021 “Evaluación del incremento del factor de recobro mediante la incidencia de la inyección de agua inteligente en yacimientos de crudo pesado”, código: 1102101981543.

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
<b>Contenido.....</b>	<b>5</b>
<b>Lista de Tablas .....</b>	<b>8</b>
<b>Lista de Figuras.....</b>	<b>9</b>
<b>Glosario.....</b>	<b>11</b>
<b>Introducción .....</b>	<b>14</b>
<b>1. Objetivos .....</b>	<b>17</b>
<b>1.1 Objetivo General.....</b>	<b>17</b>
<b>1.2 Objetivos Específicos .....</b>	<b>17</b>
<b>2. Marco teórico .....</b>	<b>18</b>
<b>2.1 Recuperación mejorada.....</b>	<b>18</b>
<b>2.1.1 Definición .....</b>	<b>18</b>
<b>2.1.2 Métodos químicos.....</b>	<b>18</b>
<b>2.2 Surfactantes o tensoactivos .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2.1 Definición .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2.2 Clasificación de los surfactantes .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3 Tensión interfacial .....</b>	<b>21</b>
<b>2.4 Mojabilidad de la roca.....</b>	<b>23</b>
<b>2.4.1 Definición .....</b>	<b>23</b>
<b>2.4.2 Tipos de mojabilidad .....</b>	<b>25</b>
<b>2.4.3 Métodos y técnicas para determinar la mojabilidad .....</b>	<b>30</b>

<i>2.4.4 Alteración de la mojabilidad</i> .....	38
<i>2.4.5 Factores que afectan la mojabilidad</i> .....	39
<b>2.5 Nanotecnología</b> .....	44
<i>2.5.1 Definición</i> .....	44
<i>2.5.2 Nanopartículas y nanomateriales</i> .....	45
<b>2.6 Nanotecnología en la Ingeniería del Petróleo</b> .....	46
<i>2.6.1 Aplicaciones en la industria petrolera</i> .....	46
<i>2.6.2 Aplicaciones en procesos de recuperación mejorada.</i> .....	49
<i>2.6.3 Impacto a nivel macro de procesos a nanoescala</i> .....	53
<b>2.7 Óxido de grafeno</b> .....	54
<i>2.7.1 Grafeno</i> .....	54
<i>2.7.2 Óxido de Grafeno (GO)</i> .....	55
<i>2.7.3 Propiedades y características del óxido de grafeno</i> .....	56
<b>3. Diseño experimental y metodología</b> .....	58
<b>3.1 Diseño de experimentos</b> .....	58
<b>3.3 Metodología</b> .....	62
<i>3.3.1 Materiales y equipos.</i> .....	62
<b>4. Resultados</b> .....	66
<b>4.1 Preparación del crudo</b> .....	66
<b>4.2 Selección de la concentración de salinidad y oxido de grafeno</b> .....	67
<b>4.3 Preparación de la salmuera</b> .....	69
<b>4.4 Síntesis y caracterización del óxido de grafeno</b> .....	71
<i>4.4.1 Síntesis del óxido de grafeno</i> .....	71

<i>4.4.2 Caracterización del óxido de grafeno</i> .....	73
<b>4.5 Preparación de la roca para las mediciones de ángulo de contacto</b> .....	75
<b>4.6 Diseño factorial de 3<sup>3</sup></b> .....	77
<b>4.7 Medición del ángulo de contacto</b> .....	79
<b>5. Análisis de resultados</b> .....	80
<b>5.1 Mojabilidad inicial de la roca</b> .....	80
<b>5.2 Resultados y análisis estadístico</b> .....	82
<b>6. Conclusiones</b> .....	93
<b>7. Recomendaciones</b> .....	94
<b>Referencias Bibliográficas</b> .....	95

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 <i>Comparación de los métodos cuantitativos para determinar la mojabilidad de la roca.</i>	34
Tabla 2 <i>Regla de la mano derecha de Craig para determinar la mojabilidad</i> .....	36
Tabla 3 <i>Métodos de EOR y sus principales desafíos</i> .....	51
Tabla 4 <i>Matriz experimental</i> .....	59
Tabla 5 <i>Composición SARA crudo Casabe</i> .....	62
Tabla 6 <i>Propiedades petrofísicas de la roca</i> .....	62
Tabla 7 <i>mg requeridos de NaCl y CaCl<sub>2</sub>*H<sub>2</sub>O</i> .....	67
Tabla 8 <i>Relación de concentraciones de salmuera</i> .....	68
Tabla 9 <i>Físico químico del pozo ACAE 12</i> .....	70
Tabla 10 <i>Físico químico Casabe 1467</i> .....	70
Tabla 11 <i>Diseño experimental</i> .....	78
Tabla 12 <i>Resultados del diseño experimental</i> .....	83
Tabla 13 <i>Análisis de varianza para el ángulo de contacto (ANOVA)</i> .....	85
Tabla 14 <i>Formulaciones óptimas de los niveles experimentales</i> .....	89
Tabla 15 <i>Formulaciones óptimas de los niveles experimentales con adición de SDS</i> .....	89
Tabla 16 <i>Formulación óptima adicional de los niveles experimental con adición de SDS</i> .....	91
Tabla 17 <i>Comparación de los resultados del diseño experimental en presencia y ausencia del SDS</i> .....	91

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Clasificación de los surfactantes en cuanto a su carga iónica. ....	20
Figura 2 Método gota pendiente. ....	23
Figura 3 Principio del ángulo de contacto. ....	25
Figura 4 Tipos de mojabilidad de acuerdo al ángulo de contacto.....	26
Figura 5 Distribución de fluidos en diferentes tipos de mojabilidad. ....	27
Figura 6 Relación entre mojabilidad y recobro de aceite o Sor. ....	29
Figura 7 Método capilarimétrico. ....	37
Figura 8 Efecto de la profundidad en el índice de mojabilidad de Amott-Harvey. ....	43
Figura 9. Clasificación de los nanomateriales según sus dimensiones. ....	46
Figura 10 Porcentaje de Investigaciones de nanotecnología en la industria petrolera. ....	49
Figura 11 Representación de la lámina de grafeno y sus derivados. ....	55
Figura 12 Principales modelos propuestos de la estructura del óxido de grafeno. ....	56
Figura 13 Clasificación de los diseños experimentales ....	59
Figura 14 Grafica determinación de la CMC del SDS ....	63
Figura 15 Espectrofotómetro Hach DR6000 ....	64
Figura 16 Refractómetro RFM960.....	65
Figura 17 DSA25 Krüss.....	66
Figura 18 Proceso de síntesis del óxido de grafeno.....	73
Figura 19 Espectro FT-IR del óxido de grafeno ....	74
Figura 20 Espectro Raman del óxido de grafeno.....	74

Figura 21	Celda equipo KRUSS .....	75
Figura 22	Análisis EDS de la roca antes del tratamiento.....	76
Figura 23	Análisis EDS de la roca después del tratamiento .....	77
Figura 24	Medición ángulo de contacto.....	80
Figura 25	Medición ángulo de contacto de Berea con mojabilidad restaurada .....	81
Figura 26	Medición de ángulo de contacto de Berea con crudo.....	81
Figura 27	Diagrama de Pareto estandarizada para Ángulo de contacto .....	86
Figura 28	Efectos principales para ángulo de contacto .....	86
Figura 29	Malla de superficie de respuesta estimada para ángulo de contacto .....	87
Figura 30	Medición ángulo de contacto 85,9°, pH8_GO900_TDS600.....	88
Figura 31	Medición ángulo de contacto 92°, pH8_GO900_TDS900.....	88
Figura 32	Medición ángulo de contacto 149,95°, SDS650_ pH8_GO900_TDS900 .....	90
Figura 33	Medición ángulo de contacto 148,25°, SDS650_ pH8_GO900_TDS600 .....	90
Figura 34	Medición ángulo de contacto 149,9°, SDS650_ pH8_GO900_TDS300 .....	91

## Glosario

**Ángulo de contacto:** es una propiedad termodinámica que provee una medición exacta de la mojabilidad, está comprendido entre  $0^\circ$  a  $180^\circ$ .

**Deshidratación:** es un proceso que consiste en separar el agua libre o emulsionada del crudo, con la finalidad de reducir el contenido total a un mínimo aceptable.

**Interacciones de Van der Waals:** son las fuerzas intermoleculares, tanto atractivas como repulsivas, que difieren a aquellas resultantes a un enlace intermolecular o a fuerzas electrostáticas con moléculas neutras.

**Imbibición:** Es el proceso de absorción de una fase mojante en una roca porosa, desplazando el fluido no mojante.

**Imbibición espontánea:** se refiere al proceso de absorción sin existencia de presión que haga penetrar la fase en la roca por empuje.

**Imbibición forzada:** está gobernada por una combinación de fenómenos capilares y una velocidad de flujo externamente forzada o por diferencia de presión por la presencia de un gradiente externo.

**Permeabilidad relativa:** hace referencia al cociente de la permeabilidad efectiva de un determinado fluido a una saturación específica entre la permeabilidad absoluta de dicho fluido a una saturación total.

**Salmuera:** Agua que contiene más sal inorgánica disuelta que el agua de mar habitual.

**Saturación de agua irreducible (Swirr):** se define como la saturación de agua que no puede ser reducida sin importar cuanto más aumente la presión capilar.

**Saturación de petróleo residual (Sor):** fracción de volumen de poro ocupada por petróleo al final del proceso de desplazamiento del petróleo para el que se utilizó un fluido específico.

## Resumen

**Título:** Evaluación del cambio de la mojabilidad de la roca mediante el uso de nanopartículas de óxido de grafeno en presencia de un surfactante comercial y fluidos de formación de un campo colombiano.\*

**Autor:** José Thancy Minotta Perea, Arnold Javier Ramírez Bayona\*\*

**Palabras Clave:** Mojabilidad, Grafeno; Ángulo de Contacto, Nanomateriales, Nanofluidos.

**Descripción:** En la recuperación mejorada de petróleo por métodos químicos en la que utilizamos inyección de surfactantes y polímeros, puede incorporarse la aplicación de la nanotecnología y buscar modificar la mojabilidad de la roca. Las rocas pueden ser mojadas por agua, por petróleo o poseer una mojabilidad intermedia. La nanotecnología ofrece un enorme potencial, debido a que las nanopartículas se encuentran en una escala nanométrica, como el grafeno que es una estructura bidimensional que constituye el grafito a partir de varias capas unidas a través del plano basal por fuerzas de Van Der Waals y consta en su morfología de varios anillos hexagonales de carbono unidos por enlaces fuertes (configuración atómica de panal de abeja), proporcionando un transporte efectivo en el medio poroso, lo que resulta beneficioso en muchos de los procesos de la industria de los hidrocarburos como en procedimientos de recuperación mejorada de petróleo en donde permitirá recuperar el mayor porcentaje de aceite residual de yacimientos actuales y depletados, en operaciones que afecten la formación permitiendo mitigar el daño a la formación debido a la perforación, migración de finos, bloqueo por emulsiones, entre otros.

Por lo anterior, el presente trabajo de grado muestra los resultados de un estudio de laboratorio donde se analiza el efecto que tiene el óxido de grafeno en la alteración de la mojabilidad de una muestra de roca (arenisca Berea). Para tal fin se utilizó el método de ángulo de contacto para determinar el cambio de mojabilidad. Los resultados obtenidos indican que, gracias a la adsorción del óxido de grafeno, se logra alterar la mojabilidad de la roca, cambiando de una mojabilidad por petróleo a una intermedia.

---

\* Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Jimena Lizeth Gómez Delgado. Msc. Ingeniería de Petróleos y Gas. Codirector: Jhon Jairo Rodríguez Molina. Ingeniero de Petróleos

### Abstract

**Title:** Evaluation of rock wettability change by using graphene oxide nanoparticles in the presence of a commercial surfactant and formation fluids from a Colombian field.\*

**Author(s):** José Thancy Minotta Perea, Arnold Javier Ramírez Bayona<sup>1</sup>

**Key Words:** Wettability, Graphene, Contact Angle, Nanomaterials, Nanofluids.

**Description:** In enhanced oil recovery by chemical methods using surfactant and polymer injection, the application of nanotechnology can be incorporated and seek to modify the wettability of the rock. Rocks can be water-wet, oil-wet or have an intermediate wettability. Nanotechnology offers enormous potential, because nanoparticles are on a nanometer scale, such as graphene which is a two-dimensional structure that constitutes graphite from several layers bonded through the basal plane by Van Der Waals forces and consists in its morphology of several hexagonal carbon rings joined by strong bonds (honeycomb atomic configuration), providing effective transport in the porous medium, which is beneficial in many of the processes of the hydrocarbon industry as in enhanced oil recovery procedures where it will allow recovering the highest percentage of residual oil from current and depleted reservoirs, in operations that affect the formation allowing mitigating the damage to the formation due to drilling, migration of fines, blockage by emulsions, among others.

Therefore, the present work shows the results of a laboratory study where the effect of graphene oxide in the alteration of the wettability of a rock sample (Berea sandstone) is analyzed. For this purpose, the contact angle method was used to determine the change in wettability. The results obtained indicate that, thanks to the adsorption of graphene oxide, the wettability of the rock is altered, changing from an oil wettability to an intermediate one.

---

\* Degree work to qualify for the title of Petroleum Engineer

<sup>1</sup>Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Petroleum Engineering. Director: Jimena Lizeth Gómez Delgado. Msc. Petroleum & Gas Engineering. Codirector: Jhon Jairo Rodríguez Molina. Petroleum Engineering

## Introducción

En la actualidad, el mercado energético se encuentra inestable dado el cambio en el modelo de negocios de la industria petrolera como resultado de la disminución de las reservas mundiales de crudo convencional entre el 2000 y 2010 (Barajas-Solano, et al., 2017). Bajo este panorama, avances tecnológicos han supuesto un cambio fundamental en la industria petrolera, permitiendo integrar dicha tecnología en diferentes estrategias de recuperación mejorada, no obstante, su aplicación ha sido mayormente explotada por países líderes en el sector como Estados Unidos, Argentina, Canadá y China, caracterizados por poseer campos petrolíferos en una etapa madura en los cuales se aplican procesos de recuperación secundaria y mejorada. En este marco, Colombia es un país que puede beneficiarse de estas nuevas técnicas, pero, a diferencia de estos países, la aplicación de técnicas de recuperación mejorada es un área relativamente nueva y sus campos petrolíferos cuenta con características geológicas y propiedades de hidrocarburos totalmente diferentes a los países previamente mencionados, representando todo un desafío para transferir estos nuevos modelos tecnológicos a los procesos de recuperación mejorada actuales (Barajas-Solano, et al., 2017; Delgadillo, et al., 2020).

Considerando esto, en la última década la industria petrolera en el país ha realizado diversos proyectos pilotos con el objetivo de evaluar alternativas tecnológicas que permitan mejorar y optimizar los procesos de recuperación mejorada de tipo químico o procesos CEOR (del inglés *Chemical EOR*). En este sentido, en el país se han aplicado proyectos convencionales de inyección de soluciones poliméricas, aplicación de tecnologías para el control de movilidad y bloqueo de zonas ladronas, proyectos de inyección ASP, los cuales han servido como base para determinar debilidades y oportunidades que puedan ser satisfechas con la aplicación de estas nuevas tecnologías (Delgadillo, et al., 2020). De acuerdo con el ministerio de Ciencia, Tecnología e

investigación (2019), los esfuerzos actuales están dirigidos a evaluar el potencial de la aplicación de nuevas técnicas de CEOR que permitan desplazar el crudo que ha quedado rezagado en yacimiento después de los procesos de recuperación primaria y secundaria, haciendo uso de sustancias que modifiquen el sistema roca-fluido. Considerando esto, la nanotecnología y los nanomateriales, han supuesto una alternativa factible a esta nueva problemática, en la cual se busca evaluar su potencial para mejorar las condiciones de explotación de crudo pesado, mejorar las propiedades del crudo in situ a través de nanocatalizadores, facilitar las condiciones de explotación, diseñar nuevas tecnologías EOR basadas en nanofluidos, diseñar y optimizar sustancias para recobro químico a través de la adición de nanopartículas que mejoren las condiciones de barrido y recuperación (Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación, 2019).

En la actualidad, además de buscar una solución tecnológica que permita optimizar los procesos de recuperación mejorada, la industria petrolera también está en continua lucha para adaptarse a los nuevos cambios internacionales referentes a nuevos modelos más ecológicos y amigables con el medio ambiente, en este sentido, el uso de nanofluidos y nanopartículas ha tomado mayor auge dada su bajo peso y su viabilidad ambiental (Luo, et al., 2016). Las nanopartículas han sido punto central de investigaciones en proyectos de reducción de la tensión interfacial líquido-líquido, ya que recientes hallazgos han demostrado que, en determinadas condiciones, las nanopartículas son atraídas a la interfaz agua-petróleo, reduciendo la tensión superficial y, como consecuencia, alterando la mojabilidad de la roca y reduciendo la saturación de aceite residual (Luo, et al., 2016; Lau, Yu y Nguyen, 2017).

En consecuencia, la presente investigación, pretende evaluar el efecto de nanomateriales como el óxido de grafeno en solución con dodecil sulfato sódico, más conocido como SDS, un surfactante aniónico muy empleado en la industria petrolera por sus características de estabilidad

y su capacidad de disminuir de manera adecuada la tensión interfacial y la mojabilidad de la roca como variables de respuesta, para ello, se emplearán métodos de gota pendiente y ángulo de contacto.

De esta manera, el presente estudio representa una contribución significativa para la comunidad científica y académica, como referencia para el diseño e implementación de proyectos pilotos en campos petroleros maduros que utilicen nanofluidos para mejorar los procesos actuales de EOR, maximizar el recobro de petróleo y adaptar la industria petrolera colombiana al nuevo modelo tecnológico y ambientalista mundial.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo General

Evaluar el cambio de la mojabilidad de la roca mediante el uso de nanopartículas de óxido de grafeno en presencia de un surfactante comercial y fluidos de formación de un campo colombiano.

### 1.2 Objetivos Específicos

- Determinar las propiedades básicas del óxido de grafeno que tengan incidencia sobre el cambio de la mojabilidad de la roca.
- Realizar un diseño experimental que permita evaluar el cambio en la mojabilidad de la roca a diferentes concentraciones de nano partículas de óxido de grafeno y concentración de surfactante (SDS).
- Determinar experimentalmente la mojabilidad de la roca después de ser inmerso en nanofluido con diferentes concentraciones del óxido de grafeno.
- Comparar los resultados del efecto sobre la mojabilidad de la roca al adicionar nano partículas de óxido de grafeno solo y con presencia de surfactante.

## 2. Marco teórico

### 2.1 Recuperación mejorada

#### 2.1.1 Definición

El recobro mejorado o recuperación terciaria (EOR, por sus siglas en inglés) de petróleo es la última fase de producción de fluidos de un yacimiento de hidrocarburos. En la primera fase, se utiliza la energía natural procedentes de los diferentes mecanismos de producción del yacimiento y métodos de levantamiento artificial para la extracción de los fluidos por flujo natural. En la recuperación secundaria, se aplican estrategias de inyección como mecanismos de mantenimiento de la presión en el yacimiento. Por último, la recuperación terciaria o mejorada, involucra la inyección de sustancias que no se encuentran naturalmente en el yacimiento bajo condiciones específicas térmicas para alterar las condiciones del yacimiento, modificando las interacciones presentes en el sistema roca-fluido. El objetivo principal de esta fase es aumentar la eficiencia volumétrica del desplazamiento del crudo (Cedeño, 2017).

#### 2.1.2 Métodos químicos.

Los métodos de recobro químico, tal como su nombre lo indica, utiliza químicos adicionados con agua que son inyectados al yacimiento para mejorar la eficiencia de barrido. Los químicos que son inyectados tienen el objetivo de disminuir la tensión interfacial, reducir la relación de movilidad y/o alterar la mojabilidad de la roca. Los métodos químicos utilizados con estos propósitos son:

- Inyección de polímeros.
- Inyección de surfactantes.

- Inyección de soluciones alcalinas o aditivos.
- Inyección de soluciones micelares poliméricas.
- Estimulaciones químicas tipo ASP (álcali-surfactante-polímero).
- Tratamiento de emulsiones.

## **2.2 Surfactantes o tensoactivos**

### ***2.2.1 Definición***

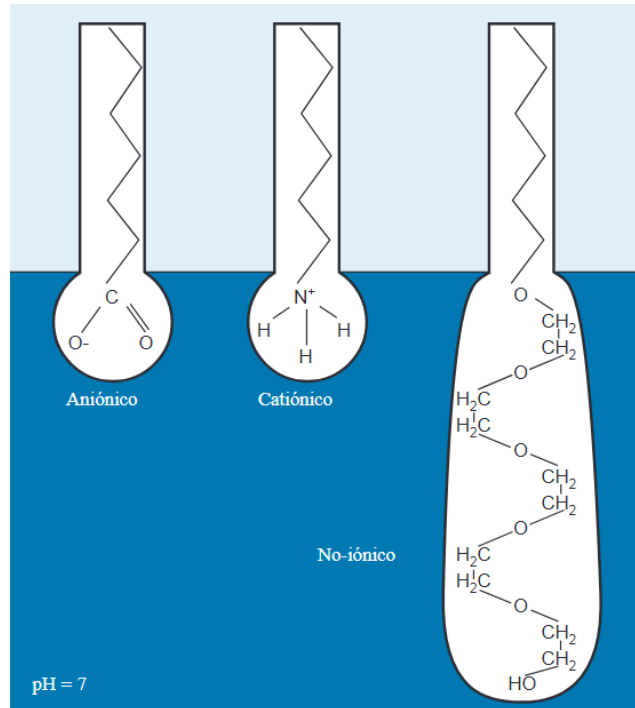
Los agentes tensoactivos, o mejor conocidos como surfactantes, son moléculas caracterizadas por presentar una estructura polar/no polar anfifílica, es decir que poseen un extremo hidrofílico y otro hidrófobo. Los surfactantes son sustancias químicas que se absorben o se localizan en una capa monomolecular en la interfase entre dos fluidos. Dada su naturaleza, los compuestos formados por surfactantes alteran significativamente las propiedades interfaciales; en particular, disminuyen la tensión superficial (Campos, 2017). En su forma más común, los surfactantes consisten en una porción de hidrocarburo (no polar) y una porción polar o iónica. (Green & Willhite, 2018, p. 393).

### ***2.2.2 Clasificación de los surfactantes***

Los surfactantes son sustancias que son capaces de reducir la tensión superficial en la interfaz entre dos fases. De acuerdo a las características químicas, como su estructura y disociación en agua, los surfactantes se clasifican en aniónicos, no-iónicos y catiónicos (figura 1) (Ramírez, 2019).

**Figura 1**

*Clasificación de los surfactantes en cuanto a su carga iónica.*



Fuente: Tomado de *Sinergia en surfactantes para la remediación de suelos contaminados con hidrocarburos*, (p. 104) por Riojas, et al., 2011, Real Sociedad Española de Química.

**Aniónicos:** Este tipo de surfactante proviene de sales caracterizados por presentar carga negativa del grupo hidrófobo cuando la molécula es ionizada, es decir, una vez ionizada la molécula, esta produce  $\text{Na}^+$  más el ion surfactante activo. Este compuesto está constituido por 10 a 14 átomos de carbonos formando una cadena alquílica lineal o ramificada, en el cual hay un anión en el extremo polar de la misma. Los surfactantes de este tipo son derivados del sulfonato, los cuales presentan buen rendimiento en su uso industrial, pudiéndose combinar con otros tipos de surfactantes, como los no iónicos y anfóteros. Los surfactantes aniónicos son comúnmente utilizados para desarrollar mezclas humectantes, detergentes, emulsiones y dispersantes (Campos, 2017; González, Rivera, & Riojas, 2018; Montoya, 2019).

**Catiónicos:** Los tensoativos catiónicos son compuestos de amonio cuaternario, constituidos por una larga cadena de 8 a 25 átomos de carbono, en el cual la cadena larga está conformada por el grupo hidrófilo mientras que el grupo hidrófobo, que está altamente ionizado, corresponde al nitrógeno tetravalente en forma de sal de amonio. Se considera catiónico dado que cuando se produce la ionización el grupo de cabeza tiene una carga positiva, por lo cual se clasifica como catiónico. Estos surfactantes no son utilizados en operaciones de explotación ya que se absorben fuertemente en las rocas del reservorio. (Campos, 2017; González, et al., 2018; Green y Willhite, 2018).

**No iónicos:** Este tipo de surfactante hace referencia a aquel en el cual la molécula no es ionizada al disolverse en agua, esto se debe a que la parte hidrófila está formada por grupos polares no ionizados. Debido a que la molécula no se ioniza y el grupo de cabeza es más grande que el grupo de cola, son altamente tolerante a la salinidad, sin embargo, sus propiedades tensoactivas no son superiores a los surfactantes aniónicos. Son utilizados con frecuencia para mejorar el comportamiento de los sistemas tensoactivos (González, et al., 2018; Green y Willhite, 2018; Montoya, 2019).

**Zwitteriónico:** Este surfactante se caracteriza por poseer dos grupos de carga opuesta, es decir, cuentan con cargas tanto positivas como negativas en una misma molécula, por lo cual poseen carga neutra. En tal sentido, este tipo de tensoactivo presenta iones que pueden formar tanto grupos aniónicos como catiónicos, conformado por una cadena grasa y un nitrógeno cuaternario (Campos, 2017; González, et al., 2018; Green & Willhite, 2018).

### **2.3 Tensión interfacial**

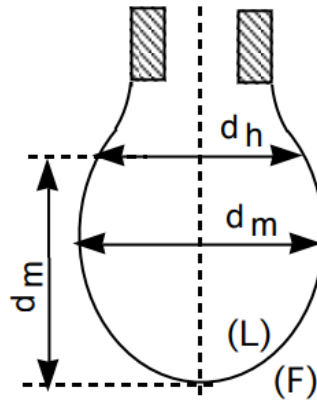
La tensión interfacial es una propiedad que describe la energía de Gibbs por unidad de área en una superficie de contacto a temperatura y presión determinadas. La tensión interfacial es la fuerza

que es necesaria para incrementar el área de una película de fluido, categorizándose como un fenómeno macroscópico de origen microscópico, dado que dicho fenómeno está regido por fuerzas intermoleculares. Cuando existe una mezcla de fluidos inmiscibles, las fuerzas de atracción buscan el equilibrio lejos de la superficie de contacto, mientras que las fuerzas de repulsión cerca de esta interfase buscan la cohesión y tienden a moverse hacia la matriz de su propia fase. En este sentido, en una superficie de contacto entre dos fluidos una molécula se comportará diferente a como lo haría si se localizará en el seno de su fase, dando lugar a la tensión interfacial (Mejia, 2009; Schlumberger Limited, 2020a).

En el cálculo de la tensión interfacial en la industria petrolera se han utilizado diversas técnicas, siendo las más comunes el método de la gota colgante y las modificaciones de la misma. Este método fue planteado por Andreas, et al., consiste en formar una gota de hidrocarburo en el borde de un tubo capilar, el cual está sumergido en el seno de otro fluido o solución acuosa, a temperatura y presión fija. De acuerdo a la teoría, este método establece que la tensión interfacial abarca tres parámetros relevantes: diámetro máximo de la gota, diámetro del cuello y el radio de curvatura (Anton, 2005; Mejia, 2009). Considerando esto, cuando se forma una gota de hidrocarburo, se genera un sistema de equilibrio entre la fuerza de gravedad y la fuerza de tensión del líquido. En esta geometría, los diámetros  $d_h$  y  $d_m$  señalados en la figura 2 permiten determinar la tensión interfacial. Si bien, el experimento es relativamente sencillo se requiere de ciertas habilidades experimentales para formar una gota estable y libre de oscilaciones (Salager & Anton, 2005).

**Figura 2**

*Método gota pendiente.*



Fuente: Tomado de *Tensión interfacial. Cuaderno FIRP S203-A*, (p. 09) por Anton, 2005, Universidad de los Andes.

## 2.4 Mojabilidad de la roca

### 2.4.1 Definición

La humectabilidad o mojabilidad de la roca es un fenómeno que se origina en una superficie el cual representa la interacción entre el sólido y el líquido que se encuentra en dicha superficie. En otras palabras, la mojabilidad hace alusión a la preferencia de la roca por el contacto con un fluido, sea este líquido o gaseoso. En este fenómeno intervienen fuerzas intermoleculares de los materiales y las sustancias involucradas, como la adhesión líquido-sólido que promueven su expansión a lo largo de la superficie del sólido, y la cohesión del líquido, que provoca que este se encapsule y disminuya hasta un valor mínimo su contacto con la superficie (Lara, 2017; Schlumberger Limited, 2020).

La mojabilidad de la roca afecta en gran medida el comportamiento del sistema roca-fluido, como la saturación de los fluidos y el flujo multifásico, los cuales son parámetros fundamentales

en la explotación de yacimientos. La mojabilidad es una propiedad que se relaciona a la preferencia de un líquido a extenderse o estar en contacto con una superficie, en el cual, el termino preferencia es asociado al equilibrio entre interacciones superficiales e interfaciales. En relación a un sistema roca-fluido, la fase que tiene preferencia a mojar una superficie desplazará cualquier otro fluido presente en el sistema, extendiéndose a lo largo de toda la extensión del área superficial disponible, mientras que el fluido que es desplazado se encapsulará y se dispersará en forma de gotas reduciendo el contacto con la superficie (Abdallah, et al, 2007). Por naturaleza, la mayoría de las superficies rocosas están humectadas por agua, por aceite o tener una mojabilidad intermedia entre ambos fluidos, en el cual algunas zonas del medio poroso estarán aumentadas preferiblemente por agua, y otras zonas por petróleo. (Schlumberger Limited, 2020b).

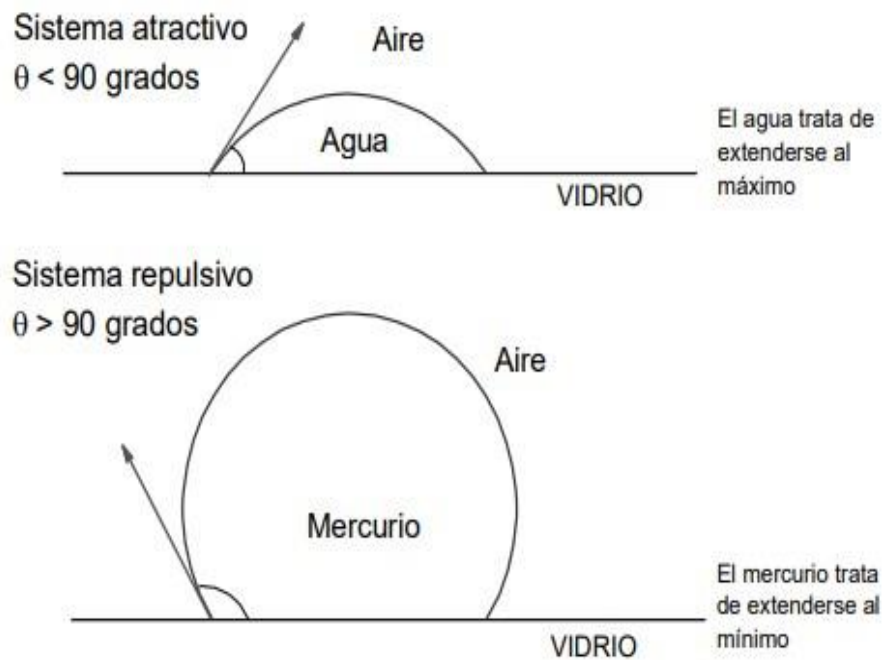
La mojabilidad es una propiedad del sistema roca-fluido que puede ser medida y representada a través del ángulo de contacto. ser medida de forma indirecta mediante el ángulo de contacto. De acuerdo a la literatura, si el Angulo de contacto es menor a  $90^\circ$  se establece que existe mojabilidad por agua, mientras que si este es mayor a  $90^\circ$  el sistema tiene mojabilidad por aceite. No obstante, los yacimientos son unidades geológicas con características heterogéneas que varían a lo largo de toda su extensión y profundidad, por lo cual, la variación de las características litológicas y mineralógicas de las rocas, así como las caracterices asociadas al ambiente de deposición determinaran la mojabilidad del medio poroso y si habrá, o no, zonas de diferente mojabilidad (Escobar, 2012).

En la figura 3 se muestra el comportamiento del ángulo de contacto con dos fluidos diferentes, en el cual se establece que la fase mojante tendrá menor ángulo de contacto y tenderá a extenderse en la superficie ocupando los poros de la roca de menor tamaño, mientras que la fase no mojante

tendrá un ángulo mayor ocupando los poros más grandes del medio (Rodríguez, 2010; Escobar, 2012).

**Figura 3**

*Principio del ángulo de contacto.*



Fuente: Tomado de *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*, (p. 104) por Escobar, 2012, Universidad Surcolombiana.

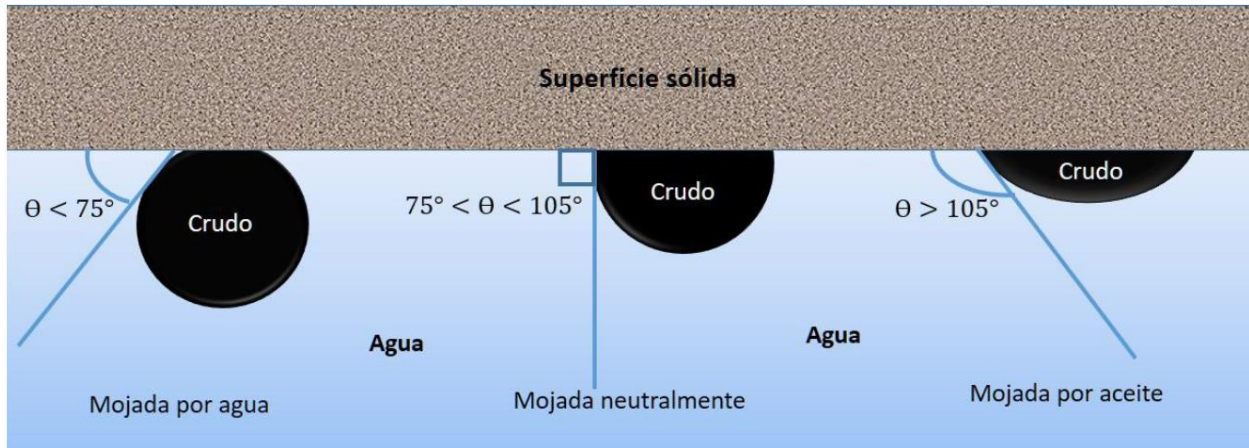
**2.4.2 Tipos de mojabilidad**

La humectabilidad de la roca determina la movilidad de los fluidos de acuerdo a su posición, la fase mojante debido a que forma un sistema atractivo con la roca y se localiza en los poros más pequeños del medio, su flujo en el medio poroso se dificulta, siendo una realidad contraria con la fase mojante, quien está en una posición más favorable para desplazarse. El ángulo de contacto,

quien determina el tipo de mojabilidad de la roca está asociado a las energías presentes en el sistema roca-fluido (Herrera, 2018), tal como se muestra en la figura 4.

**Figura 4**

*Tipos de mojabilidad de acuerdo al ángulo de contacto.*



Fuente: Tomado de *Efecto de los nanofluidos de óxido de grafeno y óxido de silicio sobre la acción de un surfactante en la mojabilidad y la tensión interfacial para el recobro mejorado químico*, (p. 32) por Cárdenas y Hernández, 2018, Universidad Industrial de Santander.

De acuerdo a la figura 4 el ángulo de contacto se relaciona con las energías de superficie de acuerdo a la ecuación 1 (Paris, 2009, p. 269):

$$A_t = \sigma_{Os} - \sigma_{Ws} = \sigma_{Ow} \cdot \cos\theta \tag{1}$$

Donde:

$A_t$ : tensión de adhesión, dina/cm.

$\sigma_{Os}$ : energía presente en la superficie de contacto roca-petróleo, dina/cm.

$\sigma_{Ws}$ : energía presente en la superficie de contacto roca-agua, dina/cm.

$\sigma_{Ow}$ : energía presente en la superficie de contacto petróleo-agua, dina/cm.

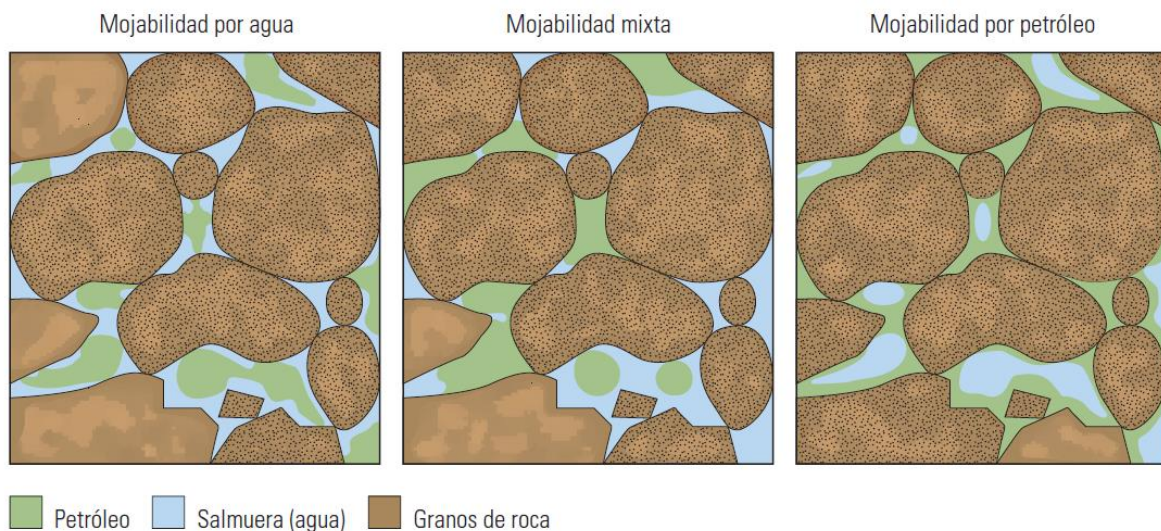
$\theta$ : ángulo de contacto entre el petróleo-sólido-agua.

Considerando la tensión de adherencia y lo establecido en la normativa API RP-42 (Mannucci, 1990; American Petroleum Institute, 1977; Escobar, 2012)

- Roca hidrófila o mojada por agua: cuando  $At > 0$  (positiva), equivalente a  $\theta < 75^\circ$ . En este sistema el agua se encuentra en todos los poros de la roca, mientras que el petróleo se ubica en el centro en una posición favorable para el flujo.
- Roca con mojabilidad neutra (ambas fases tienen igual afinidad para mojar la roca): cuando  $At = 0$ , equivalente a  $75^\circ < \theta < 105^\circ$ .
- Roca oleófila o mojada por aceite: cuando  $At < 0$ , equivalente a  $\theta > 105^\circ$ . Todos los poros de la roca están mojados por petróleo y el agua se posicionará en el centro de los mismos favoreciendo su capacidad para fluir.

**Figura 5**

*Distribución de fluidos en diferentes tipos de mojabilidad.*



Fuente: Tomado de *Los fundamentos de la mojabilidad*, (p. 54) por Abdallah, et al., 2007, Oilfield Review.

**2.4.2.1 Mojabilidad preferencial.** Es el tipo de mojabilidad que se caracteriza por la preferencia hacia el agua o el aceite, cuando uno de estos dos fluidos hace contacto con la superficie. En este sentido, se consigue una mojabilidad hidrófila ( $\theta < 75^\circ$ ) o mojabilidad oleófila ( $\theta > 105^\circ$ ). En este sentido, el fluido preferente se ubica en los poros pequeños y el fluido no mojante en los poros de mayor tamaño (Salgado & González, 2005).

**2.4.2.2 Mojabilidad neutra o intermedia.** Este tipo de mojabilidad se caracteriza por presentar una preferencia débil pero equivalente hacia ambos fluidos, por lo cual no existe una preferencia fuerte ni hacia el agua ni hacia el petróleo generando un ángulo de contacto entre  $75-105^\circ$  dominado por el equilibrio de fuerzas (Pozo, 2019).

**2.4.2.3 Mojabilidad homogénea.** Se establece un sistema de mojabilidad homogénea cuando a lo largo de toda la extensión del yacimiento se presentan las mismas características de humectabilidad, siendo estas rocas hidrófilas u oleófila (Salgado & González, 2005).

**2.4.2.4 Mojabilidad heterogénea.** Al contrario de la mojabilidad homogénea, estos yacimientos se caracterizan por presentar diferentes características de humectabilidad en ciertas zonas del mismo. Por lo tanto, algunas zonas estarán mojadas por agua y otras por aceite (Salgado & González, 2005).

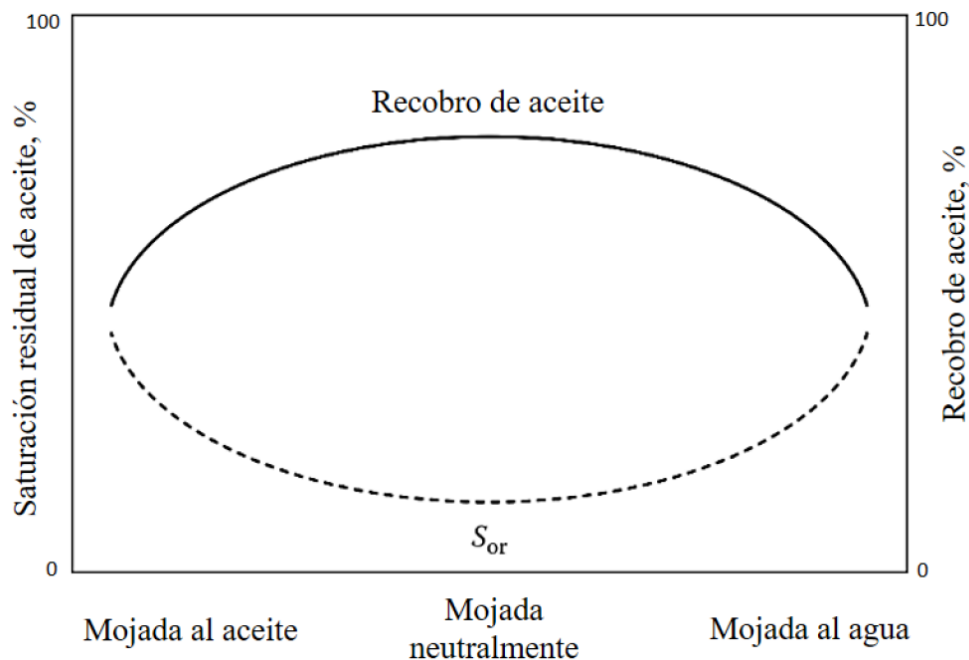
**2.4.2.5 Mojabilidad fraccional.** Es un tipo de mojabilidad heterogénea, que se caracteriza por presentar algunos poros mojados por agua y otros mojados por aceite. Este tipo de mojabilidad ocurre debido a que las rocas son mineralógicamente heterogéneas (Pozo, 2019).

**2.4.2.6 Mojabilidad Mixta.** Esta mojabilidad se caracteriza por presentar preferencia hacia el agua en los poros más pequeños mientras que los poros más grandes están mojados por aceite e interconectados, formando caminos continuos de aceite (Pozo, 2019).

El tipo de mojabilidad es un factor que determina el tipo de proceso a utilizar y la estrategia a implementar para la explotación de petróleo; de acuerdo con la literatura, la relación existente entre la saturación residual de petróleo o el porcentaje de recobro y el tipo de mojabilidad existente en el medio poroso, han evidenciado que valores extremos de la mojabilidad el recobro de petróleo presenta valores bajos mientras que valores intermedios de mojabilidad demuestran valores más altos (Cárdenas & Hernández, 2018).

**Figura 6**

*Relación entre mojabilidad y recobro de aceite o Sor.*



Fuente: Tomado de *Efecto de los nanofluidos de óxido de grafeno y óxido de silicio sobre la acción de un surfactante en la mojabilidad y la tensión interfacial para el recobro mejorado químico*, (p. 33) por Cárdenas y Hernández, 2018, Universidad Industrial de Santander.

### ***2.4.3 Métodos y técnicas para determinar la mojabilidad***

En la actualidad, existen diversos métodos que permiten calcular la humectabilidad de la roca, dichos métodos se clasifican de acuerdo al enfoque de estudio de la técnica (Salgado & González, 2005; Pozo, 2019):

- **Métodos Cuantitativos:** son técnicas de medición directa, en la cual la mojabilidad se obtiene a partir del estudio de los fluidos del yacimiento. Los métodos cuantitativos más utilizados son el método de ángulo de contacto, método de Amott, U.S.B.M. y la técnica combinada.
- **Métodos Cualitativos:** son técnicas indirectas, en la cual la mojabilidad es obtenida a través de inferencias con otras mediciones, como curvas de presión capilar o permeabilidad relativa. Los métodos cualitativos más utilizados son el método de imbibición, método de flotación, método de permeabilidad relativa, método del polarimétrico, desplazamiento capilar, liberación nuclear magnética, absorción por tinte.

**2.4.3.1 Método de ángulo de contacto.** Este es el método más directo ya que mide el ángulo de contacto entre los fluidos del yacimiento con una representación del medio poroso. En este método se utilizan fluidos puros y núcleos, por lo cual, se elimina el efecto de surfactantes u otros componentes que alteren la medición. La prueba consiste en dejar reposar una superficie (cristal de cuarzo, calcita, superficie de mica o sesión delgada de una muestra de roca) en salmuera de formación, posteriormente, se deja reposar una gota de petróleo en contacto con la superficie; luego de este tiempo de reposo se crean líneas de contacto donde se mide el ángulo de contacto del avance y retroceso del agua. Entre las técnicas empleadas para la medición del ángulo de contacto está el de la placa inclinada, la técnica de gota sessile, el uso de la varilla vertical, el método capilar,

el método del tensiómetro y la técnica del cilindro, no obstante, el más utilizado a nivel de industria es el de la gota sessile y su modificación, planteada por Leach y otros y Treiber y otros (Salgado & Gonzalez, 2005; Abdallah, et al., 2007; Pozo, 2019).

**2.4.3.2 Método de Amott (Imbibición y desplazamiento forzado).** Planteado por Earl Amott, este método consiste en medir la mojabilidad a través del desplazamiento forzado y la imbibición, basándose en el supuesto que la fase mojante inhibirá espontáneamente a la superficie, desplazando al otro fluido (fase no mojante). Este método establece que se reduce el efecto de la saturación inicial de la roca, la permeabilidad relativa y la viscosidad como consecuencia de correlación entre la imbibición espontánea y la imbibición forzada. Sin embargo, este método es inexacto cuando existe mojabilidad neutra (Salgado & Gonzalez, 2005; González, 2014). Esta prueba consiste en lo siguiente (Salgado & González, 2005):

1. Preparar una muestra hasta alcanzar la saturación residual de aceite (Sor) durante un periodo determinado.
2. Sumergir la muestra en aceite para medir el volumen de agua que fue sustituido por efecto de la imbibición espontánea.
3. Centrifugar hasta obtener una saturación de agua irreducible (Swirr) para medir el volumen de agua desplazado, incluyendo la cantidad de agua desplazada por imbibición espontánea.
4. Se empapa la roca en salmuera, midiéndose el volumen de aceite que fue sustituido de manera espontánea y por efecto de la imbibición del agua.
5. Centrifugar la muestra hasta obtener la Sor y se mide el volumen total de aceite que fue desplazado.

Una modificación de este método permite obtener el índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey (IAH), el cual se añade la centrifugación primero bajo salmuera y luego bajo crudo en la preparación de la muestra para obtener la Swirr. Luego se calcula las relaciones de desplazamiento de agua y aceite para pasar a determinar el índice de Amott-Harvey, siendo este la diferencia entre la relación de desplazamiento por agua, que es la relación de la cantidad de aceite que fue desplazado de manera espontánea entre el volumen de petróleo total desplazado, y la relación de desplazamiento por aceite, que es la relación entre la cantidad de agua desplazada de manera espontánea y el volumen de agua total desplazado (Salgado & González, 2005).

**2.4.3.3 Método U.S.B.M.** Este método fue planteado por el Departamento de Minas de los Estados Unidos (*United States Bureau of Mines*) con colaboración de Donaldson y otros. Esta técnica se realiza de manera rápida y, al igual que los métodos anteriores, mide una mojabilidad promedio, comparando el trabajo necesario que debe realizar una fase para desplazar a otra en el medio poroso. En este sentido, la energía necesaria para que la fase mojante desplace a la fase no mojante es menor que la energía requerida en caso contrario. Este método utiliza la relación de áreas bajo las dos curvas presentes en la presión capilar para determinar la mojabilidad. Esta prueba se realiza sometiendo al núcleo a girar en diversas velocidades en un centrifugador. Inicialmente, el núcleo presenta una Swirr en un tubo lleno de agua y se aplican diversas velocidades de rotación hasta alcanzar la Sor. Posteriormente, se determinan las áreas bajo la curva de las presiones capilares para calcular el índice de mojabilidad USBM (Salgado & Gonzalez, 2005; Abdallah, et al., 2007).

**2.4.3.4 Método combinado.** Esta técnica se basa en la combinación de las mediciones obtenidas por el método de Amott y método de U.S.B.M., en el cual se utiliza un centrifugador en vez de un proceso de inundación para obtener la imbibición forzada. En método de Amott está

fundamentado en el cambio relativo en la saturación mientras que el índice USBM relaciona la cantidad de energía necesaria para realizar un desplazamiento forzado; por lo tanto, ambos son indicadores de mojabilidad relacionados pero independientes entre sí, permitiendo mejorar la exactitud de los resultados y calcular el índice de mojabilidad de Amott (Salgado & Gonzalez, 2005; Abdallah, et al., 2007). Este método consta de cinco etapas (Salgado & Gonzalez, 2005):

1. Las muestras se preparan a Swirr, se sumergen en agua y se mide la cantidad de agua que fue desplazada por imbibición espontánea.
2. Se calcula la saturación promedio a partir del volumen de aceite desplazado por cambio en la presión capilar.
3. Se determina el área bajo las dos curvas de presión capilar por desplazamiento de la salmuera para el método USBM y la relación de desplazamiento por agua de Amott.
4. En condiciones de saturación residual de aceite, las muestras son empapadas en aceite y se calcula la cantidad de agua que es desplazada por imbibición espontánea.
5. Se utilizan las saturaciones promedio y las presiones capilares para determinar el índice de mojabilidad USBM y la relación de desplazamiento por aceite a condiciones de Swirr.

En la tabla 1 (Salgado y González, 2005, p. 35; González, 2014, p. 74) se muestra los criterios para determinar la humectabilidad de la roca de acuerdo a los diferentes métodos cuantitativos.

**Tabla 1**

*Comparación de los métodos cuantitativos para determinar la mojabilidad de la roca.*

<b>Método</b>	<b>Mojado por agua</b>	<b>Mojabilidad neutra</b>	<b>Mojado por aceite</b>
<b>Ángulo de contacto</b>			
<b>Mínimo</b>	0°	65° a 75°	105° a 120°
<b>Máximo</b>	65° a 75°	105° a 120°	180°
<b>Índice de mojabilidad de USBM</b>			
<b>W</b>	≈ 1	≈ 0	≈ -1
<b>Índice de mojabilidad de Amott</b>			
<b>Relación de desplazamiento por agua</b>	+	0	0
<b>Relación de desplazamiento por aceite</b>	0	0	+
<b>Índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey</b>			
<b>I</b>	$0,3 \leq I \leq 1,0$	$-0,3 < I < 0,3$	$-1,0 \leq I \leq -0,3$

Fuente: Tomado de *Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario*, (p. 35), por Salgado y González, 2005, Universidad Industrial de Santander y *Mojabilidad: medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva*, (p. 74), por González, 2014, Universidad Nacional Autónoma de México.

**2.4.3.5 Método de imbibición.** En relación a los métodos cualitativos, el método de imbibición es el más utilizado dado que aporta una aproximación rápida de la mojabilidad de la roca sin necesidad de utilizar equipos complicados. Este método consiste en determinar el caudal volumétrico de la fase mojante que desplazada, por imbibición espontánea, a la fase no mojante en el medio poroso únicamente por la influencia de las fuerzas capilares presentes. Esta prueba puede realizarse a condiciones de yacimiento o condiciones estándar en celdas de imbibición de

vidrio Pirex y utilizando muestras de diámetro entre 1” y 1½” manteniéndose de manera perpendicular a la superficie, con la cara cilíndrica cubierta por teflón (Salgado & González, 2005).

**2.4.3.6 Método de flotación.** Es el método más sencillo y recomendado por el Instituto Estadounidense del Petróleo (API, *por sus siglas inglés*) para determinar los efectos de los surfactantes en la mojabilidad, sin embargo, sólo proporciona resultados fiables en sistemas fuertemente mojados. Esta técnica consiste en colocar agua, aceite y arena en un frasco, agitar y observar el comportamiento de los granos de arena. En sistemas altamente humectados por agua la arena que esté libre de aceite se deposita en el fondo del frasco, mientras que los granos agrupados en el aceite formarán pequeños conglomerados rodeados de una capa fina de agua. Por el contrario, en sistemas fuertemente mojados por aceite la arena se ubicará en el agua en pequeños cuerpos esféricos de aceite rodeados por partículas de arena y algunos de estos granos están suspendidos en la interfase aceite/agua (Salgado y González, 2005; González, 2014).

**2.4.3.7 Método de Permeabilidad relativa.** Esta técnica, se basa en la regla del dedo planteada por Craig para estimar la tendencia de la roca hacia una mojabilidad entre agua y aceite. En tal sentido, este método solo es efectivo en sistemas altamente mojados por agua o mojados por aceite. Esta técnica se basa en el uso de la permeabilidad del aceite en condiciones de saturación de agua irreducible, como se muestra en la tabla 2 (Salgado y González, 2005, p. 42). No obstante, Treiber y otros, propusieron una segunda técnica relacionada, en la cual se compara las permeabilidades relativas entre los tres fluidos presentes en los yacimientos (agua, petróleo y gas), considerando la permeabilidad relativa del fluido que moja la superficie de la roca en función de la saturación de este fluido. Esta alternativa solo es válida para sistemas fuertemente mojados por agua o aceite (González, 2014).

**Tabla 2**

*Regla de la mano derecha de Craig para determinar la mojabilidad.*

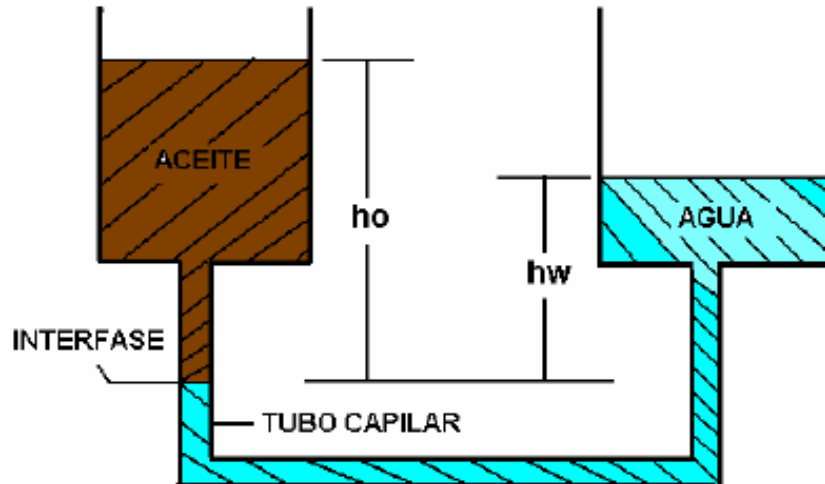
<b>Observación experimental</b>	<b>Mojado por agua</b>	<b>Mojado por aceite</b>
<b>Saturación de agua irreducible</b>	Generalmente mayor de 20 – 25% de volumen poroso	Generalmente menor de 15% de volumen poroso.
<b>Saturación de agua a <math>K_{rw} = K_{ro}</math></b>	Mayor de 50% de volumen poroso	Menor de 50% en el volumen poroso
<b>Permeabilidad relativa al agua a la saturación de agua máxima</b>	Generalmente menor de 50% de volumen poroso.	De 50% - 100% de volumen poroso

Fuente: Tomado de *Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario*, (p. 42), por Salgado y González, 2005, Universidad Industrial de Santander.

**2.4.3.8 Método por capilarimétrico.** El uso de este equipo fue promovido por Johansen y Dunning, el cual une las dos fases líquidas en un tubo capilar, en el cual existe una presión capilar en la superficie de contacto entre los dos fluidos, permitiendo calcular la tensión de adhesión considerando variables hidrostáticas como la diferencia de altura entre líquidos, la diferencia entre densidades y la gravedad (figura 7) (Salgado & González, 2005). De acuerdo a este método, la elevación de la superficie de la columna de agua puede incrementar o disminuir relativamente a la altura de la superficie del aceite, cambiando la carga hidrostática. Las fuerzas capilares y gravitacionales incrementarán y disminuirán hasta alcanzar el equilibrio (Salgado y González, 2005; González, 2014).

**Figura 7**

*Método capilarimétrico.*



Fuente: Tomado de *Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario*, (p. 47), por Salgado y González, 2005, Universidad Industrial de Santander.

En esta prueba el desplazamiento de energía es positivo si el agua tiene preferencia en la superficie de vidrio (como superficie representativa de la roca), por el contrario, si el aceite moja el recipiente de vidrio, el desplazamiento es negativo. Si alguno de los fluidos moja completamente la superficie del tubo capilar, el ángulo de contacto se hace cero (Salgado y González, 2005; González, 2014).

**2.4.3.9 Desplazamiento de presión capilar.** Este método es poco utilizado debido al impacto que tiene la geometría del sistema poroso en el ángulo de contacto, por lo cual este método está restringido a medios porosos que presentan poros de gran tamaño. La técnica consiste en utilizar la presión de entrada para calcular un ángulo de contacto aparente, siendo la presión de entrada aquella presión capilar en la que el fluido no mojante empieza a inundar una superficie rocosa que se encuentra 100% saturada por el fluido mojante (Salgado y González, 2005; González, 2014).

**2.4.3.10 Método de adsorción por tinte.** Este método se fundamenta en que una superficie mojada con agua absorberá un gran volumen de azul de metileno, mientras que una roca mojada por aceite no hará lo mismo, por lo tanto, ambos fluidos deben estar presentes en la muestra cuando se realice la prueba. El método de adsorción por tinte es utilizado para determinar la mojabilidad del agua específicamente o, en otro caso, la porción de la superficie que es mojada por agua (Salgado y González, 2005; González, 2014).

**2.4.3.11 Liberación nuclear magnética.** Esta técnica utiliza las medidas de relajación magnético nuclear para estimar la humectabilidad de la roca de manera fraccional, es decir, la mojabilidad en fracciones de la superficie. Este método se basa en el tiempo de liberación térmica para protones de agua (hidrógeno) en el medio poroso. Este tiempo representa el periodo en que la superficie que es expuesta a las fuerzas de campos electromagnéticos, primero de a uno alto y luego a uno débil, demora para que el núcleo de hidrógeno se estabilice. De acuerdo a la teoría, la mojabilidad afecta los tiempos de liberación, ya que las superficies con humectabilidad por aceite tienen un efecto mucho menor que las superficies humectadas por agua (Salgado y González, 2005; González, 2014).

#### ***2.4.4 Alteración de la mojabilidad***

La mojabilidad de la roca es uno de los factores principales que afectan la recuperación de crudo y la saturación residual de petróleo en procesos de recuperación secundaria y mejorada, por lo cual su estudio facilita el diseño de proyectos de explotación que permitan maximizar el recobro y disminuir la Sor (Villarruel & Bernal, 2010). Si bien, existen tres escenarios principales de mojabilidad (humectado por agua, humectado por aceite y humectabilidad neutra), la realidad es que los yacimientos son unidades geológicas con características heterogéneas a lo largo de toda su

extensión, por lo cual es posible encontrar diferentes tipos de mojabilidad en un mismo yacimiento (Cedeño, 2017).

En la mayoría de los casos, la mojabilidad de la roca puede ser alterada a causa de la adsorción de componentes polares y/o la deposición de material orgánico, como asfaltos y resinas, procedente del crudo. Este material se deposita en el medio poroso cambiando su preferencia humectante, cambiando a una mojabilidad por aceite. En este caso, es necesario que el crudo desplace al agua, quien forma una película alrededor de la roca, siendo promovido por interacciones de Van der Waals, fuerzas electrostáticas y estructurales. Sin embargo, otros factores como el pH del crudo y la composición de la roca también toman un rol importante en este proceso (Salgado & González, 2005; Villarruel & Bernal, 2010).

De acuerdo a estudios, se cree que los agentes de superficie activa en el petróleo son componentes que contienen oxígeno, nitrógeno y/o sulfuro, los cuales tienen un par polar y afinidad hacia los hidrocarburos. Por lo tanto, la parte afín al petróleo es expuesta dado que la superficie absorbe los componentes polares cambiando la preferencia de la mojabilidad. Por otro lado, la mojabilidad del sistema roca-fluido también es alterada por otros factores físicos, químicos y termodinámicos inherentes a las condiciones del yacimiento, la composición de la roca y la salmuera y el grado de interacción entre ellos (Villarruel & Bernal, 2010).

#### ***2.4.5 Factores que afectan la mojabilidad***

Las fuerzas presentes en la mojabilidad del medio poroso establecen condiciones de equilibrio entre tres componentes principales: un sólido (roca) y dos fluidos (agua y aceite). Los constituyentes que caracterizan a cada uno de estos componentes afectan a la mojabilidad causando cambios en la misma (Abdallah, et al., 2007). En tal sentido, Los factores que afectan la mojabilidad de la roca están asociados a las propiedades de los fluidos y las características

litológicas de la roca, no obstante, las diferentes presiones y temperaturas a las que se somete el medio poroso y el efecto del filtrado de los fluidos de perforación también son algunos de los factores que modifican la mojabilidad (González, 2014).

**2.4.5.1 Composición mineral de superficies.** Las rocas en los yacimientos son estructuras complejas y heterogéneas que están constituidas por diversos minerales, los cuales, pueden presentar mojabilidad diferente. Es debido a esto, que la mojabilidad de la roca es difícil de definir, no obstante, los constituyentes principales de las rocas de los yacimientos, como el cuarzo, carbonato y dolomía, son naturalmente mojados por agua antes de que exista la extracción de petróleo; de acuerdo a la literatura, los yacimientos carbonatados tienen mayor preferencia al aceite que los yacimientos de areniscas. Sin considerar la química de la salmuera, las superficies silíceas poseen carga negativa por encima de un pH 2 (débilmente ácidas), por lo cual pueden adsorber iones con carga positiva, mientras que las superficies de calcita tienen una carga positiva en pH por debajo de 9,5 (débilmente básicas), por lo cual pueden absorber iones de carga negativa. Ambas superficies absorberán compuestos con polaridades opuestas a través de una reacción ácido-base. En tal sentido, la mojabilidad de las superficies silíceas será afectada por bases orgánicas mientras que las superficies de calcita serán afectadas por ácidos orgánicos, así como por ácidos carboxílicos y por reactividad de minerales carbonatados (Abdallah, y otros, 2007; Villarruel & Bernal, 2010; González, 2014).

**2.4.5.2 Química de la salmuera.** los factores químicos que influyen en la mojabilidad son la salinidad y el pH, dado que estos afectan la carga e interacciones en el sistema roca-fluido, lo cual puede afectar la adsorción de surfactantes. La carga superficial en las superficies silíceas y carbonatadas sumergidas en agua es positiva para bajos niveles pH y negativa cuando se incrementa a valores entre 2 y 3,5, en el caso de la superficie de sílice, y entre 8 y 9,5, en superficies

de calcita. Los surfactantes catiónicos con carga positiva son atraídos por superficies con carga negativa y acción contraria cuando se trata de una superficie con carga positiva (Villarruel & Bernal, 2010; González, 2014).

**2.4.5.3 Surfactantes del crudo.** La humectabilidad de la roca cambia de mojada por agua, a mojabilidad intermedia y, posteriormente, a mojada por aceite, debido a la acción de componentes polares difusos a la superficie luego de atravesar la película de agua. Los surfactantes se encuentran en el petróleo y en fracciones pesadas, como asfáltenos y resinas, los cuales contienen oxígeno, nitrógeno y/o sulfuro. Estos compuestos están constituidos por componentes complejos que se encuentran en una pequeña fracción del crudo, por lo cual no ha sido posible identificar cuál de ellos afecta a la mojabilidad de la roca. De acuerdo a estudios, las moléculas de surfactantes presentan tanto propiedades hidrofílicas como hidrofóbicas, por lo cual pueden formar agregados en la interfase sólido-líquido por medio de interacciones hidrofóbicas, dando inicio a procesos de cambio de mojabilidad en la superficie de la roca y la estabilidad coloidal. La mojabilidad de la superficie y el desplazamiento del aceite en el medio poroso depende en gran medida de la adsorción de surfactantes en las interfases sólido-líquido y líquido-líquido, así como en la orientación que el surfactante asume (González, 2014).

**2.4.5.4 Asfáltenos.** La alteración de la mojabilidad generalmente se asocia a la presencia de partículas pesadas como los asfáltenos procedentes del crudo. Los asfáltenos son compuestos formados por anillos aromáticos y moléculas nafténicas que presentan altos pesos moleculares, los cuales pueden afectar la mojabilidad cuando presentan niveles altos de pH. En presencia de asfáltenos, las partes polares de los mismos son atraídas a la superficie, mientras que las no polares son repelidas por ella (Salgado & González, 2005). En este sentido, los asfáltenos atraviesan la película delgada de agua y se depositan en la superficie de la roca produciendo aceite en la

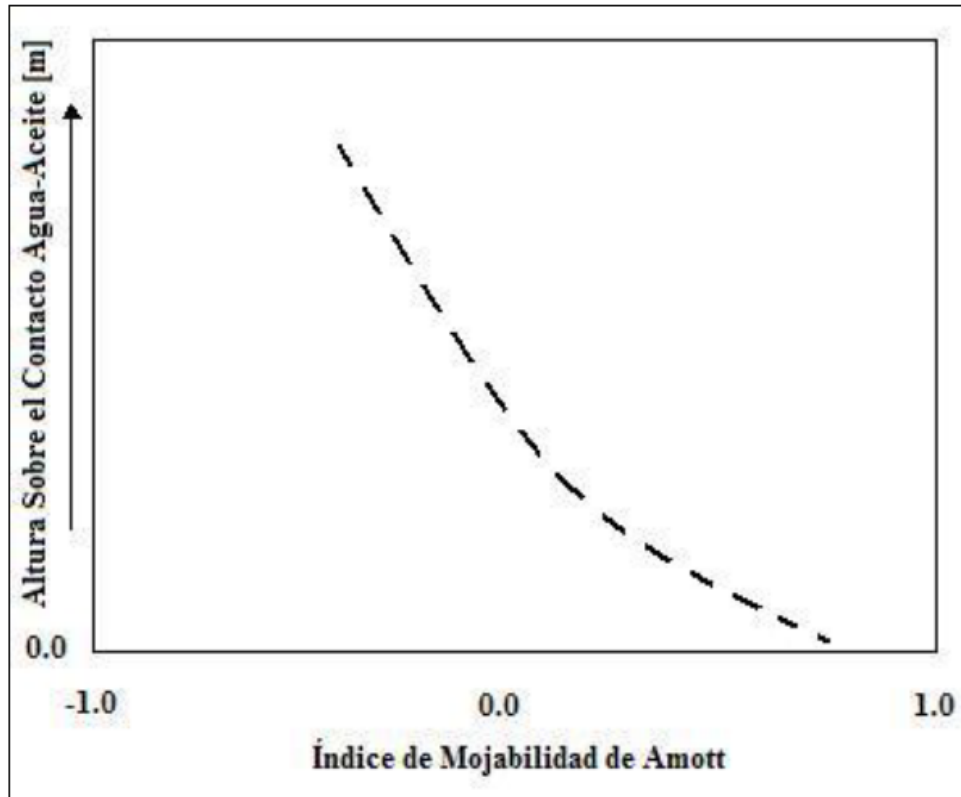
superficie, generando que las rocas cambien a una tendencia hacia la mojabilidad por aceite (González, 2014).

**2.4.5.5 Temperatura y presión.** Un sistema roca-fluido presenta una tendencia a la mojabilidad por agua con el incremento de la temperatura. Por su parte, antes de la migración del petróleo, los yacimientos son mojados por agua, en el cual existen cambios graduales en la saturación de petróleo y de agua irreducible con presencia de agua en la base del yacimiento por diferencia de presión entre ambos fluidos, conocida como presión capilar. Cuando un yacimiento es mojado por petróleo, la saturación del mismo será diferente al caso contrario, con una saturación máxima en dirección a la base del yacimiento (Salgado & González, 2005). El efecto que la temperatura y la presión tienen en la mojabilidad de la roca están relacionados a los cambios que sufren las propiedades de los fluidos con la variación de las condiciones iniciales del yacimiento. En tal sentido, el cambio en la temperatura y la presión pueden generar cambios en la composición del petróleo, causando la liberación de asfaltenos o cambios en la tensión interfacial aceite-agua (Villarruel & Bernal, 2010).

**2.4.5.6 Profundidad del yacimiento.** Una variable poco mencionada, es la localización del contacto de los fluidos del yacimiento. En un yacimiento en condiciones de equilibrio, al graficar el índice de mojabilidad de Amott vs la profundidad del contacto agua-petróleo, se puede observar que existe cambio en el mismo. Al acercarse al contacto agua-petróleo el sistema muestra tendencia a la mojabilidad por agua, mientras que, al alejarse de este contacto, el yacimiento presenta una mayor tendencia a la mojabilidad por aceite (figura 8).

**Figura 8**

*Efecto de la profundidad en el índice de mojabilidad de Amott-Harvey.*



Fuente: Tomado de *Mojabilidad: medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva*, (p. 131), por Villarruel y Bernal, 2010, Universidad Nacional Autónoma de México.

**2.4.5.7 Fluidos de perforación.** Durante las operaciones de perforación de pozos es imposible evitar la invasión de fluido de perforación en la cara de la, el cual afecta las propiedades del sistema roca-fluido. Los componentes de los lodos de perforación base agua alteran las superficies mojadas por aceite generando una tendencia preferente al agua, sin embargo, no tiene un efecto significativo en rocas mojadas por agua. El efecto más resaltante, es causado por los lodos base aceite, los cuales contienen emulsificantes y agentes mojantes por aceite, los cuales promueven la mojabilidad por aceite en la roca. De acuerdo a estudios, el filtrado de lodo base aceite causa emulsificación y

migración del agua connata de la formación, reduciendo la saturación de agua y alterando la mojabilidad en la roca, ya que los surfactantes del filtrado son absorbidos por las superficies sílicas cambiando de una mojabilidad por agua a una mojabilidad neutra (Salgado & González, 2005).

## **2.5 Nanotecnología**

### ***2.5.1 Definición***

La nanociencia es un área que ha tomado auge en los últimos años en el campo científico, siendo caracterizada por el estudio de materiales dimensiones nano, el cual es un prefijo utilizado para indicar un factor de  $10^{-9}$  en el sistema Internacional. De manera más exacta, la nanociencia es un área científica que estudia los materiales y objetivos de tamaño nanométrico, con el objetivo de estudiar el mundo nano y, de esta manera, comprender el mundo. Actualmente, los conocimientos en nanociencia y el avance tecnológico han permitido desarrollar aplicaciones y herramientas dentro de este espectro, denominada nanotecnología (Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología, 2009; Cruz, 2013). Si bien, los términos de nanociencia y nanotecnología son utilizados de manera similar, sin establecer diferencia alguna entre ambos, los especialistas en el campo señalan que la nanociencias son las que permiten generar conocimiento sobre el mundo a escala mesoscópica, considerando campos como la física, la química y la biología, mientras que la nanotecnología hace referencia a las diferentes técnicas de fabricación, observación, herramientas, nanoestructuras y dispositivos que se encuentran en dicha escala. Por lo tanto, la nanotecnología es un tipo de ingeniería fundamentado por los conocimientos de las nanociencias (Cruz, 2013).

En tal sentido, la nanotecnología es la aplicación del conocimiento científico al control y utilización de la materia en la nanoescala, lo cual se utiliza para investigar, diseñar y fabricar materiales, dispositivos y sistemas. Permite la gestión de características como el tamaño del

material, la forma, la morfología, la composición química y la configuración molecular para la mejora o el desarrollo de nuevos procesos y propiedades del producto. (ISO/TS 80004-1,2015).


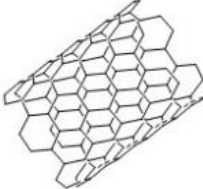
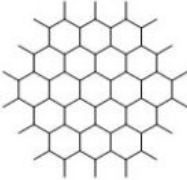

### ***2.5.2 Nanopartículas y nanomateriales***

Las nanopartículas son partículas cuyas dimensiones, o al menos una de ellas, está entre 1 y 100 nm. Algunas nanopartículas tienen un origen natural de carácter biológico, específicamente en medios microscópicos o como parte de minerales. No obstante, las nano partículas también tienen pueden ser de carácter sintético, producidas por el hombre de manera intencional con finalidades tecnológicas a partir de átomos y moléculas, como parte de la nanotecnología. Por otro lado, procesos industriales como la pirolisis, la producción de materiales a altas temperaturas, procesos de combustión, pigmentación y actividades domésticas donde se involucran altas temperaturas dan paso a la formación de este tipo de partículas (Martínez, Linares, & Ibarra, 2016).

Por su parte, los materiales que contienen nanopartículas en su estructura se les denomina nanomateriales. Como se mencionó anteriormente, la nanotecnología busca el diseño y producción de una serie de materiales, a escala nano conocidos como nanomateriales; estos se caracterizan por sus dimensiones, en la cual, al menos una de ella oscila entre 1 a 100 nanómetros. (Almendárez-Camarillo & González-Calderón, 2011).

**Figura 9.**

*Clasificación de los nanomateriales según sus dimensiones.*

Estructura	Nanomateriales
<p><b>Cero-dimensional (0D)</b></p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fullerenos</li> <li>- Partículas coloidales</li> <li>- Puntos cuánticos (Qdots)</li> <li>- Nanoclusters</li> <li>- Nanopartículas de Au y Ag</li> </ul>
<p><b>Uni-dimensional (1D)</b></p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nanocables y nanofibras</li> <li>- Nanotubos</li> <li>- Nanovarillas</li> <li>- Fibras poliméricas</li> </ul>
<p><b>Bi-dimensional (2D)</b></p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Monocapas</li> <li>- Nanorecubrimiento</li> <li>- Películas poliméricas (nano)</li> <li>- Superficies espesor &lt;100nm</li> <li>- Películas multicapa</li> </ul>
<p><b>Tri-dimensional (3D)</b></p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Materiales nanoestructurales</li> <li>- Policristales</li> <li>- Nanobolas</li> <li>- Nanobobinas</li> <li>- Nanoflores</li> </ul>

Fuente: Tomado de *Nanomateriales, nanopartículas y síntesis verde*, (p. 77), por Gómez, M., 2018, Repertorio de Medicina y Cirugía.

## 2.6 Nanotecnología en la Ingeniería del Petróleo

### 2.6.1 Aplicaciones en la industria petrolera

En la actualidad la demanda energética y el impacto ambiental ha supuesto la investigación de fuentes alternativas sostenibles, no obstante, la explotación de hidrocarburos aun representa un

sector de vital importancia para satisfacer las necesidades de la sociedad, por lo tanto, está tiene que adaptarse a las nuevas tendencias para garantizar la producción de estos fluidos. Aunado a este panorama, la inevitable maduración de los campos ha impulsado la búsqueda de nuevas tecnologías que permitan satisfacer la elevada demanda energética, en la cual el uso de la nanotecnología ha representado una solución factible y ecológica (Zhe & Yuxiu, 2018). En este sentido, la nanotecnología permite modernizar una variedad de operaciones en el proceso de exploración, explotación y producción de hidrocarburos, maximizar su recuperación y diseñar soluciones innovadoras para yacimientos no convencionales (Cruz, 2013).

En la actualidad, la evaluación e implementación de la nanotecnología en el sector industrial aún se encuentra en una fase inicial, sin embargo, diversos hallazgos ya han demostrado su factibilidad en muchos sectores, expandiendo su alcance y mejorando la productividad de las actividades operacionales. En el caso de la Industria petrolera, estos nuevos avances no han pasado desapercibidos, en el cual, los estudios académicos y científicos evalúan su potencial en procesos de recuperación mejorada de carácter químico, específicamente en la inyección de surfactantes y polímeros, permitiendo resolver problemáticas antiguas en estos procesos y lograr cambios significativos en las propiedades de los fluidos den yacimiento y las interacciones en el sistema roca-fluido (Pizarro, 2018).

En un principio, el estudio de la aplicación de la nanotecnología en la industria petrolera estaba dirigido a la evaluación de materiales de origen natural como nanocatalizadores, sin embargo, en la actualidad se ha evaluado fenómenos como la corrosión y la mojabilidad (Cruz, 2013). De acuerdo a esto, el uso de la nanotecnología ha aumentado su auge en diferentes procesos y actividades dentro de la industria petrolera como la perforación, cementación, recuperación

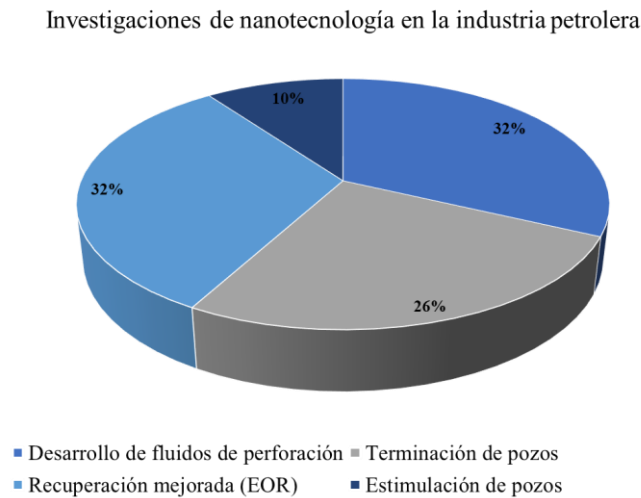
mejorada, exploración, entre otros (Fakoya & Shah, 2017). De manera específica, se describen las diferentes aplicaciones de la nanotecnología en este sector (Fakoya & Shah, 2017):

- Desarrollo de fluidos para procesos de perforación y fracturamiento hidráulico.
- Diseño de nanoemulsiones para espaciadores de cemento.
- Inhibición de corrosión por medio de fluido nanomagnético.
- Nanologización en programas de captura de información durante la perforación.
- Control de finos durante la perforación.
- Diferentes procesos en recuperación mejorada.
- Reducción de la viscosidad del petróleo.
- Detección de hidrocarburos.

De acuerdo con la figura 7, en la actualidad más del 50% de las investigaciones científicas referentes a la integración de la nanotecnología en la industria están dirigidas al área de perforación de pozos, mientras que la recuperación mejorada de petróleo es un área menos explorada para este tipo de tecnología, pero con un gran potencial.

**Figura 10**

*Porcentaje de Investigaciones de nanotecnología en la industria petrolera.*



Fuente: Tomado de *New drilling technologies Applications of nanotechnology in drilling operations*, (p. 08), por Afya, Mohamed, 2020, Politecnico Di Torino.

**2.6.2 Aplicaciones en procesos de recuperación mejorada.**

La síntesis de nanocompuestos ha despertado gran interés en los últimos años en procesos EOR, especialmente debido a la gran variedad de aplicaciones y nuevos materiales que se están generando y a la importancia que tienen en la economía global actual, lo cual se estima será cada vez mayor en el futuro. Desde hace varios años la industria petrolera ha estudiado la aplicación de nanopartículas en diferentes procesos de EOR y estimulación, resaltando su potencial como tratamiento innovador para la alteración de la mojabilidad de la roca y mejorar la productividad del yacimiento, gracias a su tamaño nanométrico y su relación área-volumen convirtiéndolo en candidatos aptos para la inyección en el yacimiento debido a la reducción de riesgo de taponamiento de las gargantas de los poros y su alta capacidad adsorbtiva (Miranda, 2017). En este sentido, las nanopartículas son componentes lo suficientemente pequeños como para fluir por el

medio poroso, incluyendo las gargantas porales de menor tamaño, modificar la tensión interfacial y mojabilidad de la roca, con la finalidad de alterar las interacciones de las fuerzas capilares presentes desde un nivel microscópico, y, de esta manera, disminuir la saturación residual y ayudar a desplazar volúmenes remanentes (Pizarro, 2018).

Dentro del campo de la recuperación mejorada la nanotecnología ha tomado relevancia en estudios de estimulación de la roca donde se evalúa en la del transporte de la dispersión coloidal en el medio poroso, representando una tecnología de gran relevancia para la comprensión de las migraciones de petróleo y gas en el yacimiento. Las investigaciones recientes están enfocadas en la aplicación de las nanopartículas para desplazar el petróleo en los poros de pequeñas dimensiones (Fakoya & Shah, 2017). De acuerdo con la literatura, los hidrocarburos muestran un comportamiento diferente en los nanoporos siendo la selección de espacios favorables, el cambio de fases y el equilibrio termodinámico factores determinantes en la transición de fases (Zhe & Yuxiu, 2018).

En tal sentido, dado las propiedades físicas y químicas de las nanopartículas, así como su tamaño, estos materiales pueden tener aplicaciones de mayor impacto en comparación con la escala micro y macro, haciendo de estas una alternativa muy prometedora para la optimización de procesos y/o productos en la industria del petróleo y así garantizar un suministro de energía más eficiente que satisfaga la demanda de petróleo mundial actual y futura. La literatura actual ha descrito los beneficios de su aplicación en procesos EOR convencionales, mejorando su desempeño y maximizando la recuperación de petróleo, en el cual la inyección de polímeros combinado con nanopartículas ha permitido un comportamiento más estable, mejores propiedades reológicas y aumento de la eficiencia de barrido como consecuencia del cambio de mojabilidad. De igual manera, otros estudios han demostrado la mejora en procesos con inyección de

surfactante, en el cual se evidencia una reducción de absorción estática y dinámica del surfactante en el sólido y aun incremento significativo del recobro de petróleo (Loaiza, 2020).

Por otro lado, el uso de la nanotecnología también se ha expandido a la obtención de información precisa del yacimiento, diseño de equipos para la industria y desarrollo de fluidos inteligentes. En el caso de este último, los nanofluidos pueden aumentar de manera significativa la recuperación de petróleo ya que su objetivo está dirigido a mejorar las características geomecánicas de la roca, mejorando la tensión interfacial del sistema. Por lo tanto, la nanotecnología representa una estrategia eficiente para modificar las propiedades de deformación y flujo de los hidrocarburos, su movilidad, humectabilidad y demás propiedades asegurando un incremento en la recuperación de petróleo, resolviendo problemas que las tecnologías y conocimientos antiguos no pudieron resolver (Cruz, 2013; Zhe y Yuxiu, 2018). No obstante, aún existen muchos desafíos en esta área, en la tabla 3 (Cruz, Juan, 2013, p. 76) se muestran los diferentes procesos de EOR y sus principales retos en los cuales la nanotecnología supone una solución factible a la mayoría de ellos.

**Tabla 3**

Métodos de EOR y sus principales desafíos

<b>Método</b>	<b>Mecanismo</b>	<b>Desafío</b>
<b>Térmica, inyección de vapor, estimulación con vapor, combustión en in-situ, SAGD (segregación gravitacional asistida por vapor).</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de viscosidad.</li> <li>• Reducción de IFT.</li> <li>• Destilación por vapor.</li> <li>• Expansión por vapor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos altos de energía.</li> <li>• Baja conductividad térmica de las rocas y los fluidos.</li> <li>• Fugas de calor hacia las capas no deseadas.</li> <li>• Menor degradación térmica.</li> <li>• Pozos dañados debido a las altas temperaturas iniciales.</li> <li>• Perdida de calor del generador térmico al depósito.</li> </ul>

<b>Química, surfactante alcalina, inundación de polímeros.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de IFT.</li> <li>• Alteración de la mojabilidad</li> <li>• Control de la movilidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos costos por cantidades en exceso.</li> <li>• Su baja efectividad en los cambios TIF y de la viscosidad debido a las condiciones del depósito.</li> <li>• Daños debido a la incompatibilidad.</li> <li>• Una desfavorable relación de movilidad debido a la viscosidad.</li> <li>• Difusión lenta en la estructura de los poros.</li> <li>• Desconocidos mecanismos para la alteración de la mojabilidad.</li> </ul>
<b>Inyección de gas, Inyección de gas de HC, Inyección de CO<sub>2</sub>, Inyección de aire.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manteniendo presión.</li> <li>• Reducción de viscosidad</li> <li>• Expansión del aceite.</li> <li>• Miscibilidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En caso de CO<sub>2</sub>, los materiales de resistencia a la corrosión son necesarios.</li> <li>• Efectos secundarios tales como la depositación de asfáltenos.             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tener alta MMP para inundaciones miscibles para tener una recuperación eficiente.</li> </ul> </li> </ul>
<b>MEOR; Bioproductos (Biosurfactante, inundación de Biopolímeros).</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Taponamiento selectivo.</li> <li>• Biodegradación del aceite.</li> <li>• Reducción de IFT.</li> <li>• Modificar la mojabilidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mecanismos muy lentos.</li> <li>• Taponamientos no deseados.</li> <li>• Reacciones indeseadas de bio (SRB).</li> <li>• Mecanismos desconocidos (la alteración de la mojabilidad).</li> <li>• Procesos de biodegradación</li> <li>• Lenta.</li> <li>• Químicamente asistida de MEOR.</li> </ul>

Fuente: Tomado de *Nanotecnología Aplicada a la Industria Petrolera* (p. 76), por Cruz, Juan, 2013, Universidad Nacional Autónoma de México.

La mayoría de estos retos involucran procesos de cambios termodinámicos a nivel molecular dentro de poros a micro-escala, por lo cual la nanotecnología busca (Cruz, 2013):

- Influir en los movimientos de nano-escala en los medios porosos, a través de inyecciones de nanopartículas que permitan cambiar las propiedades de los fluidos y modificar el sistema roca-fluido.
- Alcance de áreas superficiales específicas de la nanopartícula, mejorando la transferencia de materia y modificando las características de los fluidos con mayor facilidad.
- Diseño de agentes inteligentes, disminuyendo costos en productos químicos de mega-escala.
- Uso de tecnología de nanofiltración para separación de fluidos a nivel de superficie.
- Uso de nanosensores para el monitoreo en pozo con respecto al estado del flujo hidráulico, composición de hidrocarburos y propiedades de la roca.
- Nanoanálisis.
- Estudio y control de asfáltenos.

### ***2.6.3 Impacto a nivel macro de procesos a nanoescala***

El principal factor a considerar tanto en la recuperación mejorada como en procesos que involucran tecnologías a nanoescala es la mojabilidad de la roca, ya que esta propiedad afecta directamente la distribución de los fluidos dentro del yacimiento, el equilibrio entre fases en la matriz de la roca, el desplazamiento en el medio poroso, las permeabilidades relativas y la presión capilar (Cruz, 2013). En procesos de EOR se requiere, cuando se consideran la escala macro y la escala micro, es necesario superar las fuerzas capilares, considerando la geometría de los poros y la humectabilidad, así como el efecto de la inestabilidad del sistema fluido-fluido que rigen el desplazamiento a nivel micro. En tal sentido, la mojabilidad juega un papel fundamental en la

nanotecnología geométrica, específicamente en su efecto en las superficies de las fuerzas intermoleculares. Los ángulos de contacto del petróleo están íntimamente relacionados a la estabilidad y características de la película de agua que se encuentra entre la superficie rocosa y el petróleo, mientras que la humectabilidad de la roca está relacionada a la absorción de los componentes del petróleo. A nivel nano, la recuperación de aceite depende de la mineralogía, la rugosidad, el comportamiento de la película que recubre la superficie y la distribución del agua. Aunado a esto, al tratarse de superficies pequeñas, la mojabilidad puede verse afectada por procesos de equilibrio y contaminantes (Cruz, 2013).

## **2.7 Óxido de grafeno**

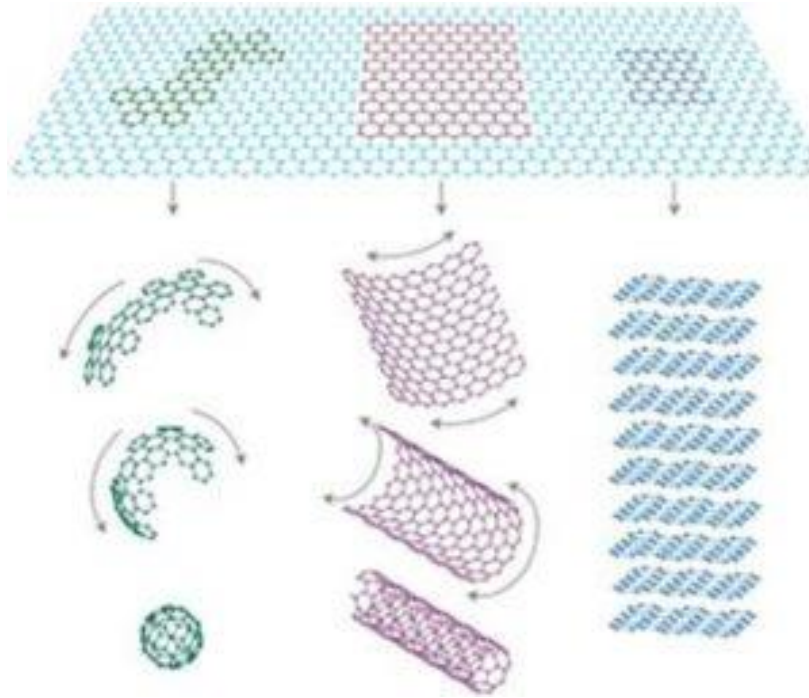
### **2.7.1 Grafeno**

El grafeno es un compuesto de carácter nanométrico bidimensional, el cual al igual que el grafito y el diamante está compuesto por capas de átomos de carbono unidas a través de las fuerzas de Van Der Waals. Su morfología se caracteriza por poseer varios anillos de carbonos de forma hexagonal fuertemente cohesionados. Su estructura consta de nubes electrónicas de los átomos de carbono con hibridación tipo  $sp^2$  con tres orbitales  $\sigma$  distribuidos en forma trigonal plana separados por ángulos  $120^\circ$ . Sin embargo, su estructura no es todo plana, sino que presenta ondulaciones como producto de impurezas (Aguirre, 2015).

Las escamas del grafeno forman capas laminares con diámetro de 1-50  $\mu\text{m}$  y de espesor 1-20nm. Estas capas deben estar aglomeradas y deben dispersarse correctamente para lograr optimizar sus propiedades. Dada su origen no oxidante el grafeno es una sustancia adecuada para aplicaciones que requieren materiales con alta conductividad térmica (Segarra, 2020).

**Figura 11**

Representación de la lámina de grafeno y sus derivados.



Fuente: de izquierda a derecha, el grafeno formando fullerenos, nanotubos y grafito. Fuente: tomado de *El grafeno: Premio Nobel, propiedades y aplicaciones*, (p. 02), por García, Miguel, 2019, Universidad Nacional Autónoma de México.

A diferencia de otras formas alotrópicas de carbono posee propiedades metálicas de gran relevancia en el sector industrial. Entre sus características más destacables, está la conductividad eléctrica, resistividad y estabilidad termodinámica, catalogándolo como potencial sustituto de otros materiales como el silicio (Pachamango & Zapata, 2018).

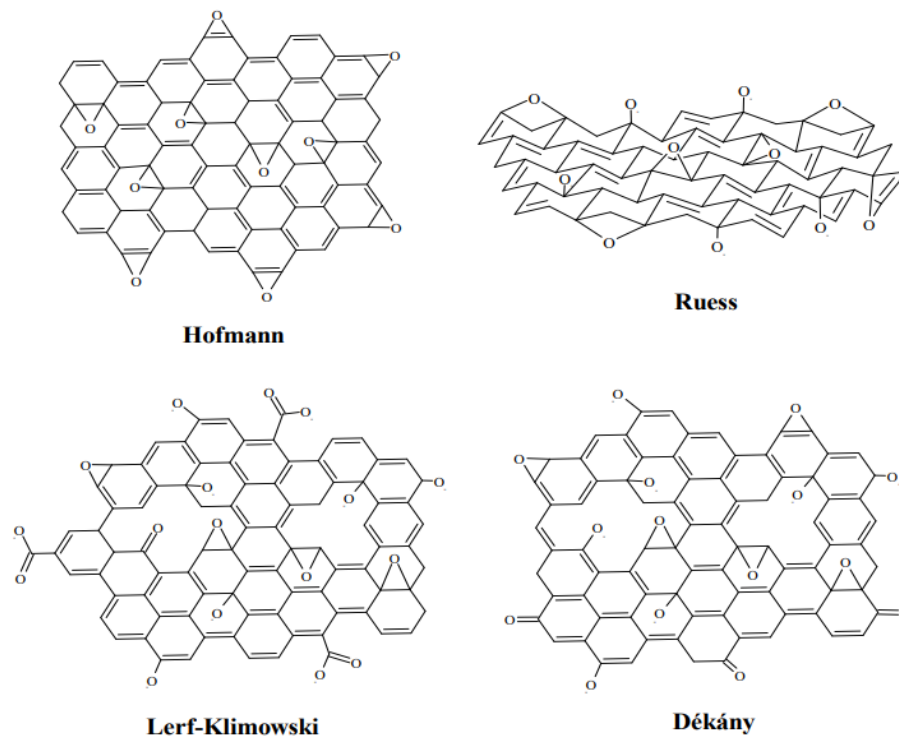
### 2.7.2 Óxido de Grafeno (GO)

El óxido de grafeno es la forma oxidada del grafeno la cual presenta una estructura en de red semi-aromática de átomos de carbono con hibridación tipo  $sp^2$  rodeado de otros carbonos con hibridación  $sp^3$  y otros grupos funcionales oxigenados de origen sintético. La estructura química

del óxido de grafeno depende de los procesos involucrados en su síntesis, así como de las características del grafeno utilizado; esta dependencia afecta el tamaño de la partícula, su dispersabilidad, resistividad y oxidación (Vargas, 2017).

**Figura 12**

*Principales modelos propuestos de la estructura del óxido de grafeno.*



Fuente: tomado de *Síntesis y evaluación de las propiedades interfaciales de un nanofluido de óxido de grafeno funcionalizado con dodecilamina con potencial aplicación en recobro mejorado de hidrocarburos*, (p. 20), por Cepeda, Gladys, 2021, Universidad Industrial de Santander.

**2.7.3 Propiedades y características del óxido de grafeno**

La estructura atómica del óxido de grafeno incluye en el plano basal grupos hidroxilo y epóxido y en los bordes de la misma, grupos carboxilos y carbonilos. En términos generales, sus propiedades están dirigidas a sus compuestos oxigenados, los cuales pueden reducir sus

propiedades eléctricas o aumentar su reactividad química, permitiendo establecer interacciones covalentes y no covalentes con otros tipos de compuestos, además de presentar un buen nivel de dispersión en superficies acuosas, características hidrófilas, aislantes, antibacterianas e impermeables; no obstante, sus grupos funcionales pueden ser alterados con el objetivo de mejorar sus propiedades en base a su aplicación final (García Martínez, 2013; Domínguez, 2019; Cepada, 2021).

En tal sentido, dadas sus diversas variaciones estructurales, el óxido de grafeno presenta propiedades fisicoquímicas de gran relevancia, siendo la principal, dependiendo de su grado de oxidación y área superficial, su capacidad para ser absorbido en interfases líquido-líquido y líquido-sólido. Los compuestos con grandes superficies presentan altos niveles de absorción dado su disponibilidad en el orbital  $sp^2$  y de grupos oxidados, los cuales interactúan con las fases a través de enlaces de hidrógeno y apilamiento  $\pi$  ( $\pi$ - $\pi$ ) (Cepada, 2021).

En relación a sus propiedades, García Martínez (2013) señala lo siguiente:

- Conductividad eléctrica: esta se ve reducida en el óxido de grafeno, en comparación al grafeno, debido a sus compuestos oxigenados, los cuales le permiten establecer altos niveles de resistencia eléctrica, a pesar de ser un material de carácter electrónicamente híbrido.
- Conductividad térmica: este compuesto tiene un alto nivel de transmisión de calor, siendo su conductividad térmica a temperatura ambiente superior a muchos otros materiales. No obstante, el flujo de calor a lo largo de su plano transversal y el eje perpendicular es limitado.
- Propiedades ópticas y opticoeléctricas: el óxido de grafeno es un material que cuenta con una alta transparencia óptica en el rango visible y ultravioleta.

- Propiedades mecánicas: a pesar de ser menos investigadas que las demás, se ha evidenciado que el óxido de grafeno posee altos valores de resistencia a rotura y de elasticidad longitudinal, catalogándolo como un material sumamente elástico y resistente a sufrir ruptura.

### **3. Diseño experimental y metodología**

#### **3.1 Diseño de experimentos**

El diseño de experimentos consiste en determinar cuáles pruebas se deben realizar y de qué manera, para obtener datos que, al ser analizados estadísticamente, proporcionen evidencias objetivas que permitan responder las interrogantes planteadas, y de esa manera clarificar los aspectos inciertos de un proceso, resolver un problema o lograr mejoras.

Hay muchos diseños experimentales para estudiar diferentes problemas y situaciones encontradas en la práctica. Esta cantidad de diseños requiere saber seleccionar el diseño más adecuado para una situación dada, por lo que se necesita saber cómo se clasifican los diseños según su finalidad y alcance (Pulido & Salazar, 2008).

Así mismo, Pulido & Salazar destacan que los cinco aspectos que más influyen en la elección del diseño experimental son:

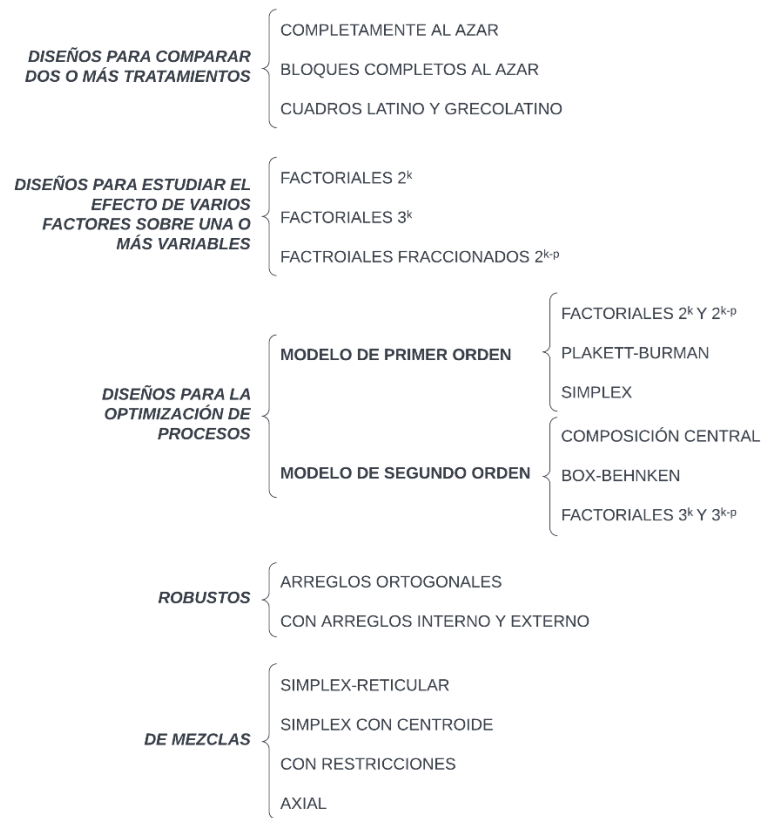
1. El objetivo del experimento.
2. El número de factores a estudiar.
3. El número de niveles que se prueban en cada factor.
4. Los efectos que interesa investigar (relación factores-respuesta).
5. El costo del experimento, tiempo y precisión deseada.

En la siguiente figura se muestra la clasificación general de los diseños según el propósito, en ella encontramos los diseños individuales más representativos para cada rama. Dentro de cada

rama, se puede categorizar según el número de factores, el tipo de efecto investigado y las restricciones aplicadas.

**Figura 13**

*Clasificación de los diseños experimentales*



Fuente: Tomado de Pulido, H. G. (2008). ANALISIS Y DISEÑO DE EXPERIMENTOS (2.a ed.).

McGraw Hill.

A continuación, se muestra la matriz experimental seleccionada para el presente proyecto (Factorial  $3^k$ ), la cual como se muestra en la figura 13, es un diseño para estudiar el efecto de varios factores sobre una o más variables y será descrita en el capítulo 4 explicando la selección de las variables y sus respectivos niveles.

**Tabla 4**

*Matriz experimental*

	pH	□ Nanos	TDS
		ppm	ppm
<b>1</b>	4	300	300
<b>2</b>	6	300	300
<b>3</b>	8	300	300
<b>4</b>	4	600	300
<b>5</b>	6	600	300
<b>6</b>	8	600	300
<b>7</b>	4	900	300
<b>8</b>	6	900	300
<b>9</b>	8	900	300
<b>10</b>	4	300	600
<b>11</b>	6	300	600
<b>12</b>	8	300	600
<b>13</b>	4	600	600
<b>14</b>	6	600	600
<b>15</b>	8	600	600
<b>16</b>	4	900	600
<b>17</b>	6	900	600
<b>18</b>	8	900	600

<b>19</b>	4	300	900
<b>20</b>	6	300	900
<b>21</b>	8	300	900
<b>22</b>	4	600	900
<b>23</b>	6	600	900
<b>24</b>	8	600	900
<b>25</b>	4	900	900
<b>26</b>	6	900	900
<b>27</b>	8	900	900

### 3.2 Análisis de Varianza

Con el fin de realizar el análisis de varianza (ANOVA), se elige un diseño factorial  $3^3$  de tres niveles (diseño de superficie de respuesta). Por lo tanto, se agrega un nivel intermedio para cada factor para obtener todas las variables. Cada nivel de factor dentro de un bloque, el diseño total consta de 27 experimentos o matrices.

El ANOVA es una técnica central en el análisis de datos experimentales, el cual desglosa la variabilidad de cada efecto en sus partes individuales, por lo que considerar muchos coeficientes reduce la variabilidad asociada con cada uno (Pulido & Salazar, 2008). Es por esto que en el análisis se incluye interacciones de hasta dos factores.

El análisis de varianza se elabora utilizando el software Statgraphics, ingresando el diseño previamente definido, para modelar el comportamiento del ángulo de contacto y dividir su variabilidad por cada efecto. Los “valores P” estadísticos se consideran en el análisis y debe ser inferior a 0,05 antes del factor cuyo efecto sea estadísticamente significativo al 95% de nivel de confianza.

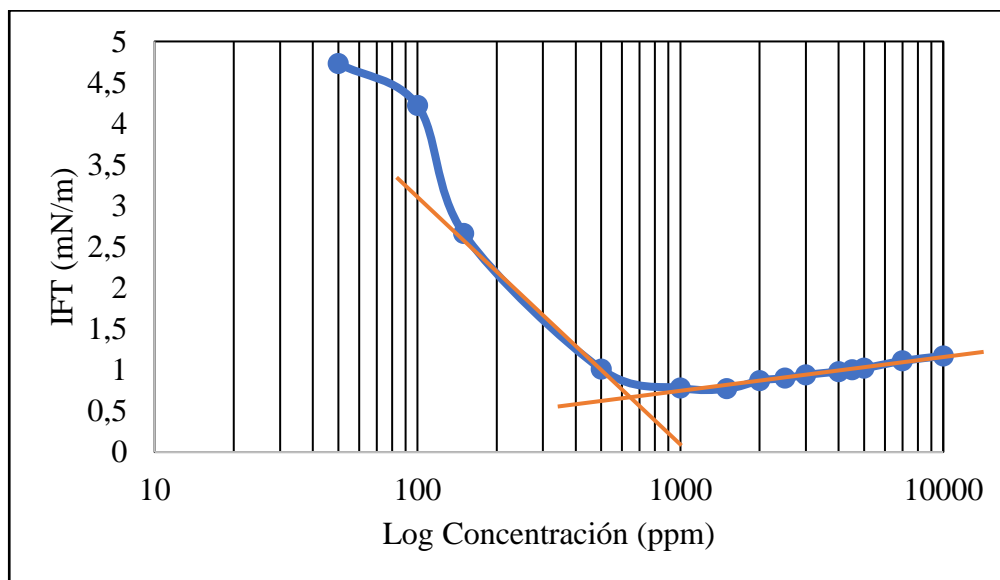


**3.3.1.3 Surfactante dodecil sulfato sódico (SDS).** El dodecil sulfato de sodio (SDS,  $C_{12}H_{25}OSO_3-Na^+$ ) es uno de los tensoactivos iónicos más utilizados en los estudios de agregación de micelas, la estabilidad de espumas, la formación de monocapas y el acondicionamiento de emulsiones. El SDS tiene una alta solubilidad en agua lo cual expresa su elevado nivel hidrofílico. Experimentalmente, se ha estudiado la adsorción de SDS en la región de interfaz de emulsiones y microemulsiones para determinar la concentración óptima de SDS requerida para preparar estos sistemas (Watry & Richmond, 2000; Salager et al., 2005).

En los análisis realizados al SDS utilizando el crudo Casabe se determinó que la concentración micelar crítica (CMC) se encuentra en 650 ppm, concentración con la cual se realizaron las pruebas de medición del ángulo de contacto para la posterior comparativa entre formulaciones.

#### Figura 14

*Gráfica determinación de la CMC del SDS*



**3.3.1.4 Equipo Espectrofotómetro Hach DR6000.** Este equipo permite realizar escáneres de longitud de onda de alta velocidad tanto en el espectro UV, como en el visible. El

espectrofotómetro DR6000 ofrece excelentes prestaciones tanto en tareas de rutina del laboratorio, así como también en procesos de fotometría.

Con implementación de accesorios sería posible realizar análisis de gran volumen, gracias a su carrusel que actúa como cambiador de muestras. El software inteligente ayuda en el calibrado de rutina, al igual que en el control de calidad y en aplicaciones que se desarrollen de forma personalizada.

El espectrofotómetro se encuentra en el laboratorio 106 del Parque Tecnológico de Guatiguará y con este equipo se le realizó prueba de Absorción a 630nm al GO, del cual se obtuvo como respuesta 3,869.

### Figura 15

*Espectrofotómetro Hach DR6000*



Fuente: Tomado de Espectrofotómetro DR6000 | Hach Colombia - Aspectos Generales | Hach.

(s. f.). (2022), de <https://bit.ly/3xuxxxy>

**3.3.1.5 Equipo Refractómetro RFM960.** El refractómetro se encuentra en el laboratorio 106 del Parque Tecnológico de Guatiguará, equipo con el cual se determinó el índice de refracción del GO, dando como resultado 1,333.

Refractómetro idóneo para uso en las industrias química, petroquímica y farmacéutica, además del ámbito investigativo de la academia. Cuenta con un sello prismático casi impermeable a la

mayoría de los químicos empleados en laboratorio. También cuenta con una cubierta la cual ayuda a evitar una posible evaporación, factor relevante cuando se trabaja con aceites aromáticos. La interfaz de usuario permite que su utilización sea de forma sencilla, bien sea cargando métodos, calibrando o realizando algún mantenimiento rutinario. Las mediciones se realizan a través de métodos que pueden ser definidos por el usuario o seleccionado de los datos integrados.

### Figura 16

*Refractómetro RFM960*



Nota: Tomado de Digital Refractometer, RFM960 (Bellingham + Stanley). (s. f.). VWR. (2022), de <https://bit.ly/3eKZTZ9>

**3.3.1.6 Equipo DSA25 Krüss.** Analizador diseñado para la determinación de mojabilidad en superficies solidas a través de medición de ángulo de contacto, así como también de la tensión superficial de líquidos. Logrando una combinación entre velocidad y versatilidad en sus opciones de evaluación, es posible obtener respuestas rápidas.

El analizador de forma de gota para ángulo de contacto perteneciente al Centro de Investigaciones en Catálisis (CICAT) es el equipo con el cual se realizaron las diferentes

mediciones de ángulo de contacto requeridas para el diseño experimental teniendo en cuenta el contorno de la gota pendiente.

### **Figura 17**

*DSA25 Krüss*



Fuente: Tomado de Drop Shape Analyzer â - DSA25 por KRÄÜSS USA - Artes Gráficas y Tintas de Impresión. (s. f.). (2022), de <https://bit.ly/3Bgkhc8>

## **4. Resultados**

### **4.1 Preparación del crudo**

Se realizaron pruebas preliminares tomando como punto de partida el tratamiento y preparación del crudo Casabe 432 el cual se deshidrató mediante el uso de la centrifuga con el fin de obtener indicios de contenido de agua, en este paso se visualizó alta presencia de agua en el crudo, razón por la cual se procedió a utilizar el equipo de ultrasonido, dejando el crudo en este proceso durante constantes periodos de tiempo. Una vez obtenidos resultados notorios con el ultrasonido, se empleó en segunda oportunidad la centrifuga como medida para terminar de deshidratar el crudo.

Posteriormente, se realizó una prueba de BSW con la cual se identificó que el crudo aún contenía un porcentaje de agua, menor que la cantidad evidenciada al inicio del proceso, debido a

ello, se determinó que era necesario someter la muestra a ciclos adicionales de centrifugado y trabajarla con el porcentaje mínimo de presencia de agua, el cual fue de 0,7%.

**4.2 Selección de la concentración de salinidad y oxido de grafeno**

Con el objetivo de preparar las salmueras requeridas en el diseño experimental para las pruebas de ángulo de contacto, se calcularon los mg requeridos de NaCl y CaCl<sub>2</sub>\*H<sub>2</sub>O,

**Tabla 7**

*mg requeridos de NaCl y CaCl<sub>2</sub>\*H<sub>2</sub>O*

<b>Ca<sup>++</sup> [ppm]</b>	<b>SALINIDAD [ppm]</b>	<b>CaCl<sub>2</sub>*H<sub>2</sub>O [mg]</b>	<b>NaCl [mg]</b>
<b>80</b>	900	440,2	1230
<b>80</b>	600	440,2	780
<b>80</b>	300	440,2	330
<b>60</b>	900	330,1	1260
<b>60</b>	600	330,1	810
<b>60</b>	300	330,1	360
<b>40</b>	900	220,1	1290
<b>40</b>	600	220,1	840
<b>40</b>	300	220,1	390

Sumando a ello, se preparó una salmuera con 80 ppm de Ca<sup>++</sup> y 900 ppm de CaCl<sub>2</sub>\*H<sub>2</sub>O.

En esta parte del proceso, se determinó que las concentraciones de Calcio afectaban las disoluciones generando precipitados. Esto tiene relación con el potencial zeta, el cual indica la

magnitud de repulsión o atracción electrostática entre las partículas, siendo esto, uno de los parámetros fundamentales que se conoce como factor que afectan la estabilidad. Referido en la literatura, el valor del potencial zeta del óxido de grafeno es  $-44.1$  mV, con lo cual al agregarle Calcio a las soluciones generan la inestabilidad de estas. Por tal motivo, se descartó su implementación en la continuación de las pruebas.

Ahora bien, para seleccionar las concentraciones de salmuera apropiadas para realizar las pruebas, se prepararon 10 disoluciones con una concentración de GO constante de 200 ppm en 25 ml de las cuales el volumen de GO fue 2,21 ml variando la concentración de salmuera como se presenta a continuación:

**Tabla 8**

*Relación de concentraciones de salmuera*

<b>CONCENTRACIÓN SALMUERA</b>	<b>VOLUMEN SALMUERA</b>
<b>(ppm)</b>	<b>(cc)</b>
<b>100</b>	0,0443
<b>200</b>	0,0887
<b>300</b>	0,1330
<b>400</b>	0,1774
<b>500</b>	0,2217
<b>600</b>	0,2661
<b>700</b>	0,3104
<b>800</b>	0,3547
<b>900</b>	0,3991

---

<b>1000</b>	0,4434
-------------	--------

---

Al realizar la curva de estabilidad, se pudo observar que a valores de concentración de salmuera mayores a 1000 ppm el óxido de grafeno se precipitaba, es por esto que se tomó como límite el valor de 900 ppm, y para el diseño experimental se tomaron tres valores equidistantes (300 ppm, 600 ppm y 900 ppm).

Respecto al máximo nivel de concentración de nanofluidos se establece teniendo en cuenta la literatura, dejando como valor tope 900 ppm de GO, valores por encima de esta concentración generan precipitaciones y adicionalmente no son atractivos comercialmente dada su alta concentración. Una vez realizadas las disoluciones se procede a analizar el comportamiento a las diferentes concentraciones de GO empleadas, obteniendo concentraciones con buena solubilidad, por lo cual se emplea el valor tope para determinar los otros dos valores equidistantes que hicieron parte del diseño experimental, al igual que la salinidad. A todas las soluciones se les realizó cá estando todas alrededor de los -30mV, lo cual se pudo corroborar con las pruebas de añejamiento a 24 horas, 1 semana, 1 mes y 3 meses aún seguían estables.

De acuerdo con diferentes estudios realizados en la literatura con el GO, varios autores han concluido que el pH es un factor relevante ya que en presencia de las salmueras modifican la adsorción del óxido de grafeno sobre la superficie de la roca (Radnia et al., 2017), es por esto que para este estudio se decidió evaluar el cambio de pH.

#### **4.3 Preparación de la salmuera**

Se preparó la salmuera a emplear, basándonos en el físico químico del pozo ACAE 12 y usando un volumen de 500 ml los cuales fueron filtrados a través de un filtro de 0,45 micras.

**Tabla 9***Físico químico del pozo ACAE 12*

SUSTANCIA	CANTIDAD (g)
NaCl	24,145
KCl	0,11
MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O	1,2825
CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	4,035
SrCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O	0,0815
BaCl <sub>2</sub>	0,0005

Realizadas las pruebas preliminares, se optó por continuar trabajando con el crudo Casabe, pero siendo en este caso se utilizó Casabe 1467, para lo cual fue pertinente la preparación de salmuera en volumen de 1L con las siguientes propiedades:

**Tabla 10***Físico químico Casabe 1467*

SUSTANCIA	[g/L]
NaCl	0,521
KCl	0,003
MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O	0,098
CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	0,037
SrCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O	0,002
BaCl <sub>2</sub>	0,002

Finalizándose esta parte del proceso filtrando la salmuera a través de un filtro de 0,45 micras.

#### **4.4 Síntesis y caracterización del óxido de grafeno**

##### ***4.4.1 Síntesis del óxido de grafeno***

El proceso de síntesis del óxido de grafeno fue empleando el método de Hummer modificado (J. Gómez, 2022). A continuación se describe el procedimiento empleado:

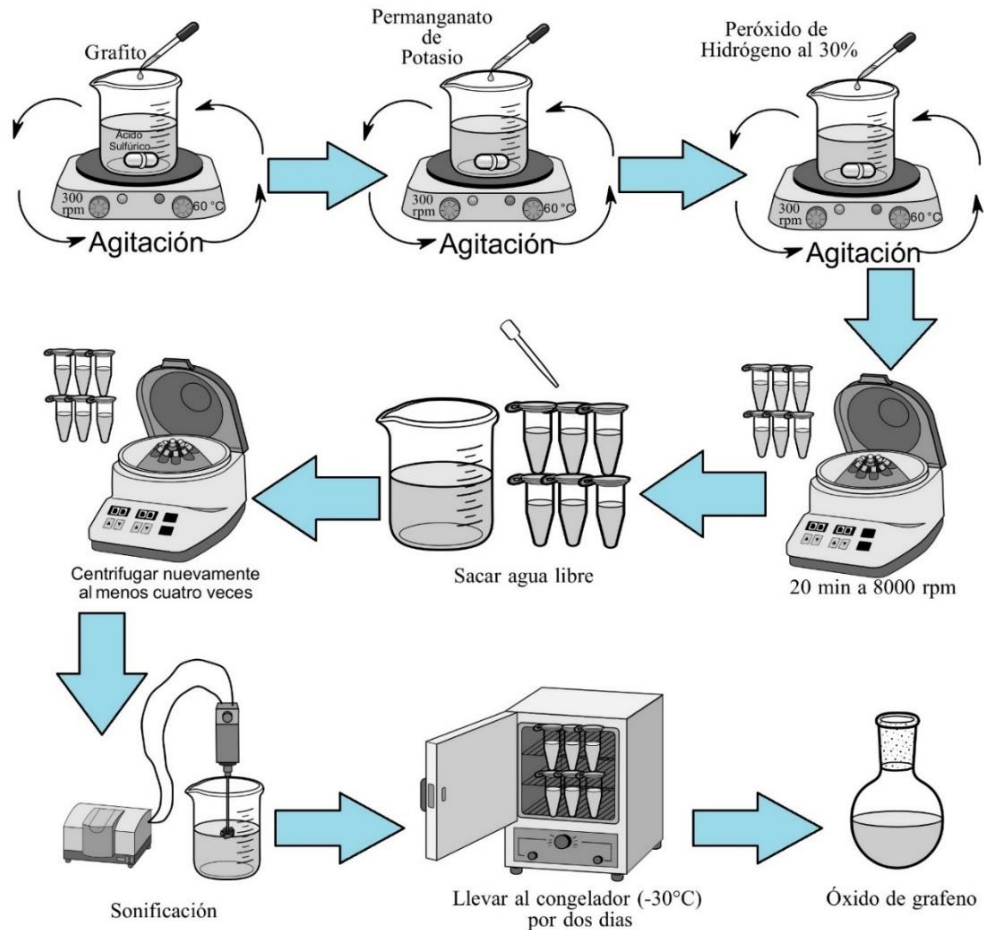
1. Tamizar el grafito en 38 micras.
2. Ponerle el vinipel y llevarlo a agitación en caso de no pasar por el tamiz.
3. Sacar 2 gramos del tamizado a 38 micras.
4. 120 mililitros de ácido sulfúrico por cada gramo (se toma el vaso de precipitado, el dispensador y con ayuda de una probeta se sacan los 240 mililitros que se necesitan).
5. En el ácido que está en el vaso precipitado se pone el grafito (2 gramos) y se trae la plancha.
6. La plancha se pone a 300 rpm con agitador magnético, con ayuda de un imán (grande) se deja agitando por 10-15 minutos mientras se homogeniza.
7. Se calienta la muestra en agitación a 60°C en el termómetro, por lo que hay que llevar la plancha a 80°C por las pérdidas, esperar que se estabilice.
8. El termómetro toca meterlo en un shot con aceite para que no se parta, y esperar que se estabilice a 60°C.
9. Cuando estabilice a 60°C, no se apaga, se deja ahí y se le adiciona permanganato de potasio, 6 gramos por cada gramo de grafito, para este caso 12 gramos.
10. Se pesaron en la balanza 12 gramos y se fueron agregando de a 0,5 gramos cada 6 minutos.
11. Cuando se terminan de aplicar los 12 gramos se deja por 22 horas a 60°C en agitación.
12. Al siguiente día al pasar las 24 horas se para la temperatura y se preparan 5 mililitros de peróxido de hidrogeno al 30% y con un transfer (20-200 micras) se empieza de a poco adicionar hasta que deje de efervescer en el vórtice, se para la agitación y se tapa con vinipel (se le hace huequitos con una jeringa para que el vapor salga) se termina de aforar con agua tipo 1 hasta 500 mililitros más o menos, el agua se le adiciona antes y después del peróxido, se deja por 8 horas esperando que se decante.

13. Tomamos 6 tubos de centrifuga de plástico, los lavamos con jabón, agua destilada y agua tipo 1, luego se ponen en la rejita y con una pipeta se llenan en un 80% cada una, luego se pesan con ayuda de un vaso de precipitado, todos deben pesar lo mismo, si no, con ayuda de una jeringa se aforan con agua tipo 1 hasta que todas pesen lo mismo.
14. Luego de que los 6 tubos de centrifuga pesen lo mismo se llevan a centrifugar (la centrifuga se conecta, se prende el shift atrás y se meten los tubos) le damos 8000 rpm por 20 minutos y start.
15. Luego de centrifugar con la pipeta se le saca el agua libre a un vaso de precipitado dejando solo el producto en el fondo, así con todos los tubos, luego se vuelve aforar con agua tipo 1 y se lleva a centrifugar, se debe realizar cuatro veces por lo menos. Tener cuidado de no sacar el producto cuando se retira el agua.
16. Se lavo cinco veces hasta que se logró llegar a ph 5-6. Ahí bajamos y procedemos a sonificar.
17. Para la sonificación se lavó el vaso de precipitado con jabón, agua destilada y tipo 1, se debe sacar un baño de hielo para que no se caliente. Se busca la boquilla de la sonda que le quede al vaso, el vaso se para en el baño con hielo y cada 20 minutos hay que cambiarle el hielo, se pone a 1:1 por hora (ósea 2 horas).
18. Tomamos 3 tarros y los pesamos bien lavados, anotamos el peso en el tarro (balanza) y llenamos con 5 mililitros cada tarro y tapamos tipo árabe y al congelador por dos días, luego pasa al congelador de  $-30^{\circ}\text{C}$  (esto se hace para que el cambio a  $-50^{\circ}\text{C}$  no sea tan grueso y se estalle el tarro).

Luego de realizar la liofilización dio una concentración de 2,266 mg/ml

**Figura 18**

*Proceso de síntesis del óxido de grafeno*

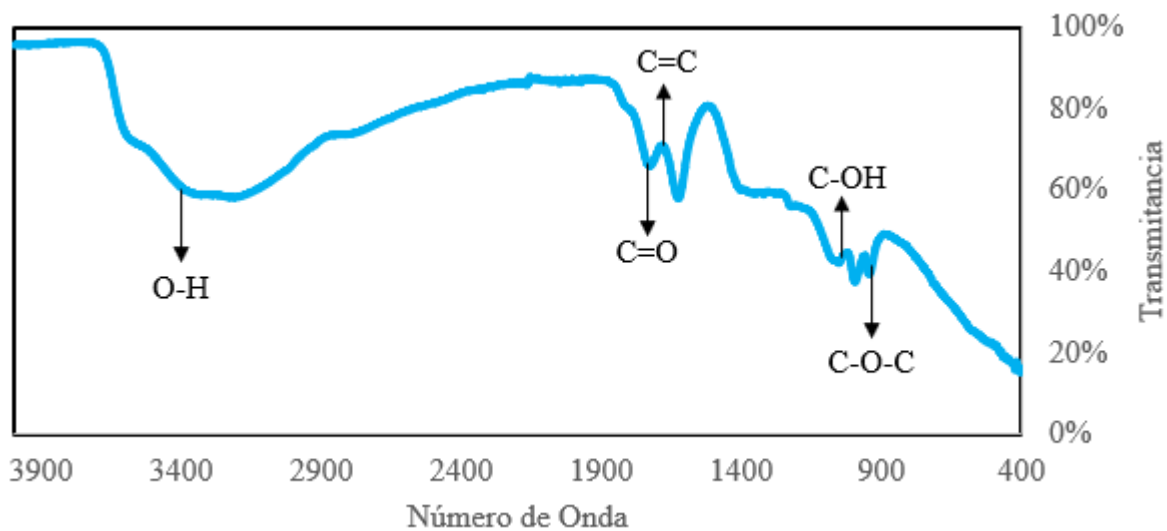


#### 4.4.2 Caracterización del óxido de grafeno

La figura 19 muestra el espectro infrarrojo del óxido de grafeno sintetizado. Esto indica la presencia de señales características de grupos funcionales que contienen oxígeno formados por la oxidación de grafito, estos grupos oxidados son los que le dan la característica al GO que sea fácilmente funcionalizable con otros fluidos.

**Figura 19**

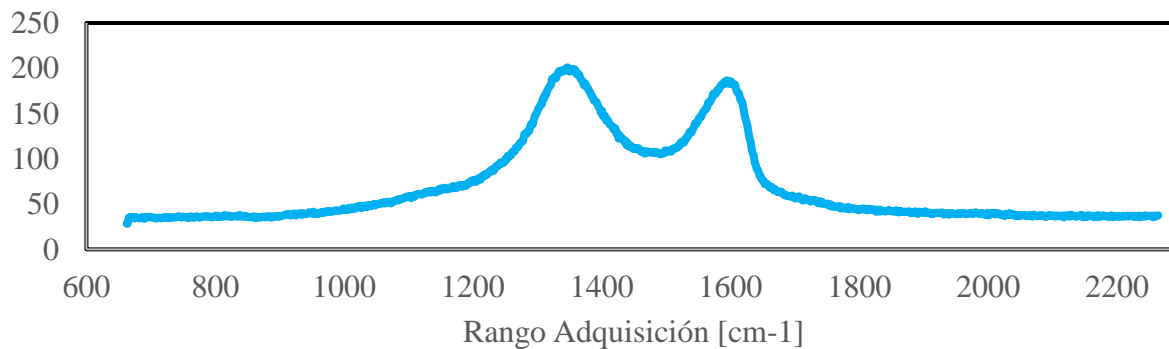
*Espectro FT-IR del óxido de grafeno*



La figura 20 muestra el espectro Raman del óxido de grafeno, donde destacan las señales a 1317 cm⁻¹ (banda D) y a 1600 cm⁻¹ (banda G) las cuales se atribuyen a los defectos causados por los grupos funcionales oxigenados y las vibraciones de los átomos de carbono con hibridación sp<sup>2</sup> respectivamente.

**Figura 20**

*Espectro Raman del óxido de grafeno*



#### 4.5 Preparación de la roca para las mediciones de ángulo de contacto

Las muestras de roca Berea se iniciaron con la respectiva limpieza del núcleo, dicha limpieza, se realiza empleando acetona y metanol, luego es dejada en saturación aproximadamente 20 hrs. Posteriormente, mediante el uso de horno a 80° C por 14 hrs se procede al secado. Para finalmente proceder a cortarla y pulirla con el fin de obtener unas caras lisas del núcleo del cual se realizarán los cortes de muestras que permitirán la determinación de mojabilidad mediante el ángulo de contacto.

Los tapones de arenisca fueron cortados de forma que entraran en la celda del equipo KRUSS la cual se muestra en la figura 21 y posterior a la limpieza mencionada anteriormente, fueron completamente saturados con envejecimiento en salmuera de formación durante 7 días, seguido del petróleo crudo del campo CASABE durante 20 días para alterar la tendencia a humedecer su superficie a condiciones de humedad por petróleo. Todos los procesos de envejecimiento se realizan a 120°F y presión atmosférica (J. Gómez, 2022). A todos los tapones usados se les realizó la restauración de mojabilidad a condiciones de yacimiento.

#### Figura 21

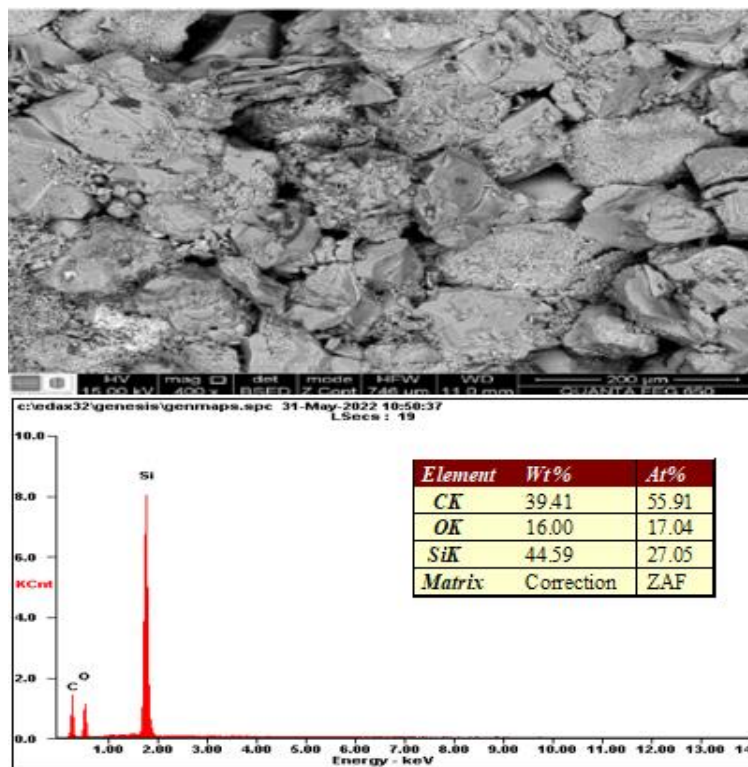
*Celda equipo KRUSS*



El análisis SEM fue realizado y examinado por EDS para identificar minerales. Como era de esperar, la arenisca contiene principalmente sílice y oxígeno. En las figuras 22 y 23 se muestra el análisis SEM antes y después del procesamiento. En la figura 23 se muestran las nanolaminas sobre la superficie de la roca, estas al adsorberse sobre la roca hacen que el crudo que estaba sobre esta, por presión disyuntiva se libere de la roca.

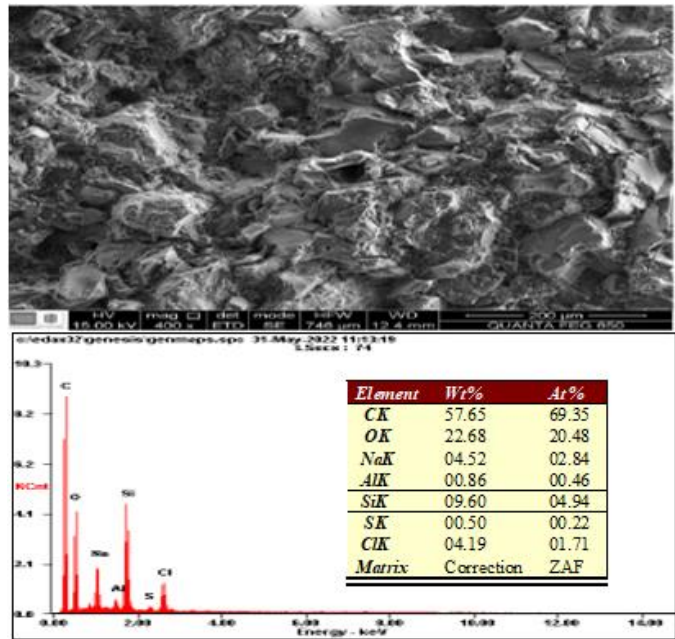
**Figura 22**

*Análisis EDS de la roca antes del tratamiento*



**Figura 23**

*Análisis EDS de la roca después del tratamiento*



**4.6 Diseño factorial de 3^3**

El diseño experimental se compone por un arreglo factorial de 3^3, los diseños factoriales a tres niveles generan corridas en cada combinación de estos tres niveles. Con 3 factores experimentales, obtenemos 27 corridas. Para este diseño experimental, se tiene que el primer factor (A) es el pH del óxido de grafeno y cuenta con 3 niveles, los cuales son los valores 4, 6 y 8. El segundo factor (B) corresponde a la concentración de óxido de grafeno, para ello, se emplean concentraciones de 300 ppm, 600 ppm y 900 ppm. El tercer factor (C) son los sólidos totales disueltos (TDS), con concentraciones de 300 ppm, 600 ppm y 900 ppm.

Este diseño experimental permite evaluar el efecto que genera cada uno de los factores en la medición del ángulo de contacto, así como también la interacción entre estos, que será indicador final sobre mojabilidad de la roca.

**Tabla 11**

*Diseño experimental*

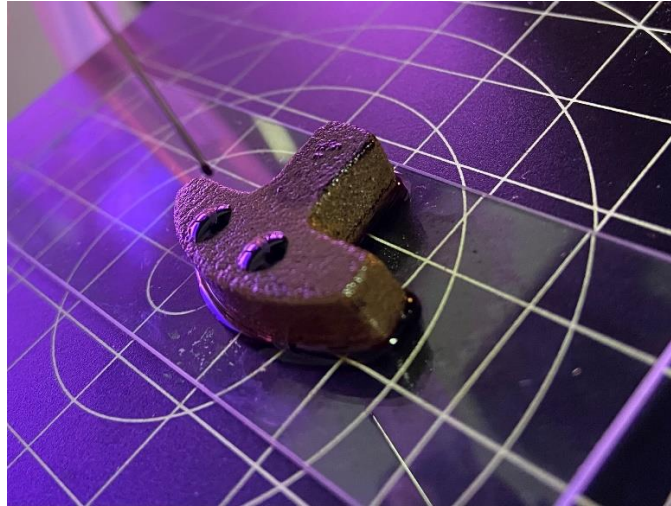
	pH	[ ] Nanos	TDS	Ángulo
		ppm	ppm	de contacto °
<b>1</b>	4	300	300	
<b>2</b>	6	300	300	
<b>3</b>	8	300	300	
<b>4</b>	4	600	300	
<b>5</b>	6	600	300	
<b>6</b>	8	600	300	
<b>7</b>	4	900	300	
<b>8</b>	6	900	300	
<b>9</b>	8	900	300	
<b>10</b>	4	300	600	
<b>11</b>	6	300	600	
<b>12</b>	8	300	600	
<b>13</b>	4	600	600	
<b>14</b>	6	600	600	
<b>15</b>	8	600	600	
<b>16</b>	4	900	600	
<b>17</b>	6	900	600	
<b>18</b>	8	900	600	

<b>19</b>	4	300	900
<b>20</b>	6	300	900
<b>21</b>	8	300	900
<b>22</b>	4	600	900
<b>23</b>	6	600	900
<b>24</b>	8	600	900
<b>25</b>	4	900	900
<b>26</b>	6	900	900
<b>27</b>	8	900	900

#### **4.7 Medición del ángulo de contacto**

Para la obtención del ángulo de contacto, la muestra de roca a emplear es Berea, la cual se le restaura la mojabilidad primero a salmuera de formación y luego con el crudo Casabe, esto con el fin de obtener unas mediciones de ángulo de contacto como referencias iniciales.

El método empleado fue el de Gota sessile (o yacente) y el método de ajuste para el ángulo de contacto fue de Young-Laplace, donde una gota se deposita sobre la superficie de la muestra mediante una jeringa con aguja SY20, teniendo como fase ambiente el aire, y una cámara de alta resolución captura la imagen del perfil o la vista lateral. Se toman y analizan las imágenes laterales de las gotas de crudo utilizando el software Krüss Advance.

**Figura 24***Medición ángulo de contacto*

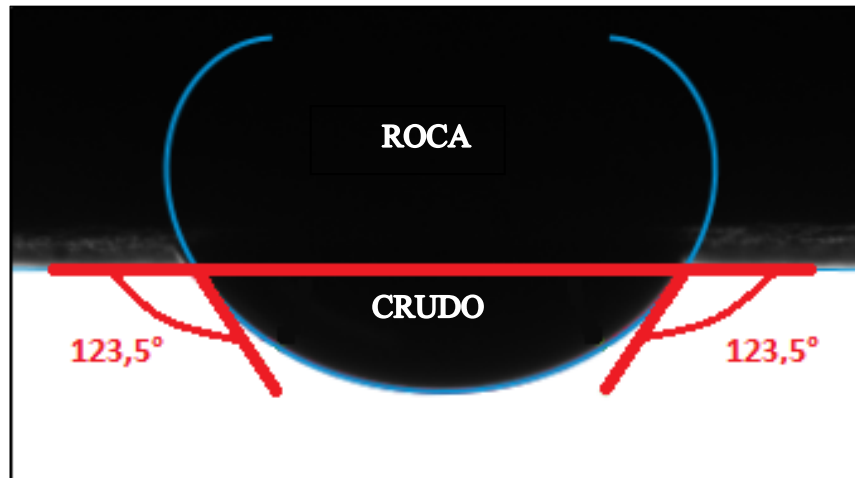
La imagen es factible de analizar a simple vista (con un transportador) o, como es más a menudo, se puede medir con un software de análisis de imágenes. Este tipo de medición se denomina medición del ángulo de contacto estático.

**5. Análisis de resultados****5.1 Mojabilidad inicial de la roca**

Inicialmente, se toman mediciones piloto de las muestras con el objetivo de tener valores de referencia, en este caso se emplea una muestra de Berea a la cual se le ha hecho una restauración de mojabilidad y una muestra de Berea sometida a inhibición en crudo. La prueba consiste en dejar caer una gota de crudo, para el proyecto actual se hace uso de crudo Casabe, y se procede a hacer registro del ángulo de contacto experimental. Como se puede observar en las gráficas adjuntas a continuación, se obtuvo un ángulo de contacto de  $123,5^\circ$  para la muestra de Berea restaurada y en cuanto a la muestra inhibida en crudo se obtuvo  $125^\circ$  como respectivo ángulo de contacto.

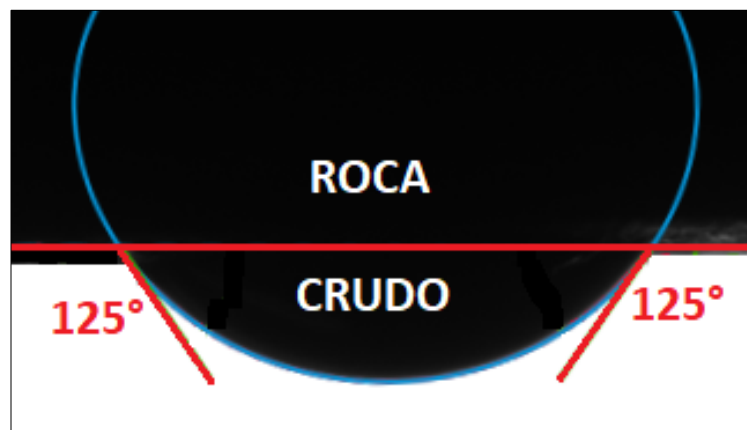
**Figura 25**

*Medición ángulo de contacto de Berea con mojabilidad restaurada*



**Figura 26**

*Medición de ángulo de contacto de Berea con crudo*



Las pruebas de referencia para mojabilidad indican que la roca es mojada por aceite y que la presencia del crudo en la muestra hace que la gota al caer tienda a adherirse rápidamente en la muestra de roca.

Los valores iniciales de referencia empleados para comparar el efecto de los factores sobre la mojabilidad de la roca corresponden a mediciones realizadas con imbibición a salmuera de formación, así como también posterior a ser embebida en crudo, tomando este punto de partida como la medida a 0 ppm en concentración de óxido de grafeno.

## **5.2 Resultados y análisis estadístico**

Como se menciona anteriormente el método empleado fue el de Gota Sésil (o yacente) y la forma más sencilla de medir el ángulo de contacto de este método es con un goniómetro, que permite al usuario medir visualmente dicho parámetro.

La desventaja es que, si la muestra solo es lo suficientemente grande para una gota, será difícil determinar la heterogeneidad o, en consecuencia, asumir la homogeneidad. Esto es particularmente cierto porque los goniómetros convencionales disponibles en el mercado no giran la configuración de la cámara/retroiluminación con respecto al escenario y, por lo tanto, solo pueden mostrar el ángulo de contacto en dos puntos: el borde derecho e izquierdo de la gota. Además de esto, esta medición se ve obstaculizada por su subjetividad inherente, ya que la ubicación de las líneas está determinada por el usuario que mira las imágenes o por la definición de las líneas del software de análisis de imágenes.

A continuación, en la tabla 10 se presentan los resultados obtenidos de las mediciones de ángulo de contacto una vez realizadas las 27 pruebas establecidas en el diseño experimental:

**Tabla 12**

*Resultados del diseño experimental*

	<b>pH</b>	<b>[ ] Nanos ppm</b>	<b>TDS ppm</b>	<b>Ángulo de contacto °</b>
<b>1</b>	4	300	300	144,76
<b>2</b>	6	300	300	127,88
<b>3</b>	8	300	300	155,90
<b>4</b>	4	600	300	111,60
<b>5</b>	6	600	300	137,20
<b>6</b>	8	600	300	107,00
<b>7</b>	4	900	300	99,10
<b>8</b>	6	900	300	134,80
<b>9</b>	8	900	300	138,40
<b>10</b>	4	300	600	132,28
<b>11</b>	6	300	600	137,29
<b>12</b>	8	300	600	116,01
<b>13</b>	4	600	600	145,10
<b>14</b>	6	600	600	157,70
<b>15</b>	8	600	600	111,40
<b>16</b>	4	900	600	143,50
<b>17</b>	6	900	600	136,60
<b>18</b>	8	900	600	85,90

<b>19</b>	4	300	900	149,44
<b>20</b>	6	300	900	149,40
<b>21</b>	8	300	900	132,00
<b>22</b>	4	600	900	140,40
<b>23</b>	6	600	900	159,00
<b>24</b>	8	600	900	116,20
<b>25</b>	4	900	900	159,60
<b>26</b>	6	900	900	149,00
<b>27</b>	8	900	900	92,00

El análisis de varianza para el ángulo de contacto (ANOVA) para los resultados obtenidos se realizó mediante el software Statgraphics, ingresando el diseño experimental, y se observa en la tabla 13. A partir del ANOVA podemos concluir que el factor correspondiente al pH (A) y su interacción con la concentración del TDS (AC), tienen un efecto significativo diferente de cero sobre la medición del ángulo de contacto, debido a que el Valor-P en estos casos es menor a 0,05 para un nivel de confianza del 95%.

Cada factor generará un aporte correspondiente a las interacciones que entre estos se manejen, por tal razón para obtener una estabilidad se decide evaluar los efectos e interacciones entre dos factores de los factores principales (J. Gómez, 2022).

**Tabla 13**

*Análisis de varianza para el ángulo de contacto (ANOVA)*

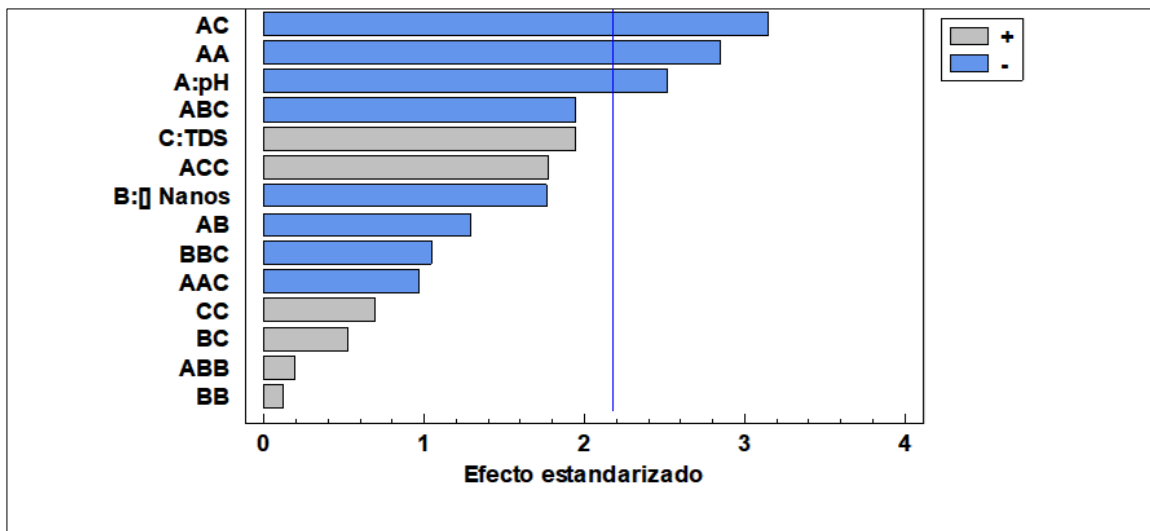
<i>Fuente</i>	<i>Suma de Cuadrados</i>	<i>Gl</i>	<i>Cuadrado Medio</i>	<i>Razón-F</i>	<i>Valor-P</i>
<i>A:pH</i>	1278,71	1	1278,71	6,34	0,0270
<i>B:[]</i>	624,929	1	624,929	3,10	0,1039
<i>Nanos</i>					
<i>C:TDS</i>	760,151	1	760,151	3,77	0,0761
<i>AA</i>	1635,15	1	1635,15	8,10	0,0147
<i>AB</i>	334,224	1	334,224	1,66	0,2224
<i>AC</i>	2004,15	1	2004,15	9,93	0,0084
<i>BB</i>	2,96807	1	2,96807	0,01	0,9055
<i>BC</i>	56,3333	1	56,3333	0,28	0,6069
<i>CC</i>	96,3203	1	96,3203	0,48	0,5028
<i>AAC</i>	187,507	1	187,507	0,93	0,3541
<i>ABB</i>	7,59002	1	7,59002	0,04	0,8495
<i>ABC</i>	766,753	1	766,753	3,80	0,0750
<i>ACC</i>	639,584	1	639,584	3,17	0,1003
<i>BBC</i>	220,028	1	220,028	1,09	0,3170
<i>Error total</i>	2421,53	12	201,794		
<i>Total (corr.)</i>	11075,0	26			

Este análisis es de utilidad en las posteriores formulaciones, para lograr obtener la reducción de la tensión interfacial y el ángulo de contacto se precisa analizar los efectos que resultan relevantes estadísticamente (J. Gómez, 2022).

Por su parte, el diagrama de Pareto (Figura 27), muestra cada uno de los efectos en orden decreciente de importancia; siendo el pH el factor individual con mayor efecto. Además, del diagrama se afirma que el pH y su interacción con la concentración de TDS, tienen un efecto estadísticamente significativo sobre el ángulo de contacto, para un nivel de confianza del 95%.

**Figura 27**

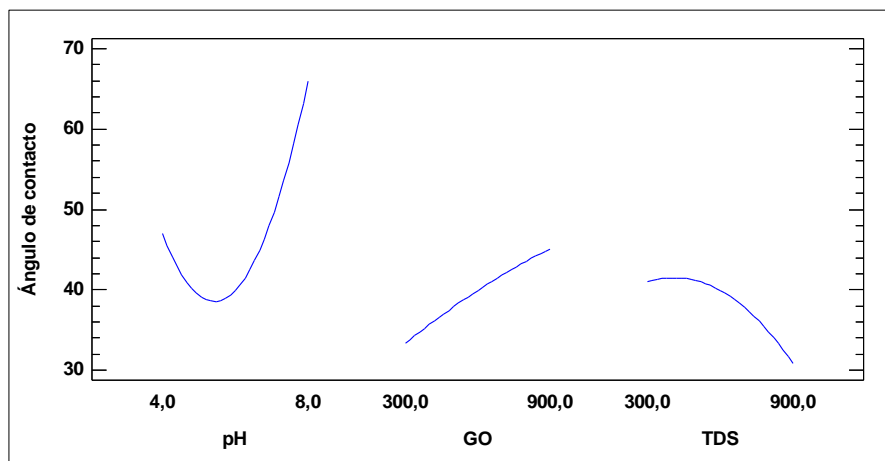
*Diagrama de Pareto estandarizada para Ángulo de contacto*



Adicionalmente, la gráfica de efectos principales (figura 28), muestra que la concentración de TDS, es la que produce un menor ángulo de contacto comparada con el efecto causado por los factores de pH y concentración del GO.

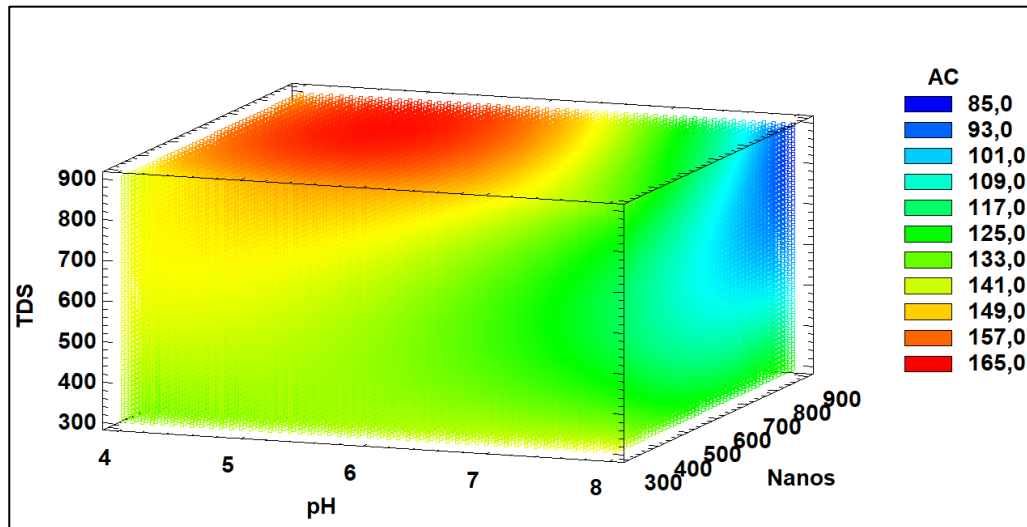
**Figura 28**

*Efectos principales para ángulo de contacto*



**Figura 29**

*Malla de superficie de respuesta estimada para ángulo de contacto*



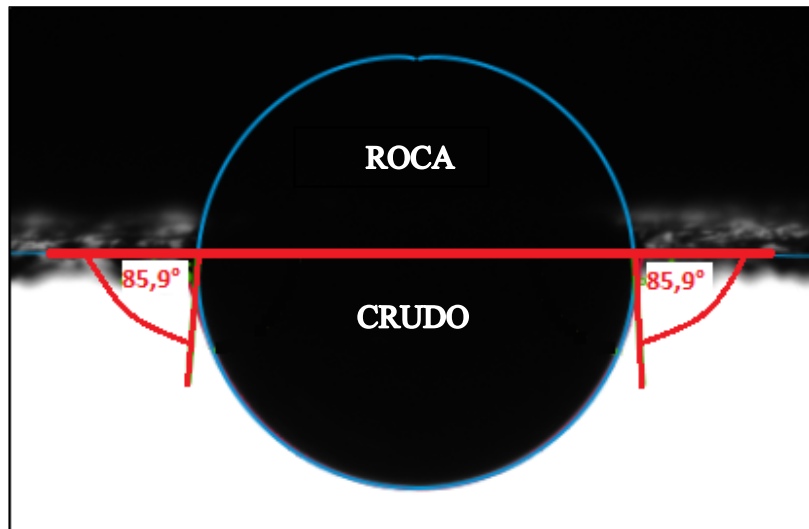
La figura 29 presenta la interacción entre la concentración de óxido de grafeno, el pH y la concentración de salinidad, de la cual se puede analizar que la región de tono azul oscuro a concentraciones altas de GO, pH altos y concentración máxima de salinidad, en este caso 900 ppm, permiten obtener un ángulo de contacto deseado.

Finalmente, tras el análisis estadístico y comparando los resultados con los valores de referencia (123,5° y 125°), se corrobora que empleando un pH de 8 combinado con una concentración de 900 ppm de óxido de grafeno y una concentración 600 ppm de TDS se logra una disminución del ángulo de contacto con un 85,9°.

También podemos tener a consideración la combinación de pH 8 y una concentración de 900 ppm tanto de óxido de grafeno como de TDS, con lo cual se obtuvo un ángulo de contacto de 92°.

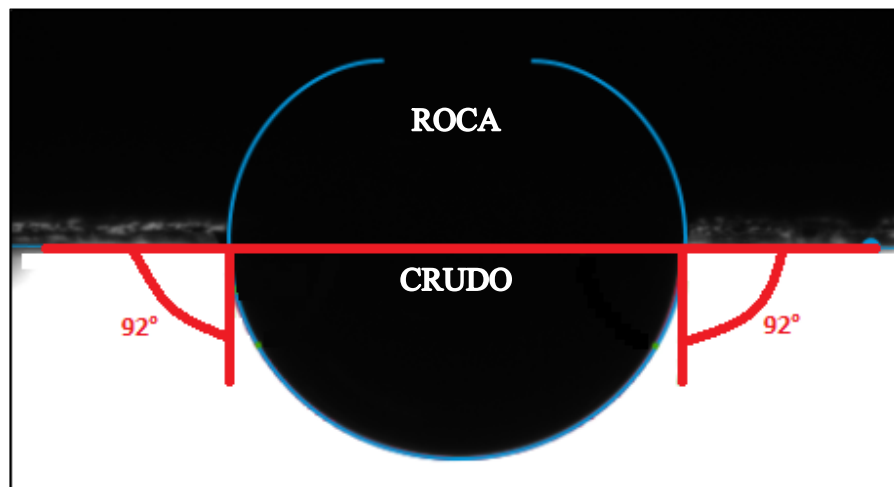
**Figura 30**

*Medición ángulo de contacto 85,9°, pH8\_GO900\_TDS600*



**Figura 31**

*Medición ángulo de contacto 92°, pH8\_GO900\_TDS900*



**Tabla 14**

*Formulaciones óptimas de los niveles experimentales*

Prioridad	Formulaciones		
	pH	[ ] nanos ppm	TDS ppm
1	8	900	900
2	8	900	600

Teniendo en cuenta las formulaciones óptimas obtenidas del diseño experimental y con el fin de comparar el comportamiento de la mojabilidad en presencia de surfactante, se realizaron las pruebas correspondientes, para este caso de estudio las formulaciones quedaron de la siguiente manera:

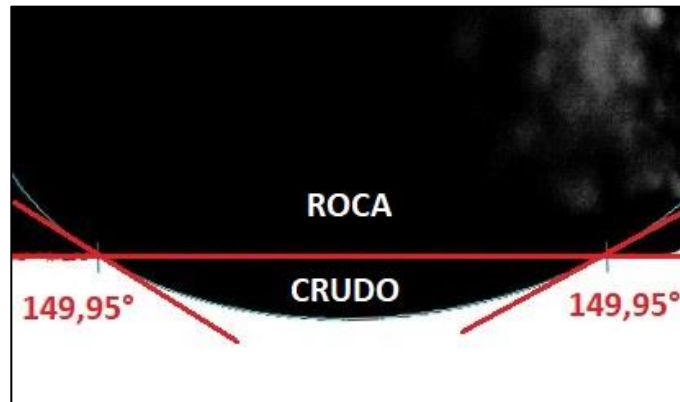
**Tabla 15**

*Formulaciones óptimas de los niveles experimentales con adición de SDS*

Prioridad	Formulaciones			
	pH	[ ] nanos ppm	TDS ppm	SDS ppm
1	8	900	900	650
2	8	900	600	650

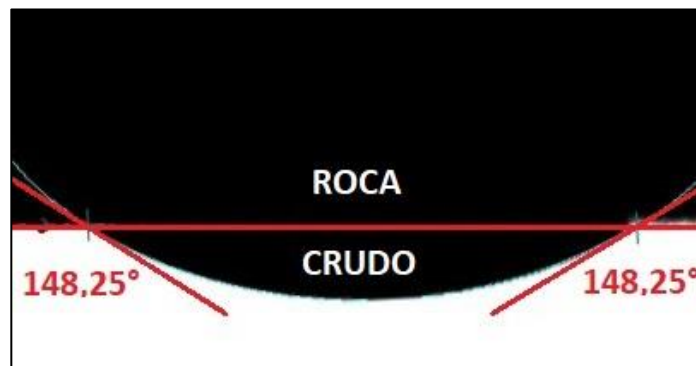
**Figura 32**

*Medición ángulo de contacto 149,95°, SDS650\_pH8\_GO900\_TDS900*



**Figura 33**

*Medición ángulo de contacto 148,25°, SDS650\_pH8\_GO900\_TDS600*



También se realizó una prueba extra que marcara la tendencia de los dos resultados obtenidos previamente, por lo cual se tomó la formulación presentada a continuación, siendo esta la formulación más próxima a las óptimas dentro del diseño experimental.

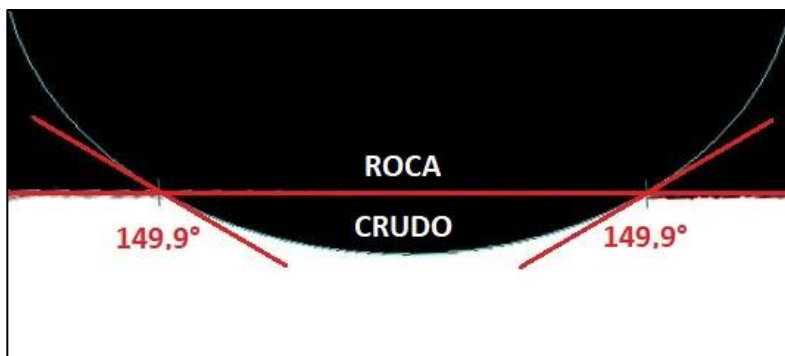
**Tabla 16**

*Formulación óptima adicional de los niveles experimental con adición de SDS*

<b>Formulación</b>			
<b>pH</b>	<b>[ ] nanos</b>	<b>TDS</b>	<b>SDS</b>
	<b>ppm</b>	<b>ppm</b>	<b>ppm</b>
<b>8</b>	900	300	650

**Figura 34**

*Medición ángulo de contacto 149,9°, SDS650\_pH8\_GO900\_TDS300*



**Tabla 17**

*Comparación de los resultados del diseño experimental en presencia y ausencia del SDS*

<b>pH</b>	<b>[ ] Nanos</b>	<b>TDS</b>	<b>SDS</b>	<b>Ángulo de contacto</b>
	<b>ppm</b>	<b>ppm</b>	<b>ppm</b>	<b>°</b>
8	900	900	-	92
8	900	600	-	85,9
8	900	900	650	149,95
8	900	600	650	148,25

Los resultados obtenidos indican que la mojabilidad de los sistemas crudo/sólido/fluido depende de variables como el pH y salinidad del medio acuoso. Estos parámetros regulan las fuerzas de superficie que mantienen alejadas las interfases sólido/agua y agua/crudo, manteniendo la integridad de la película acuosa que moja a la superficie del sólido. Es difícil establecer un comportamiento sistemático de la mojabilidad con respecto a estas variables debido a la complejidad de los diversos fenómenos fisicoquímicos involucrados. Con respecto a la composición química del óxido de grafeno se observó, en la mayoría de los casos, un aumento de los ángulos de contacto a medida que el pH de este incrementaba.

En el caso del uso del surfactante se observó que las tres pruebas realizadas presentan resultados similares, con lo cual de la presencia del SDS se podría inferir que, debido a su comportamiento molecular, así como también las concentraciones empleadas en las formulaciones se presenta una inactividad del GO en los resultados.

También, se evidenció que el óxido de grafeno logra alterar la mojabilidad de una arenisca mojada por aceite, evidenciado en el aumento o estabilidad del ángulo de contacto, a través de las diferentes combinaciones analizadas del diseño experimental. Esto debido a que el óxido de grafeno tiene la capacidad de adsorberse en la superficie de la roca, formando una capa que puede alterar la mojabilidad. Según Radnia, Nazar & Rashidi (2017), la adsorción depende de la concentración del óxido de grafeno en la solución; ya que, al incrementar la concentración, aumenta la adsorción. La cual a su vez puede ser mejorada por la presencia de iones derivados de sales, indicando que, por debajo de 10000 ppm, la adsorción es controlada por la fuerza iónica de la solución.

## 6. Conclusiones

- I. Debido a la adsorción del óxido de grafeno, se logra alterar la mojabilidad de la roca, cambiando de condiciones muy húmedas por petróleo ( $125^\circ$ ) a condiciones intermedias ( $92^\circ$ ) bajo las condiciones óptimas planteadas en el presente proyecto investigativo. Estos resultados muestran que la superficie en la interfaz sólido-agua-aceite se torna a una mojabilidad intermedia después de la adición de GO debido a la existencia de grupos hidroxilo en la superficie de las hojas de GO.
- II. Se encontró que la concentración del óxido de grafeno es un factor que influye en la adsorción del mismo, siendo mejorada al aumentar el pH y la salinidad de la solución, según la literatura, esto se debe a que la carga de las superficies de la roca y las hojas del óxido de grafeno se vuelven más negativas al aumentar el pH, debido a la hidrólisis de más grupos funcionales del óxido de grafeno y la arenisca. Los cationes  $\text{Na}^+$  pueden actuar como un puente entre las dos superficies cargadas negativamente de la piedra arenisca y las hojas de óxido de grafeno y en este caso, el efecto del puente de  $\text{Na}^+$  se vuelve más significativo en un rango de pH de 6 a 9, lo que conduce a una mejora de la adsorción.
- III. En las pruebas realizadas dentro del presente proyecto se evidenció que ante la presencia del surfactante hubo una inactividad del GO, esto atribuido a las posibles interacciones moleculares que se pueden dar entre las variables implicadas en las pruebas.

## 7. Recomendaciones

- I. Estudiar el efecto del nanofluido de óxido de grafeno funcionalizado con un polímero que le permita resistir altas concentraciones de STD sobre la mojabilidad en el recobro mejorado del petróleo.
- II. Realizar pruebas ampliando el rango de las concentraciones de óxido de grafeno, con el objetivo de encontrar un mayor impacto en el cambio de mojabilidad de la roca.
- III. Realizar pruebas empleando diferentes surfactantes para poder ampliar el análisis en cuanto a efectos resultantes.
- IV. Se recomienda estudiar la viabilidad de la inclusión de la temperatura como una de las variables de respuesta dentro del diseño experimental.

## Referencias Bibliográficas

- Abdallah, W., Buckley, J., Carnegie, A., Edwards, J., Herold, B., Fordham, E., . . . Ziauddin, M. (2007). *Fundamentos de la Mojabilidad*. Bahrain: Oilfield Review.
- Afya, M. (2020). *New drilling technologies Applications of nanotechnology in drilling operations*. Turín, Italia: Politecnico Di Torino.
- Aguirre, F. (2015). *Síntesis y caracterización de capas conductoras de Oxido de grafeno (GO): propiedades vibracionales bajo condiciones extremas de presión y temperatura*. Laredo: Universidad del Pais Vasco.
- Almendárez-Camarillo, A., & González-Calderón, J. A. (2011). Nanomateriales: su crecimiento, caracterización estructural y tendencias. *Ide@s CONCYTEG*, 6(72), 772-87.
- Barajas-Solano, C., Muñoz, S., Santos, N., & Arguello, H. (2017). Herramienta numérica para la evaluación de desplazamientos de dos fases en medios porosos usando tomografía computarizada. *Boletín de Geología*, 39(3), 99-109.
- Campos, J. C. (2017). *Teoría de los tensioactivos. Los tensioactivos y su influencia en la fase húmeda de la fabricación del cuero vacuno*. Murcia, España: Indigo Química. Química Internacional Para El Curtido.
- Cedeño, C. (2017). *Alteración de la humectabilidad por inyección de gas de combustión. Trabajo Fin de Grado*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Cepada, G. R. (2021). *Síntesis y evaluación de las propiedades interfaciales de un nanofluido de óxido de grafeno funcionalizado con dodecilamina con potencial aplicación en recobro mejorado de*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Cruz, J. F. (2013). *Nanotecnología Aplicada a la Industria Petrolera. Trabajo Fin de Grado*. Universidad Nacional Autónoma de México.

## ÓXIDO DE GRAFENO EN RECOBRO MEJORADO

- Delgadillo, C., Espinosa, C., Díaz, V., Ruiz, M., & Manrique, E. (2020). Nuevas tecnologías de recobro químico y su aplicabilidad en yacimientos colombianos. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 18(2), 15-30. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020001>.
- E. Jafarbeigi, F. Salimi, E. Kamari et al., Effects of modified graphene oxide (GO) nanofluid on wettability and IFT changes: Experimental study for EOR applications, *Petroleum Science*, <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.12.022>
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* (Primera ed.). Neiva: Universidad surcolombiana.
- Fakoya, M. F., & Shah, S. N. (2017). Emergence of nanotechnology in the oil and gas industry: Emphasis on the application of silica nanoparticles. *Petroleum*, 1-15. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petlm.2017.03.001>.
- Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología (FECYT). (2009). *Nanociencia y Nanotecnología. Entre la ciencia ficción del presente y la tecnología del futuro*. Madrid: Ministerio de Ciencia e Innovación. ISBN: 978-84-691-7266-7.
- García, m. (2019). *El grafeno: Premio Nobel, propiedades y aplicaciones*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Gómez, J. (2022). *Alteración de la humectabilidad de una roca arenisca por adsorción de óxido de grafeno (OG)*. ACIPET.
- Gómez, M. (2018). Nanomateriales, nanopartículas y síntesis verde. *Repert Med Cir*, 27(2), 75-80.
- González, C. (2014). *Mojabilidad: medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva. Trabajo Fin de Grado*. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.

## ÓXIDO DE GRAFENO EN RECOBRO MEJORADO

Green, D. W., & Willhite, G. P. (2018). *Enhanced Oil Recovery* (Second Edition ed.). Society of Petroleum Engineers (SPE).

International Organization for Standardization. (2015). *Nanotechnologies — Vocabulary — Part 1: Core terms (ISO/TS 80004-1,2015)*. <https://www.iso.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/iso?c=068058>.

Mannucci, J. (1990). *Caracterización Física de Yacimientos*. Maracaibo: Mannyron Consultores C.A.

Martínez, A., Linares, T., & Ibarra, E. (2016). La nanotecnología. Propuesta de exámenes médicos especializados y prevención de riesgos en trabajadores expuestos a nanopartículas. *Revista Cubana de Salud y Trabajo*, 17(4), 62-6.

Pachamango, T. G., & Zapata, L. F. (2018). Propiedades del grafeno y sus aplicaciones en el campo energético. *Campus*, 23(26), 175-186. DOI:10.24265/campus.2018.v23n26.08.

Paris, M. (2009). *Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos*. Maracaiba, Venezuela: Astro Data S.A.

Pizarro, A. D. (2018). *Nanofluidos para la recuperación mejorada de petróleo*. Neuquén, Patagonia Argentina.: Universidad Nacional del Comahue.

Pozo, F. (2019). *Determinación de unidades de flujo a partir del indicador de zona de flujo (FZI) considerando el modelo petrofísico de un yacimiento sub-saturado de la Cuenca del Lago de Maracaibo-Venezuela. Trabajo Fin de Grado*. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Radnia, H., Solaimany Nazar, A. R. & Rashidi, A. (2017b, noviembre). Experimental assessment of graphene oxide adsorption onto sandstone reservoir rocks through

## ÓXIDO DE GRAFENO EN RECOBRO MEJORADO

- response surface methodology. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 80, 34-45. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2017.07.033>
- Salager, J. L., & Anton, J. (2005). *Métodos de Medición de la Tensión Superficial o Interfacial*. Universidad de los Andes.
- Salager, J. L., Anton, R. E., Sabatini, D. A., Harwell, J. H., Acosta, E. J., & Tolosa, L. I. (2005). Enhancing solubilization in microemulsions-state of the art and current trends. *Journal of surfactants and detergents*
- Salgado, B. M., & González, L. A. (2005). *Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario. Trabajo Fin de Grado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Schlumberger Limited. (2020). *Mojabilidad*. Obtenido de Energy Glossary en Español: <https://glossary.slb.com/es/terms/w/wettability>
- Schlumberger Limited. (2020). *Tensión Interfacial*. Obtenido de Energy Glossary: [https://glossary.slb.com/es/terms/i/interfacial\\_tension#:~:text=La%20tensi%C3%B3n%20interfacial%20es%20la,equivalente%20dentro%20del%20fluido%20est%C3%A1ndar](https://glossary.slb.com/es/terms/i/interfacial_tension#:~:text=La%20tensi%C3%B3n%20interfacial%20es%20la,equivalente%20dentro%20del%20fluido%20est%C3%A1ndar).
- Segarra, M. C. (2020). *Estudio de la dispersión de nanopartículas en medio acuoso para su posterior aplicación como fluido térmico*. Castellón de la Plana: Universitat Jaume I de Castelló.
- Vargas, D. (2017). *Síntesis de óxido de grafeno reducido y aminado químicamente y su influencia en las propiedades eléctricas y mecánicas de nanocompuestos a base de caucho natural*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.

## ÓXIDO DE GRAFENO EN RECOBRO MEJORADO

- Villarruel, J., & Bernal, O. (2010). *evaluación del cambio de mojabilidad por productos químicos en sistemas roca-fluidos mediante la medición del ángulo de contacto. Trabajo Fin de Grado*. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Watry, M. R., & Richmond, G. L. (2000). Comparison of the adsorption of linear alkanesulfonate and linear alkylbenzenesulfonate surfactants at liquid interfaces. *Journal of the American Chemical Society*
- Zhe, Z., & Yuxiu, A. (2018). Nanotechnology for the oil and gas industry – an overview of recent progress. *Nanotechnol Rev*, 7(4), 341–53.