



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

# **Alteración de la humectabilidad por inyección de gas de combustión**

**Carlos Andres Cedeño Yunda**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía  
Medellín, Colombia  
2017



# Alteración de la humectabilidad por inyección de gas de combustión

**Carlos Andres Cedeño Yunda**

Trabajo Final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:  
**Maestría en ingeniería – Ingeniería de Petróleos**

Director (a):  
Ph.D., Farid B. Cortes Correa

Codirector (a):  
Ph.D., Camilo A. Franco Ariza

Línea de Profundización.  
Grupo de Investigación:  
Fenómenos de Superficie Michael Polanyi

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía  
Medellín, Colombia  
2017

## **Agradecimientos**

Especial agradecimiento a mis padres, Carlos Alfredo y Yury, por todo su apoyo, sacrificio, consejos y alientos durante la consecución de este logro. Agradezco a mi novia Dilia, por su cariño, comprensión y palabras de ánimo durante este camino.

A mi director, el profesor Ph.D. Farid B. Cortes y a mi codirector, el profesor Ph.D. Camilo A. Franco, por la orientación y soporte durante el desarrollo de este proyecto. Al grupo de investigación, Fenómenos de Superficie Michael Polanyi y el proyecto 647 del 2015 de Colciencias – ANH, por el apoyo técnico y económico para la realización de la investigación.

## Resumen

Los procesos de inyección de gas han sido extensamente aplicados como métodos de recobro mejorado (EOR) usando gas de producción,  $\text{CO}_2$ , nitrógeno o una mezcla de estos dos últimos, tratando de emular el comportamiento descrito por el gas efluente de combustión. Este método ha mostrado resultados prometedores debido a su eficiencia de barrido en zonas de baja permeabilidad, soporte de presión, hinchamiento de crudo, entre otros. La alteración de la humectabilidad no ha sido considerada ampliamente como uno de los efectos positivos en la inyección de gas, ya que puede ser responsable de promover la reducción de la saturación residual de aceite. Durante esta investigación, se ha estudiado los cambios en la humectabilidad después de la inyección de distintos porcentajes en volumen de mezclas de gases  $\text{CO}_2 - \text{N}_2$ . Se llevaron a cabo pruebas de ángulo de contacto para medir la humectabilidad de la roca antes y después de someter los núcleos a la interacción con cada gas. El efecto del cambio de la humectabilidad por el contacto roca – gas fue evaluado como una función de la presión, tiempo de exposición y concentración de cada gas en el medio. Los núcleos fueron previamente sometidos a un proceso de daño para generar una condición de humectabilidad preferente hacia el aceite. Se evaluaron presiones de 500 y 800 psi, incrementando los tiempos de exposición entre 6 y 24 horas. Los resultados demostraron una alta injerencia del  $\text{CO}_2$  en comparación con el  $\text{N}_2$  con respecto al efecto sobre la humectabilidad. La presión y los tiempos de exposición resultan ser una variable dependiente de la concentración de  $\text{CO}_2$  en el medio. Variaciones del 30% por ciento fueron encontrados en el escenario más favorable. Pruebas de imbibición sobre cinco núcleos tratados lograron validar la tendencia de alteración de la humectabilidad evidenciada con las pruebas de ángulos de contacto.

**Palabras clave: (Gas de combustión, recobro mejorado, humectabilidad).**

## Abstract

Gas injection processes have been extensively applied as an Enhance Oil Recovery method (EOR) using produced gas, CO<sub>2</sub>, nitrogen or a mixture of last two, known as flue gas. This method has shown promising results due to low-permeability zones sweep efficiencies, pressure support, and crude oil swelling, among others. Wettability alteration has not been considered extensively as one of the positive effects in injection gas methods, which could be responsible for promoting the reduction of residual saturation oil. During this research, it has been studied wettability alteration after the injection of flue gas in laboratory tests, measuring drop contact angles. The effect of wettability altering by flue gas-rock contact during injection processes was evaluated as a function of pressure and CO<sub>2</sub> – N<sub>2</sub> volume relation. Contact angle tests were conducted to determine the wettability behavior in artificial cores before and after the injection of flue gas. Cores were previously damaged to obtain an oil-wet surface. A high-pressure core-holder was used to perform flue gas injection, increasing compositions of N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> and a mixture of both at two different pressures of 500 and 800 psi. The results proved that the CO<sub>2</sub> has a dominant effect in wettability alteration comparing with N<sub>2</sub>. Pressure and exposure time are dependents variables of the concentration of CO<sub>2</sub>. Wettability alterations in the order of 30 percent were obtained in the most favorable scenery. Imbibition tests on five cores demonstrated that the wettability alteration tendency evidenced by the contact angle tests were correct.

**Keywords:** Flue gas, EOR, wettability.

# Contenido

	Pág.
<b>Resumen</b> .....	<b>V</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>VI</b>
<b>Lista de figuras</b> .....	<b>IX</b>
<b>Lista de tablas</b> .....	<b>X</b>
<b>Lista de Símbolos y abreviaturas</b> .....	<b>XI</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>1. Marco Teórico</b> .....	<b>3</b>
1.1 Humectabilidad de la roca de yacimiento.....	3
1.1.1 Medición de la humectabilidad .....	4
1.1.2 Angulo de contacto .....	4
1.1.3 Imbibición.....	5
1.1.4 Método AMOTT.....	6
1.2 Recobro mejorado de petróleos (EOR).....	9
1.2.1 Recobro térmico.....	11
1.2.2 Recobro químico .....	12
1.2.3 Inyección de gas .....	13
1.2.4 Inyección de LPG / Gas enriquecido .....	13
1.2.5 Inyección de CO <sub>2</sub> .....	14
1.2.6 Inyección de N <sub>2</sub> .....	15
1.2.7 Inyección de gas de combustión .....	15
1.2.8 Inyección de gas alternado con agua (WAG) .....	17
1.3 Mecanismos de desplazamiento en la inyección de gases de combustión para el recobro mejorado.....	18
1.3.1 Desplazamientos miscibles .....	19
1.3.2 Desplazamientos inmiscibles .....	20
1.4 Mecanismos de desplazamiento en la inyección de gases de combustión para el recobro mejorado.....	21
1.4.1 Reducción de la viscosidad del crudo .....	21
1.4.2 Expansión del petróleo.....	22
1.4.3 Disminución de la saturación residual de petróleo (Sor).....	22
1.5 Presión mínima de miscibilidad (PMM) .....	22
1.5.1 Antecedentes .....	23
<b>2. Metodología experimental</b> .....	<b>30</b>

2.1	Elaboración de núcleos sintéticos .....	32
2.2	Adecuación de núcleos .....	32
2.3	Determinación de ángulos de contacto.....	33
2.4	Inyección de gas. ....	33
2.5	Validación de resultados mediante prueba de imbibición. ....	35
<b>3.</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>37</b>
3.1	Ángulos de contacto iniciales .....	37
3.2	Inyección seca de CO <sub>2</sub> – N <sub>2</sub> .....	44
3.3	Evaluación del efecto de la salmuera .....	44
3.4	Inyección de nitrógeno con salmuera .....	44
3.5	Inyección de dióxido de carbono con salmuera .....	45
3.6	Inyección de mezcla CO <sub>2</sub> 50% - N <sub>2</sub> 50% .....	46
3.7	Inyección de gas de combustión .....	49
3.8	Imbibición espontanea al agua .....	51
<b>4.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>54</b>
4.1	Conclusiones.....	54
4.2	Recomendación .....	55
<b>5.</b>	<b>Bibliografía .....</b>	<b>56</b>

## Lista de figuras

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Método de ángulo de contacto (6). .....	5
<b>Figura 2.</b> Métodos de recobro mejorado (12).....	11
<b>Figura 3.</b> Esquema de inyección de nitrógeno en yacimiento. (1) .....	16
<b>Figura 4.</b> FR vs Concentración de CO <sub>2</sub> en gas de combustión. ....	27
<b>Figura 5.</b> Etapas procedimentales de la investigación. ....	30
<b>Figura 6.</b> Esquema de prueba. ....	31
<b>Figura 7.</b> Nucleos sintéticos posterior al proceso de generación de daño.....	37
<b>Figura 8.</b> Distribución de ángulo de contacto núcleo 1.....	38
<b>Figura 9.</b> Distribución de ángulo de contacto núcleo 2.....	39
<b>Figura 10.</b> Distribución de ángulo de contacto núcleo 3.....	40
<b>Figura 11.</b> Distribución de ángulo de contacto núcleo 4.....	40
<b>Figura 12.</b> Distribución de ángulo de contacto núcleo 5.....	41
<b>Figura 13.</b> Distribución de ángulo de contacto núcleo 6.....	41
<b>Figura 14.</b> Distribución de ángulo de contacto núcleo 7.....	42
<b>Figura 15.</b> Distribución de ángulo de contacto núcleo 8.....	42
<b>Figura 16.</b> Alteración del ángulo de contacto con la inyección de CO <sub>2</sub> - 800 psi .....	46
<b>Figura 17.</b> Alteración del ángulo de contacto con la inyección de mezcla de gas CO <sub>2</sub> 50% - N <sub>2</sub> 50% - 500 psi.....	48
<b>Figura 18.</b> Alteración del ángulo de contacto con la inyección de mezcla de gas CO <sub>2</sub> 50% - N <sub>2</sub> 50% - 800 psi.....	48
<b>Figura 19.</b> Alteración del ángulo de contacto con la inyección de mezcla de gas CO <sub>2</sub> 20% - N <sub>2</sub> 80% - 800 psi.....	50
<b>Figura 20.</b> Imbibición posterior a generación de daño.....	52
<b>Figura 21.</b> Imbibición vs Gas inyectado. ....	53

## Lista de tablas

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Relación aproximada entre ángulo de contacto y humectabilidad (8).....	5
<b>Tabla 2.</b> Composiciones típicas de algunos gases de combustión (17) . .....	17
<b>Tabla 3.</b> Resultados de evaluación económica en Campo de petróleo Iraní (22).....	24
<b>Tabla 4.</b> Recuperación de petróleo con inyección de gases de combustión (23). .....	26
<b>Tabla 5.</b> Variación del ángulo de contacto con el tiempo (5). .....	27
<b>Tabla 6.</b> Composición de salmuera (5). .....	35
<b>Tabla 7.</b> Ángulos de contacto iniciales. ....	43
<b>Tabla 8.</b> Ángulos de contacto posterior a la inyección de CO <sub>2</sub> . ....	45
<b>Tabla 9.</b> Ángulos de contacto posterior a la inyección de gas de combustión mezcla CO <sub>2</sub> 50% - N <sub>2</sub> 50%. .....	47
<b>Tabla 10.</b> Ángulos de contacto posterior a la inyección de gas de combustión mezcla CO <sub>2</sub> 20% - N <sub>2</sub> 80%. ....	50
<b>Tabla 11.</b> Núcleos utilizados en prueba de imbibición.....	51

## Lista de Símbolos y abreviaturas

### Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad	Definición
$V_{wsp}$	Volumen desplazado de agua por imbibición espontanea	bbbl	
$S_{wi}$	Saturación irreducible de agua	1	
$V_{wt}$	Volumen de agua desplazada total	bbbl	
$V_{osp}$	Volumen aceite desplazado por imbibición espontanea	bbbl	
$S_{or}$	Saturación irreducible de aceite	1	
$V_{ot}$	Volumen de aceite desplazado total	bbbl	
$I$	Índice de desplazamiento relativo Amott - harvey	1	Ecn. 3
$E_{ro}$	Eficiencia global de desplazamiento de petróleo	1	
$E_{do}$	Eficiencia microscópica de desplazamiento	1	Ecn. 4
$E_{vo}$	Eficiencia microscópica de desplazamiento	1	Ecn. 4
$S_{oi}$	Saturación inicial de petróleo	1	Ecn. 5
$E_a$	Eficiencia areal	1	Ecn. 6
$E_v$	Eficiencia volumétrica	1	Ecn. 6
$M$	Movilidad de una fase desplazante vs fase desplazada		Ecn. 7,8
$K_{rg}$	Permeabilidad relativa al gas	Darcys	Ecn. 7
$K_{ro}$	Permeabilidad relativa al aceite	Darcys	Ecn. 7
$K_{rw}$	Permeabilidad relativa al agua	Darcys	Ecn. 8
$\mu_o$	Viscosidad del aceite	cp	Ecn. 7
$\mu_g$	Viscosidad del gas	cp	Ecn. 7
$\mu_w$	Viscosidad del agua	cp	Ecn. 8

**Símbolos con letras griegas**

<b>Símbolo</b>	<b>Término</b>	<b>Unidad</b>	<b>Definición</b>
$\delta_w$	Relacion de desplazamiento de agua		Ecn. 2
$\delta_o$	Relacion de desplazamiento de aceite		Ecn. 1

**Abreviaturas**

<b>Abreviatura</b>	<b>Término</b>
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
N <sub>2</sub>	Nitrogeno
PMM	Presión minima de miscibilidad.
FR	Factor de recobro
LPG	Gas licuado de petróleo.
WAG	Water alternating gas

# Introducción

La inyección de gas se ha utilizado en la industria petrolera como fluido de recobro en tres escenarios principalmente: 1) como un único fluido de inyección miscible en procesos de recobro en crudos pesados, 2) Como fluido de desplazamiento no miscible en crudos livianos y 3) se ha implementado como mecanismo de optimización de procesos de recobro secundarios (inyección de agua) al inyectarse alternadamente con el agua (WAG) en yacimientos de crudo liviano e intermedio (1).

En los procesos de inyección de gas como mecanismo de recobro se han utilizado principalmente cuatro tipos de gases: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, gases de combustión y gas de producción. (1)

Diferentes pruebas a nivel de laboratorio han demostrado que el fluido más eficiente en término de recobro es el CO<sub>2</sub>, seguido por el gas producido y el gas de combustión (2) . Sin embargo, en mucho de los casos es complejo y costoso lograr cantidades suficientes de CO<sub>2</sub> para garantizar la implementación de un proceso de recobro a nivel de campo (3). Por otro lado, el gas de combustión se presenta como un fluido económico y residual en procesos de tratamiento en refinerías y en plantas térmicas. En términos de costo – beneficio, el gas de combustión se destaca como una opción viable a implementar como mecanismo de recobro (3).

De igual manera, el gas de combustión es un fluido que se dispone al ambiente comunmente y tiene composiciones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) que pueden variar entre un 10-20 % que a su vez pueden tener implicaciones ambientales. Por lo anterior, es coherente decir que la utilización de gas de combustión en procesos de recobro tiene altos beneficios ambientales y puede considerarse una tecnología técnicamente y económicamente viable en campos que se encuentren aledaños a plantas térmicas o refinerías, por lo cual tengan acceso a dicho recurso (3).

Los mecanismos de recobro a través de los cuales el gas de combustión permite aumentar el factor de recobro han sido definidos previamente: Hinchamiento de crudo, mejoramiento del barrido microscópico y reducción de viscosidad. En este trabajo se demuestra como la alteración de la humectabilidad es un mecanismo adicional que influye sobre la capacidad de obtener un mayor factor de recobro en comparación con los factores mencionados.

El gas de combustión principalmente se encuentra compuesto por nitrógeno y dióxido de carbono. Existen limitadas investigaciones que han logrado evaluar el efecto de la inyección de  $\text{CO}_2$  sobre la humectabilidad de la roca (4) (5). Sin embargo, no se han evidenciado trabajos en los que se identifique el efecto del gas de combustión sobre la humectabilidad de la roca. Por lo tanto, la presente investigación propone las evaluaciones del comportamiento de la humectabilidad en núcleos sintéticos, mediante la realización de pruebas de ángulo de contacto previas y posteriores a la inyección de gas de combustión. Se evalúa el efecto de la composición de  $\text{N}_2$  y  $\text{CO}_2$ , así como la presión y el tiempo de exposición.

# **1. Marco Teórico**

## **1.1 Humectabilidad de la roca de yacimiento.**

El concepto de humectabilidad hace referencia a la preferencia que tiene un sólido por estar en contacto con algún fluido de manera preferente en presencia de otros. Dicho proceso de preferencia es posible debido a las fuerzas interfaciales y superficiales que se generan durante el contacto del fluido con el sólido (6).

En el caso de rocas de yacimientos petroleros, la humectabilidad es un factor clave que puede influenciar drásticamente los procesos de recuperación de petróleo y afecta la capacidad productiva del yacimiento. Es posible definir tres escenarios básicos de humectabilidad: Humectable al agua, humectable al aceite y humectabilidad intermedia. Sin embargo, los yacimientos exhiben un carácter heterogéneo en sus propiedades a través de toda la formación, por lo cual es posible encontrar distintos escenarios de humectabilidad a lo largo del mismo yacimiento (7).

La humectabilidad se encuentra definida principalmente por la composición mineralógica de la roca y su historia de saturación. La mayoría de rocas primarias de los yacimientos (cuarzo, Dolomita, Calcita) son inicialmente humectables al agua por su naturaleza composicional; no obstante, durante los periodos de migración y acumulación de petróleo en estas zonas, el contacto de la roca con el petróleo puede generar alteraciones en la humectabilidad (7).

La humectabilidad de la roca puede cambiar por distintas razones durante los procesos de extracción de petróleo en un yacimiento. El contacto de la roca con el petróleo puede generar cambios de mojabilidad debido a la depositación de componentes puntuales como lo son los asfáltenos y las resinas. Dichos componentes pueden depositarse en la cara de la roca y alterar su preferencia, volviéndolas preferentes por el aceite. Para que este fenómeno ocurra, es necesario que la fase de petróleo desplace el agua que se encuentra formando una película alrededor de la roca y esto depende de una serie de fuerzas: interacciones de Van der Waals, electrostáticas y estructurales. La composición del petróleo, el pH y la composición del agua de formación, tienen un papel predominante en el desarrollo de este fenómeno (6).

Cuando se tiene inyección de fluidos en el yacimiento, como proceso de recobro, es posible generar mecanismos de alteración de la humectabilidad adicionales debido a al cambio que puede ocurrir en las propiedades químicas del yacimiento, así como un cambio en variables como temperatura y presión; la estabilidad de la película interfacial generada por la fase humectantes puede verse afectada por la interacción de fluidos a alta presión o cambios composicionales en el sistema (7)

### **1.1.1 Medición de la humectabilidad**

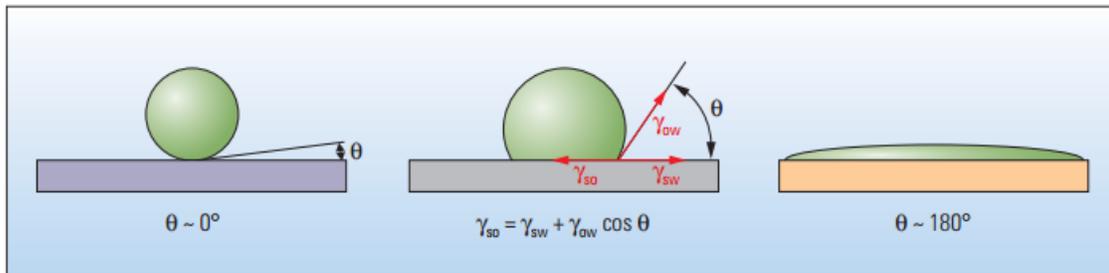
La humectabilidad de un sistema roca – fluidos se puede determinar con diferentes procedimientos: Angulo de contacto, método AMOTT, imbibición, examinación microscópica, curvas de permeabilidad relativa, curvas de presión capilar, entre otros (7).

### **1.1.2 Angulo de contacto**

Para el desarrollo de este método, se introduce la muestra solida dentro de un recipiente que contiene una de los fluidos de interés (fluido 1); posteriormente, se posiciona una gota del segundo fluido (fluido 2) sobre la superficie de la muestra y se calcula el ángulo que se genera entre la superficie de la muestra y la gota. El valor de este ángulo da cuenta de la preferencia que tiene la superficie solida por la gota del fluido 2, estando en presencia de un medio que contiene de manera continua el fluido 1.

La Figura 1 ejemplifica este método, en el cual la gota de tamaño verde es el crudo y el fluido azul representa el agua. El ángulo formado entre la gota de crudo y la superficie sólida está definida por las fuerzas interfaciales que se generan entre cada uno de los componentes del sistema. Para este caso, un ángulo muy grande representa un sistema altamente humectable al aceite y por el contrario un ángulo pequeño describiría una humectabilidad preferente al agua. Este método es cualitativo y es muy útil para evaluar el efecto que produce el contacto de la muestra con terceros fluidos (6). Los criterios de humectabilidad para el método de medición de ángulo de contacto se muestran en la Tabla 1 (7).

**Figura 1.** Método de ángulo de contacto (6).



**Tabla 1.** Relación aproximada entre ángulo de contacto y humectabilidad (8)

Ángulo de contacto	Humectable al agua	Humectabilidad neutra	Humectable al aceite
Mínimo	0°	60 a 75°	105 a 120°
Máximo	60 a 75°	105 a 120°	180°

Este tipo de prueba también se puede hacer con el núcleo solamente en contacto con uno de los fluidos y el aire. La metodología de la prueba dependerá de la facilidad con la que se pueda realizar el procedimiento y dependerá de la preferencia de la muestra (9).

### 1.1.3 Imbibición

Este método consiste en colocar una muestra totalmente saturada por un fluido al interior de un recipiente que contiene otro fluido, para posteriormente evaluar qué cantidad del fluido que se encuentra en el interior de la muestra es desplazada por el fluido que se

encuentra al exterior. Al intentar recrear un proceso de imbibición, el fluido que se encuentra en el recipiente debe ser la fase humectante.

Para el desarrollo de esta prueba, la muestra se introduce al recipiente estando suspendida de una pesa que permite observar el peso del núcleo en todo momento. Posteriormente se observa el comportamiento del peso a través del tiempo. La velocidad y cantidad de fluido que ingresa a la muestra da una idea de la humectabilidad del sistema hacia dicho fluido. Este método cualitativo es útil para evaluar antes y después, muestras que han sido sometidas a ciertas alteraciones y evaluar como varía el comportamiento durante el proceso de imbibición (7).

La imbibición puede ser un proceso espontáneo o forzado, dependiendo si se realiza sometiendo el núcleo a la presión atmosférica simplemente, o ejerciendo cierta presión para permitir el ingreso del fluido a la muestra.

#### **1.1.4 Método AMOTT**

El método de Amott es una técnica que combina la imbibición espontánea con la forzada para medir la humectabilidad promedio de un núcleo. En esta prueba se pueden utilizar tanto fluidos como núcleos del reservorio. El método de Amott se basa en la premisa de que el fluido humectante generalmente se absorberá espontáneamente en el núcleo, desplazando el no humectante. La relación entre la imbibición espontánea e imbibición forzada se usa para reducir la influencia de otros factores, como la permeabilidad relativa, la viscosidad y la saturación inicial de la roca. Inicialmente el núcleo se satura con aceite y luego por centrifugado o por desplazamiento con salmuera se lleva al núcleo a saturación de aceite residual (7).

La medición de la humectabilidad de Amott consta entonces de los siguientes pasos:

- Sumergir el núcleo en aceite dentro de una celda de imbibición y medir el volumen de agua desplazado por la imbibición espontánea del aceite después de 20 horas,  $V_{wsp}$ .

- Centrifugar el núcleo en aceite hasta alcanzar la saturación irreducible de agua,  $S_{wi}$  y medir la cantidad total de agua desplazada, incluyendo el volumen desplazado por la imbibición espontánea,  $V_{wt}$ .
- Sumergir el núcleo en salmuera dentro de una celda de imbibición y medir el volumen de aceite desplazado por la imbibición espontánea del agua después de 20 horas,  $V_{osp}$ .
- Llevar al núcleo centrifugándolo o por desplazamiento con salmuera hasta  $S_{or}$  y medir la cantidad total de aceite desplazado  $V_{ot}$ .

Se debe tener en cuenta que para núcleos que no se encuentren bien consolidados, la centrifuga no puede ser usada. En este caso para alcanzar  $S_{wi}$  y  $S_{or}$  se hace un desplazamiento forzado.

Los resultados de la prueba se expresan mediante la "relación de desplazamiento por el aceite", que es la relación entre el volumen de agua desplazado por imbibición espontánea y la cantidad total, como se muestra en la ecuación 1.

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad [1]$$

Además de la "relación de desplazamiento por el aceite", los resultados se expresan mediante la "relación de desplazamiento por agua o salmuera", que es la proporción del volumen de aceite desplazado por la imbibición espontánea de agua sobre el volumen total de aceite desplazado por imbibición y desplazamiento forzado, como se observa en la ecuación 2.

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad [2]$$

De acuerdo a las ecuaciones 1 y 2, se puede apreciar que para núcleos que sean humectables al agua, se tiene una relación de desplazamiento por agua positiva y un valor de cero para la relación de desplazamiento por aceite. La relación de desplazamiento por agua se aproxima a 1, a medida que aumenta la humedad hacia el agua. De forma similar, los núcleos con humectabilidad al aceite tienen una relación de

desplazamiento por aceite positiva y una relación de desplazamiento por agua cero. Adicionalmente, ambas relaciones son cero para los núcleos con humectabilidad intermedia (7) (8).

En el método de Amott se sugiere un tiempo de 20 horas para las etapas de imbibición espontánea de aceite y agua. Sin embargo, el autor plantea como una recomendación que los núcleos se dejen embeber hasta que se complete la imbibición o se alcance un tiempo de 1 a 2 semanas. Se ha encontrado que la imbibición puede tomar de varias horas a más de 2 meses en completarse. Si la imbibición se detiene después de un corto período de tiempo, entonces el volumen de imbibición espontánea medido será menor que el valor de equilibrio para muestras de baja permeabilidad, lo que causa una subestimación de  $\delta_o$  o  $\delta_w$  y por tanto las relaciones de desplazamiento medidas subestimarán la humedad del agua o del aceite de la roca.

Algunos investigadores desarrollaron una modificación al ensayo de humectabilidad de Amott para denominarlo "Índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey". Este procedimiento incluye un paso adicional en la preparación del núcleo antes de que se realice la prueba. El núcleo es centrifugado primero con salmuera y luego con aceite hasta llevarlo a  $S_{wi}$ . Luego se calculan las relaciones de desplazamiento por agua y desplazamiento por aceite de la misma manera como en el método de Amott original y se introduce un nuevo término conocido como el índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey; esta variable se define en la ecuación 3 como la diferencia entre la relación de desplazamiento por agua y la relación de desplazamiento por aceite.

$$I = \delta_w - \delta_o = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad [3]$$

Esta modificación al método de Amott combina las dos relaciones de desplazamiento en un solo índice, el cual varía desde +1 para núcleos fuertemente humectables al agua, hasta -1 para núcleos fuertemente humectables al aceite. Otros autores han propuesto que en sistemas humectables al agua el índice está en un rango entre +0.3 y +1. Para sistemas con humectabilidad intermedia el índice está entre -0.3 a 0.3+ y para sistemas con humectabilidad al aceite el índice se encuentre entre -1 y -0.3.

El principal problema del método Amott y sus modificaciones es que son insensibles cerca al rango de humectabilidad neutra. Se ha encontrado que ninguno de los dos fluidos embebe espontáneamente cuando el ángulo de contacto está en el rango entre 60 y 120° (9).

## 1.2 Recobro mejorado de petróleos (EOR)

El recobro mejorado de aceite se le denomina generalmente a la tercera y última fase de producción de fluidos de un yacimiento de hidrocarburos. La primera etapa, a la que convencionalmente se le conoce como recuperación primaria, hace referencia a los fluidos que son producidos por flujo natural (energía disponible en el yacimiento) y mecanismos de levantamiento artificial. Recuperación secundaria involucra técnicas de inyección de agua y mecanismos de mantenimiento de presión del yacimiento. Finalmente, recobro mejorado contiene la etapa de recuperación terciaria de fluidos, dentro de la cual se inyectan materiales que no se encuentran de manera natural en el yacimiento y por lo cual las condiciones composicionales del yacimiento se ven alteradas (10).

El objetivo primordial de los procesos de recobro mejorado de aceite es aumentar la eficiencia volumétrica de desplazamiento de crudo, la cual es una función del desplazamiento microscópico y macroscópico (Ecuación 4). La eficiencia microscópica o de desplazamiento se refiere a la movilización del petróleo a escala de poro y determina la efectividad del fluido de desplazamiento al mover el petróleo contenido en la roca cuando el fluido de desplazamiento entra en contacto con el petróleo; esta se puede definir además, como la relación entre la cantidad de aceite recuperado y el aceite inicialmente presente en el volumen de barrido (Ecuación 5). Además, esta eficiencia es una función del tiempo, de las viscosidades de los líquidos, de las permeabilidades relativas, de las tensiones interfaciales, de la humectabilidad y de las presiones capilares.

Por otro lado, la eficiencia de barrido macroscópica o volumétrica indica la eficiencia con la que el fluido desplazante barre tanto arealmente como verticalmente (Ecuación 6) la zona. Esta eficiencia depende de una serie de factores que incluyen: esquema de inyección, espaciamiento de los pozos, fracturas naturales, contactos gas-petróleo y

agua-petróleo, espesor de las arenas, heterogeneidad de la formación, relación de movilidad, diferencia de densidades entre el fluido de desplazamiento y fluido desplazado, rata de inyección, entre otras. Las ecuaciones 4, 5 y 6 definen eficiencias de barrido (10) (11),

$$E_{ro} = E_{vo} \times E_{do} \quad [4]$$

Donde  $E_{ro}$  es la eficiencia global de desplazamiento de petróleo,  $E_{do}$  es la eficiencia microscópica o de desplazamiento y  $E_{vo}$  es la eficiencia de barrido macroscópica o volumétrica.

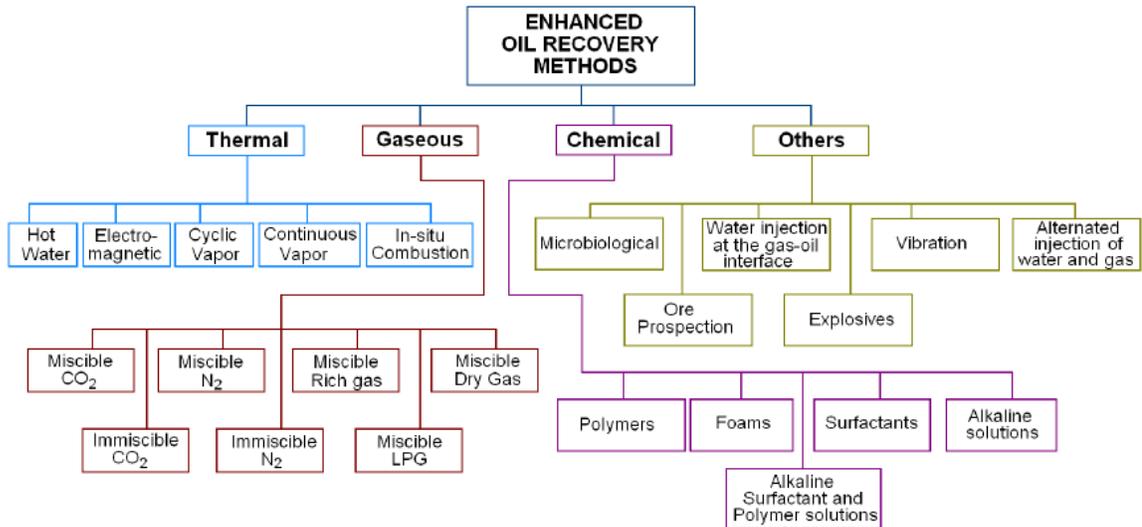
$$E_{do} = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \quad [5]$$

Donde  $S_{oi}$  es la saturación inicial de petróleo y  $S_{or}$  es la saturación de aceite residual después del proceso de recobro.

$$E_{vo} = E_a \times E_v \quad [6]$$

Donde  $E_a$  es la eficiencia de desplazamiento areal y  $E_v$  es la eficiencia de desplazamiento vertical.

Los parámetros previamente descritos se utilizan en su mayoría para evaluar eficiencias de barrido en procesos de inyección de agua mejorada (CEOR) e inyección de gas. La Figura 2 representa una distribución típica de las técnicas de recobro de petróleo maduras en el mercado y su clasificación de acuerdo a la etapa a la que pertenece.

**Figura 2.** Métodos de recobro mejorado (12).

## 1.2.1 Recobro térmico

Las tecnologías de recobro térmico se utilizan principalmente con la finalidad de transmitir la mayor cantidad de calor posible al fluido de yacimiento, de tal modo que el aumento de la temperatura ocasione una disminución de la viscosidad e hinchamiento del petróleo, que a su vez genera mayor movilidad en el petróleo a condiciones in situ. Los métodos de recobro térmico son usados principalmente en yacimientos con crudo pesado, donde las movilidades del aceite son muy bajas y donde mecanismos de inyección de agua mejorada y gas son inefectivos debido a la baja inyectividad del yacimiento (10).

El recobro térmico básicamente se divide en inyección de vapor, combustión in situ, inyección de agua caliente y métodos electromagnéticos. La inyección de vapor es posible realizarla de manera continua o cíclica. La inyección cíclica de vapor puede ser considerada una estimulación o un método de recobro a escala de campo, dependiendo de la magnitud de volúmenes porosos que sean sometidos al calentamiento.

La combustión in situ es un proceso en el cual un gas que contiene oxígeno se inyecta en el yacimiento, dentro del cual reacciona con el aceite contenido en los poros, creando un frente de combustión de alta temperatura que se propaga a lo largo de la formación. La combustión generada en este proceso alivia el crudo y genera la liberación de gases,

así como vaporiza el agua contenida en el yacimiento, produciendo vapor; el vapor y los gases actúan como mecanismo de empuje y barren el aceite que se encuentra posterior al frente de combustión. Este tipo de procesos son factibles en yacimientos donde las condiciones de interacción entre el aceite, gas y la roca, permitan generar un proceso de combustión continuo (10) (11).

## 1.2.2 Recobro químico

Los métodos de recobro químico iniciaron en los años 80, siendo la inyección de polímeros el más aplicado. Este tipo de métodos utilizan químicos adicionados al agua de inyección para mejorar la eficiencia de barrido del proceso. Los mecanismos utilizados para mejorar las eficiencias de los procesos son el incremento de la viscosidad, disminuir la permeabilidad relativa al agua o aumentar la permeabilidad relativa hacia el aceite. Estos métodos incluyen: Polímeros, surfactantes y alcalinos (12).

La inyección de polímeros es una técnica utilizada para aumentar la viscosidad del agua que se inyecta en la formación. El aumento de la viscosidad del agua permite que la relación de movilidad mejore y de esta manera sea más homogéneo el frente de barrido a lo largo del yacimiento y se disminuya la saturación de aceite residual (12).

Por otro lado, los surfactantes son utilizados como aditivo para mejorar la tensión interfacial entre el agua y el aceite. Los surfactantes son componentes con una parte hidrofílica y otra hidrofóbica, lo que permite que interactúen de manera óptima frente a dos sustancias inmiscibles y con características de preferencia química distintas, como lo son el agua y el aceite. La reducción en la tensión interfacial que se genera entre las fases de agua y aceite, permite mejorar las eficiencias de barrido y por lo tanto incrementa el factor de recobro de aceite del proceso (13)

Finalmente, los alcalinos son sustancias que permiten minimizar la cantidad de aceite atrapado en los poros debido a su viscosidad, al reducir la adsorción sobre la superficie de la roca. Este tipo de producto generalmente se adiciona en conjunto con surfactantes y polímeros, lo que se le denomina una tecnología ASP (12).

### 1.2.3 Inyección de gas

La inyección de gas es uno de los métodos mayormente usados como mecanismo de recobro en el mundo; solamente en Estados Unidos el 50 % de los proyectos de recuperación de petróleo han utilizado gas, siendo exitosos en la gran mayoría (14).

La inyección de gas se utiliza básicamente con el fin de incrementar presión en el yacimiento y aumentar la productividad del mismo. La inyección de gas se puede realizar como un proceso miscible o inmisible; la miscibilidad del proceso dependerá de las condiciones existentes en la interface que se genera entre el gas inyectado y el banco de aceite que está siendo desplazado (15).

La inyección de gas es miscible cuando el gas inyectado está a la misma o sobre la presión mínima de miscibilidad con el aceite (PMM). En un proceso inmisible, la presión del sistema está por debajo de la PMM y por lo tanto no se genera ningún tipo de interacción entre los componentes. El propósito de los métodos inmiscibles es mantener la presión de yacimientos y mitigar las reducciones de producción en los pozos debido al mismo depletamiento natural (2).

Los métodos inmiscibles de inyección de gas no tendrían los beneficios en reducción de viscosidad e hinchamiento de crudo, que se tienen en un proceso miscible de inyección de gas (3).

Para la inyección de gas se han utilizado varios gases como el LPG, gas enriquecido dióxido de carbono, nitrógeno, gas de producción y gas de combustión. De los anteriores, el CO<sub>2</sub> es el gas que ha sido más utilizado y con el cual se han obtenido resultados muy favorables (16).

### 1.2.4 Inyección de LPG / Gas enriquecido

Productos miscibles de LPG (Gas licuado de petróleo) tal como etano, propano o butano tiene una condiciones de miscibilidad al primer contacto con el aceite. La gran solvencia de estos productos con el aceite permite que sean una sustancia muy favorable para este

tipo de procesos. Sin embargo, la demanda energética y el precio del mercado de este tipo de productos, hacen que su uso sea ineficiente en la mayoría de los casos en términos económicos. En muchos casos, se utiliza una pequeña porción de este tipo de gases (2-5 % V), seguida de otros gases o agua (1).

### 1.2.5 Inyección de CO<sub>2</sub>

Durante la inyección de CO<sub>2</sub>, la miscibilidad resulta ser un carácter de suma importancia para el desempeño del proceso; la miscibilidad del gas con el aceite puede darse en dos escenarios; en algunos casos es posible que las condiciones del yacimiento en materia de presión y temperatura, así como los parámetros composicionales de cada fluido (gas y aceite) permita que haya un proceso de miscibilidad instantáneo en el primer contacto de los fluidos. Por otro lado, existen procesos en los que se genera miscibilidad a medida que se desarrolla la inyección y que la composición de la fase inyectada varía en el tiempo (1).

Los diseños de procesos de inyección de CO<sub>2</sub> generalmente se realizan incluyendo un segundo bache de fluido que sirva como empuje para el banco de CO<sub>2</sub> que se está inyectando, este fluido puede ser un gas seco o agua. Los volúmenes porosos que se inyectan típicamente en un mecanismo de esta clase se encuentran alrededor del 25% (2).

La temperatura crítica del CO<sub>2</sub> es 87.8 F, por lo cual en la gran mayoría de yacimientos se encontrara por encima de ese valor. Un valor importante a tener en cuenta es la viscosidad que tiene el CO<sub>2</sub> a condiciones de inyección, la cual generalmente oscila en una intervalo de 0,06 a 0.10 cp (1). Este último parámetro es de gran relevancia debido a que su baja viscosidad ocasiona una relación de movilidad muy baja respecto al aceite; la relación de movilidad del gas respecto al aceite y al agua se representa en las ecuaciones 7 y 8.

$$M = \frac{Kr_g \times \mu_o}{Kr_o \times \mu_g} \quad [7]$$

$$M = \frac{Kr_g \times \mu_w}{Kr_w \times \mu_g} [8]$$

Debido a la desfavorable relación de movilidad que se tiene producto de la menor viscosidad que tiene el gas respecto al agua y al aceite, es posible que fenómenos de canalización tomen lugar y por lo cual la eficiencia de barrido macroscópica no es muy eficiente. Esta es la razón por la cual el mecanismo tipo WAG tiene un plus en referencia a la eficiencia macroscópica y optimiza el desplazamiento volumétrico del proceso (14).

### 1.2.6 Inyección de N<sub>2</sub>

El nitrógeno es una sustancia que puede ser utilizada como reemplazo del CO<sub>2</sub> en yacimientos que contienen aceite liviano o intermedio, con contenidos mayormente de compuestos C1 a C7. El nitrógeno es un gas inerte que tiene presiones típicas de miscibilidad muy altas con respecto al aceite. La reducción de viscosidad del aceite en procesos de desplazamiento miscible con N<sub>2</sub> es altamente eficiente. Este compuesto ha sido ampliamente utilizado en la industria petrolera en operaciones de estimulación, levantamiento artificial y procesos de recobro.

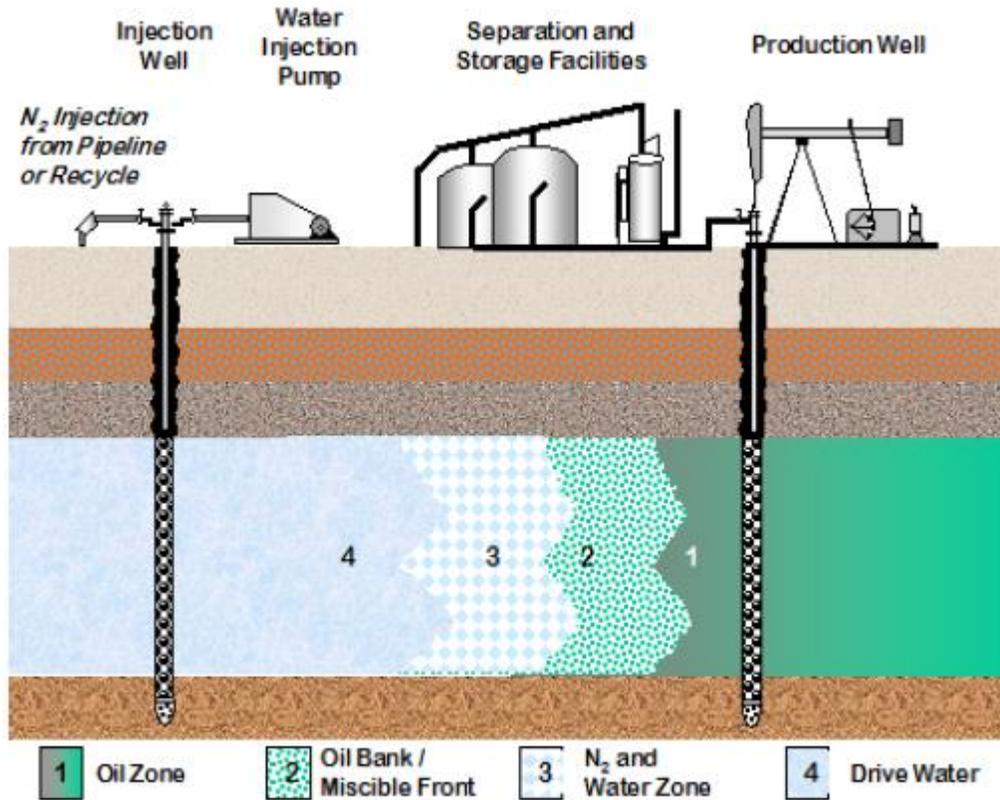
Los costos y disponibilidad del gas producido, gas natural o CO<sub>2</sub>, hacen que el nitrógeno se presente como un gas con alto potencial en ciertos tipos de yacimientos. La Figura 3 presenta un esquema típico de desplazamiento miscible con nitrógeno. Las principales ventajas de este gas radican en que es económico, no representa riesgo para el medio ambiente, no es corrosivo ni inflamable (1).

### 1.2.7 Inyección de gas de combustión

La combustión es uno de los procesos más importantes para el funcionamiento de algunos sectores. La combustión puede definirse como el proceso de oxidación exotérmica completa de un combustible con suficiente cantidad de oxígeno con el fin de generar calor, vapor o electricidad, dependiendo del uso final. Los gases de combustión son los residuos gaseosos que quedan al final de la combustión. La composición de este tipo de gases depende significativamente del tipo de combustible que se esté utilizando. Sin embargo, este tipo de gases se componen en la mayoría de los casos de dióxido de

carbono  $\text{CO}_2$  y nitrógeno, así como de vapor de agua y el exceso de oxígeno que queda del aire de combustión sobrante (3).

**Figura 3.** Esquema de inyección de nitrógeno en yacimiento. (1)



De igual manera, es posible que contengas en un pequeño porcentaje contaminantes atmosféricos tales como material particulado, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre y mercurio. Los combustibles utilizados para la combustión son principalmente hidrocarburos que se convierten en  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$ , mientras que los otros componentes del combustible pueden formar subproductos tales como cenizas y contaminantes gaseosos. La Tabla 2 muestra una composición típica de gases de combustión para algunos procesos (17).

En el caso del sector petrolero colombiano, en el año 2009 se realizó la caracterización de los gases de combustión de la refinería de Barrancabermeja en Colombia. A partir de esta evaluación se obtuvieron los siguientes resultados composicionales (18) :

- ✓ CO<sub>2</sub> = 14,98 %
- ✓ N<sub>2</sub> = 80,10 %
- ✓ O<sub>2</sub> = 3,27 %
- ✓ CH<sub>4</sub> = 0,06 %
- ✓ CO = 1,62 %

**Tabla 2.** Composiciones típicas de algunos gases de combustión (17) .

	Gas de combustión de Pulverizado de Carbón	Gas de combustión por Incineración de residuos	Gas de combustión por quema-carbón	Gas natural de Groningen	Quema-gas CC
O <sub>2</sub> %-v	~6	7-14	~12		~14
N <sub>2</sub> %-v	~76	balance	~66	~14	~76
CO <sub>2</sub> %-v	~11	6-12	~7	~1	~3
H <sub>2</sub> O %-v	~6	10-18	~14		~6
CO %-v		0.001-0.06			
Ar %-v	~1	~1	~1		~1
SO <sub>2</sub> ppmw		200-1500	10-200		
NO <sub>x</sub> ppmw	500-800	200-500	10-100		10-300
HCL ppmw		400-3000			
HF ppmw		2-100			
Dioxina ppb	<<1	1-10			
CH <sub>4</sub> %-v				~81	
C <sub>n</sub> M <sub>m</sub> %-v		<0.002		~4	
Hg ppmw	0.1-1	0.1-1			
Cd ppmw	0.01-1	0.1-0.5			
Otros metales pesados ppmw	0.5-2	1-5			
Polvo g/m <sup>3</sup>	5-20	0.2-15	<<0.02		

## 1.2.8 Inyección de gas alternado con agua (WAG)

El método de recobro "Water alternating gas" es un método de recobro mejorado en el que se inyecta agua y gas alternadamente con lo cual se logra mejores resultados que los métodos de recobro convencionales de inyección de agua o gas por separado; dichos

resultados se logran debido a que se genera en la parte frontal una mezcla de agua y gas que causa una reducción en la movilidad del gas, lo que repercute en una mejor eficiencia macroscópica. Adicionalmente, se mantiene la misma eficiencia microscópica que caracteriza la inyección de gas en las zonas tempranas de inyección (16).

El propósito conceptual de este mecanismo es lograr recuperar petróleo de zonas de muy baja permeabilidad en las que se encuentra aceite residual que el agua es incapaz de recuperar durante procesos regulares de inyección de agua (waterflooding). La segregación de gas hacia las zonas superiores y la acumulación de agua en las zonas inferiores del yacimiento permiten alcanzar factores de recobro más altos en procesos de WAG (16).

La inyección de gas alternada con agua (WAG) es una técnica de recobro que se ha estudiado y ejecutado en distintos proyectos a través de los últimos 60 años. Se ha demostrado como este mecanismo genera eficiencias de barrido mucho más estables y por consiguiente se alcanzan factores de recobro mayores. Esta técnica de recobro básicamente se ha evaluado con tres distintos tipos de gases: CO<sub>2</sub>, gases de combustión (flue gas) y gas de producción (2).

### **1.3 Mecanismos de desplazamiento en la inyección de gases de combustión para el recobro mejorado.**

Existen dos mecanismos de desplazamiento que pueden ocurrir durante una inyección de gas de combustión. Los desplazamientos miscibles que se dan por los múltiples contactos entre el gas inyectado y el aceite del reservorio o los desplazamientos inmiscibles que se dan por la acción del CO<sub>2</sub> presente en el gas de combustión sobre el petróleo y del N<sub>2</sub> como medio para mantener la presión del proceso (19).

### 1.3.1 Desplazamientos miscibles

En algunos estudios realizados se ha podido notar que el desplazamiento de un crudo liviano por un gas de combustión se da por transferencia de masa (vaporización) de componentes intermedios del aceite al gas de combustión inyectado y posterior condensación de los productos intermedios de mayor peso molecular que retornan a la fase líquida desde la fase del gas enriquecido, a través de un proceso de contacto múltiple, que representa un mecanismo de accionamiento de gas de condensación-vaporización combinado. También se ha podido comprobar que el contenido de dióxido de carbono de los gases de combustión tiene un efecto significativo en la extensión del mecanismo de desplazamiento de vaporización-condensación que resulta en un mayor nivel de aceite (19) (20).

Cuando ocurre la transferencia de masa de los componentes del petróleo al gas por los contactos múltiples entre las dos fases se forma una zona miscible entre el aceite y el gas de combustión inyectado. Además existe un frente de desplazamiento que se forma por los contactos, que se enriquece a medida que se extraen y se evaporan hidrocarburos del crudo. Cuando el frente de desplazamiento se ha enriquecido lo suficiente, la presión es la adecuada y la composición del gas inyectado se ve alterada, ocurrirá un desplazamiento con características muy similares a un desplazamiento miscible (20).

En este mecanismo el aceite no necesariamente tiene que ser rico en componentes intermedio o ser sub-saturado. El gas por si solo genera suficiente riqueza por vaporización, de manera que esto desarrolla un mecanismo de accionamiento de gas de condensación con el aceite original. Los productos intermedios que estaban originalmente presentes en el gas, además de los que fueron despojados del aceite, se condensan cuando el gas inyectado encuentra petróleo fresco aguas abajo. Esta condensación resulta muy similar al mecanismo de accionamiento de gas de condensación. Posteriormente, una zona de transición marcada se desarrolla y se propaga, y la miscibilidad multicontacto es casi alcanzada antes de que el proceso de condensación vuelva al proceso de vaporización (19).

El contenido del CO<sub>2</sub> en el gas de combustión es muy importante, puesto que ocasionará un aumento del volumen de CO<sub>2</sub> en el crudo, lo cual provoca una reducción de la tensión interfacial entre el gas inyectado desplazante y el aceite desplazado, lo que aumenta la eficiencia de barrido microscópico. Para alcanzar la miscibilidad, se ha recomendado que la presión de inyección del gas debe ser lo suficientemente alta para poder lograr la presión mínima de miscibilidad al aumentar suficiente la densidad del CO<sub>2</sub> en el gas de combustión, de modo que se convierta en un buen disolvente (20) (15).

### **1.3.2 Desplazamientos inmiscibles**

Existen yacimientos en los cuales una inyección de gas de combustión para un desplazamiento miscible no es posible. En estos, en donde las presiones mínimas de miscibilidad son mayores a las presiones de fractura de las formaciones, existe la posibilidad de inyectar gas de combustión en forma inmiscible. Este método es un proceso de recobro mejorado, que aprovecha las características de la acción del CO<sub>2</sub> presente en el gas de combustión sobre el petróleo y del N<sub>2</sub> como medio para mantener la presión del proceso y promover el desplazamiento del crudo. Lo que se busca en este tipo de proceso es obtener la máxima presión que permita el máximo recobro de petróleo por debajo de la presión mínima de miscibilidad (20).

En este tipo de desplazamiento se logra aumentar la eficiencia de barrido final de hidrocarburos, si existe una buena solubilidad del gas de combustión en el petróleo. Es por tanto que el enriquecimiento del gas de combustión con CO<sub>2</sub> es muy importante.

En el desplazamiento inmiscible el gas de combustión y el aceite crean dos fases fluidas y existe una tensión interfacial entre ellos desarrollándose un frente de desplazamiento. En estas condiciones, el contenido de CO<sub>2</sub> en el gas de combustión es importante puesto que puede disolverse parcialmente en el crudo e hincharlo ligeramente (20).

Sin embargo, la utilización de gas de combustión como fluido para un desplazamiento inmiscible no es el más eficiente, puesto que las inyecciones con agua ofrecen una mayor eficiencia de recuperación. Pero hay situaciones en donde la utilización del agua como fluido para los desplazamientos inmiscibles no son las adecuadas, tales como los

yacimientos con bajas permeabilidades y en yacimientos en donde las condiciones geológicas no benefician el uso del agua.

Cuando se piensa aplicar un proyecto de desplazamiento inmiscible por inyección de gas de combustión, se debe tener en cuenta que se debe lograr la máxima eficiencia de barrido areal posible y por tanto obtener la cantidad de gas de combustión óptima para tal proceso. En los campos ha sido muy común, utilizar la inyección alternada con la inyección de agua o WAG, que es la que en definitiva produce el empuje del frente; otras alternativas que se han aplicado a proyectos de campo son la inyección de un bache o colchón de gas de combustión seguida por la inyección continua de agua (21).

## **1.4 Mecanismos de desplazamiento en la inyección de gases de combustión para el recobro mejorado.**

### **1.4.1 Reducción de la viscosidad del crudo**

Algunas pruebas de laboratorio han demostrado que la recuperación de crudo es un resultado directo de la disolución del  $\text{CO}_2$  en el crudo. Esto causa una notable disminución de la viscosidad y por lo tanto una reducción en la relación de movilidad, ocasionando a un aumento en la eficiencia de desplazamiento. El contenido de  $\text{CO}_2$  en los gases de combustión tiene un rol trascendental en la reducción de la viscosidad del crudo; a mayor contenido de  $\text{CO}_2$  en los gases de combustión, la reducción de la viscosidad se hace más pronunciada, en comparación a un gas de combustión con menor contenido de  $\text{CO}_2$ , puesto que el  $\text{CO}_2$  tiene mayor eficiencia de reducción de la viscosidad en comparación a otros gases (20) (3).

### **1.4.2 Expansión del petróleo**

Los gases inyectados que son solubles en el crudo generan una expansión de este. Durante esta expansión, el volumen poroso ocupado es de mayor magnitud y por tanto la cantidad de petróleo que se puede desplazar será mucho mayor. El contenido de CO<sub>2</sub> en los gases de combustión ocasiona un mayor hinchamiento del aceite, como consecuencia de esto la saturación residual efectiva del petróleo disminuirá (20).

### **1.4.3 Disminución de la saturación residual de petróleo (Sor)**

En los desplazamientos miscibles la saturación residual de petróleo tiene un valor muy bajo, puesto que con la inyección de los gases de combustión se alcanza una muy buena eficiencia de barrido de petróleo a través del medio poroso. Sin embargo, en comparación con la inyección de agua, este valor que se obtiene de Sor es menor, puesto que hay efectos de hinchamiento y de variaciones en las características del crudo por efecto del gas inyectado (3).

## **1.5 Presión mínima de miscibilidad (PMM)**

En un proyecto de recobro en el que se inyecten gases de combustión se hace muy importante entender el concepto asociado a la PMM, puesto que es un parámetro de diseño fundamental en los procesos miscibles. La eficiencia de desplazamiento por este tipo de inyección es altamente dependiente de la presión y el desplazamiento miscible sólo se logra a presiones superiores a un cierto valor de presión mínimo. A esta presión mínima se le conoce como presión mínima de miscibilidad (3).

Esta variable del gas de combustión depende de varios factores como la temperatura del yacimiento, las características del crudo y la composición del gas inyectado. Cuando aumenta la temperatura del yacimiento aumenta la PMM. En cuanto a la composición del aceite, la PMM aumenta con los aceites de alto peso molecular y con los aceites que en su composición contengan mayores concentraciones de C<sub>1</sub> y N<sub>2</sub>. No obstante, si el aceite contiene concentraciones de intermedios como C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> la PMM disminuye. Además si existen componentes como H<sub>2</sub>S Y SO<sub>x</sub>, los cuales poseen temperaturas críticas superiores a la del CO<sub>2</sub>, hay una mejor solubilidad del gas de combustión en el aceite del yacimiento, lo que ocasiona a su vez una mayor temperatura pseudocrítica del gas inyectado y por tanto una PMM más baja. El caso contrario ocurre cuando hay

componentes como  $O_2$  y  $N_2$ , los cuales poseen temperaturas críticas inferiores a la del  $CO_2$ , que ocasionan una disminución en la solubilidad del gas de combustión en el aceite del reservorio (18).

Existen diferentes maneras de determinar la PMM, entre ellas correlaciones y pruebas experimentales. Entre las pruebas experimentales se encuentran la prueba del tubo delgado (Slim Tube) y la prueba de la burbuja ascendente (RBA); estas pruebas se llevan a cabo con la temperatura igual a la temperatura del yacimiento, la cual es constante. Una desventaja de estas pruebas, es que son costosas puesto que se necesitan de equipos de alta presión con un personal técnico especializado en el tema.

Por el lado de las correlaciones, se encuentran las propuestas por Wilson, Likewise, Rutherford, Jacobson, Alston, entre otras; todas estas correlaciones son empíricas, es decir, adquiridas a partir de valores experimentales, las cuales tienen ciertas restricciones condiciones puntuales de cada experimento y de esa manera presentan mayor porcentaje de error que los métodos experimentales. Por otro lado, M.K. Emera y H.K. Sarma idearon una correlación la cual usa algoritmo genético para predecir la PMM y la cual presenta menos porcentaje de error con respecto a las pruebas experimentales que las otras correlaciones propuestas (15) (18).

### **1.5.1 Antecedentes**

Los gases combustión tienen algunos efectos adversos sobre el medio ambiente y la salud de las personas. En la industria petrolera, este problema ha sido revisado con interés y como resultado de ello, se está inyectando a los yacimientos gases de combustión con un alto contenido de  $CO_2$  para conseguir una recuperación mejorada de petróleo, es decir para aumentar el factor de recobro en el yacimiento. Esto ha sido económicamente rentable puesto que el precio del gas de combustión es relativamente bajo y su disponibilidad es la suficiente como para hacer todo un proyecto de recobro mejorado (18).

La rentabilidad total de un proyecto de inyección de gas se calcula contrastando los barriles incrementales totales de crudo obtenidos vs el costo de cada pie cubico de gas inyectado. En estudios recientes, el Instituto Americano de la Energía (AEI) encontró que

el precio de 1 millón de pies cúbicos (MCF) de gas natural es de unos \$ 3.35 y el costo de captura, compresión y transporte de 1 MCF N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y gases de combustión es de \$ 0.8, \$ 1 y \$ 0.1 respectivamente (22). Lo anterior demuestra la gran prospección económica que tiene este método debido a su bajo costo de obtención.

Ahmadi, logro concluir a través de un ensayo experimental realizado en un campo de petróleo Iraní, que la inyección de gases de combustión fue el doble de rentable que la inyección de CO<sub>2</sub> y la inyección de gas natural y superior a la inyección de N<sub>2</sub>. De igual manera, se identificó que el recobro final de crudo fue mayor para la inyección de gases de combustión en comparación a la inyección de N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y gas natural y con un menor costo de inyección por pie cubico. La Tabla 4 referencia los resultados obtenidos en dicho trabajo (22).

**Tabla 3.** Resultados de evaluación económica en Campo de petróleo Iraní (22).

Gas	Costo de captura, compresión y transporte (\$/MCF)	Rata de inyección (MCF/D)	Costos totales de inyección (MM\$)	Incremento en recobro de aceite (%OOIP)
CO <sub>2</sub>	1	38000	486.78	5%
N <sub>2</sub>	0.8	224000	2296	9.70%
Gas natural	3.35	50000	2146	5%
Gas de combustión	0.1	280000	358.6	11%

En contraste con los resultados obtenidos por Ahmadi, investigaciones alternativas han evaluado el desempeño de CO<sub>2</sub>, gas de combustión y gas de producción en pruebas de desplazamiento a nivel de laboratorio, encontrando que el CO<sub>2</sub> tiene la mayor eficiencia de barrido, seguido por el gas de producción y finalmente el gas de combustión (2) (3).

El gas de combustión puede ser generado en yacimientos de crudo liviano mediante procesos de combustión in situ, al inyectar aire o algún gas que contenga oxígeno. Además se puede obtener de plantas eléctricas o térmicas que utilicen quema de carbón o algún tipo de combustible fósil para generación de energía.

Es posible alcanzar una estatus de miscibilidad dinámica entre el gas de combustión y los crudos livianos a altas presiones. La inyección de gas de combustión es apropiada para crudos livianos con densidades inferiores a 830 kg/m<sup>3</sup>, siempre y cuando se tenga en el yacimiento una presión superior a la PPM, y que el crudo del yacimiento contenga una alta concentración de componentes intermedios de hidrocarburos (20).

El mecanismo de desplazamiento del crudo liviano generado por el gas de combustión se puede explicar cómo una transferencia de masa desde los componentes de peso intermedio del aceite hacia el gas inyectado; de igual manera, se genera un mecanismo secundario que radica en la condensación de los componentes intermedios que retornan a la fase líquida desde la fase del gas enriquecido, todo esto a través de un proceso de múltiples contactos. Factores como la reducción de la tensión interfacial y la buena miscibilidad que se obtienen en este proceso, son claves para una buena recuperación de petróleo en yacimientos con este tipo de fluido (20).

Para el caso del gas de combustión, no se han logrado identificar investigaciones que apunten a evaluar su efecto sobre la humectabilidad de la roca. Sin embargo, si se han evidenciado estudios para evaluar su eficiencia de recobro en procesos de desplazamiento en núcleos a nivel de laboratorio (18) (3) (2).

En un experimento llevado a cabo en el 2005, se utilizaron dos muestras de aceites (A y B) obtenidas de un campo activo y tres gases de combustión con diferentes composiciones, con el fin de realizar procesos de desplazamiento en núcleos que se encontraban saturados por los aceites A y B. los desplazamiento demostraron como el gas con mayor concentración de CO<sub>2</sub>, mostraba un mejor factor de recuperación de aceites.

El experimento fue llevado a cabo calculando cuanto era el volumen poroso (VP) inyectado hasta la ruptura de gas y el factor de recobro (FR) hasta ese punto; adicionalmente, se extendió el experimento hasta inyectar 1 PV y calcular el FR en esa instancia. Los datos obtenidos mostraron como el factor de recobro de petróleo aumenta de un 33% a un 41% cuando el contenido de CO<sub>2</sub> en los gases de combustión aumentaba de 0 a 30 %, luego de inyectar 1 PV de gas al núcleo. Por otro lado, para el aceite B, la recuperación fue de 45% con la inyección de gas de combustión con un

contenido de CO<sub>2</sub> del 16%, en comparación con el 50% de IOIP recuperado con un contenido de CO<sub>2</sub> del 30% en el gas de combustión. Los datos completos del estudio se encuentran relacionados en la Tabla 4. La Figura 4 muestra el comportamiento del FR vs la concentración de CO<sub>2</sub> en el gas de combustión, tanto en el escenario previo a la ruptura, como en el posterior escenario posterior a inyectar 1 PV (23)

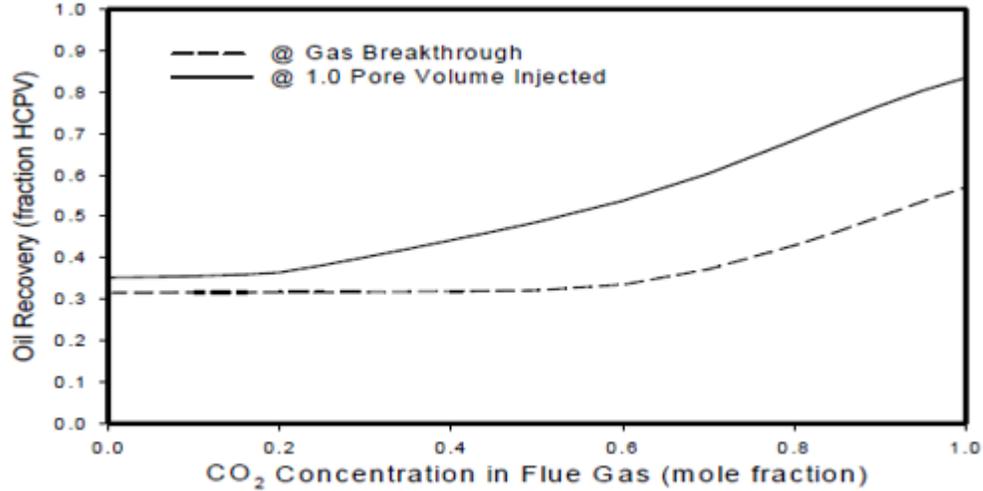
A pesar de que no se han encontrado trabajos investigativos enfocados a la evaluación de la alteración de la humectabilidad por inyección de gas de combustión, si se ha evaluado el efecto sobre la humectabilidad de la roca por parte del CO<sub>2</sub> como único fluido en procesos de inyección a nivel de laboratorio (23).

**Tabla 4.** Recuperación de petróleo con inyección de gases de combustión (23).

Gas de combustión	CO <sub>2</sub> (%)	Aceite A						Aceite B		
		27.7 MPa			41.6 MPa			17.6 MPa		
		VP inyectado ruptura	% Recobro ruptura	% Recobro @ 1 VP	VP inyectado ruptura	% Recobro ruptura	% Recobro @ 1 VP	VP inyectado ruptura	% Recobro ruptura	% Recobro @ 1 VP
1	0	0.1888	0.26	0.3295	0.3215	0.425	0.5094	-	-	-
2	16	0.197	0.29	0.38	-	-	-	0.2472	0.31	0.45
3	30	0.2247	0.31	0.409	-	-	-	0.2805	0.37	0.5

En el 2014 se realizó un estudio sobre la alteración de la humectabilidad posterior a la inyección inmiscible de CO<sub>2</sub> en núcleos de carbonatos. Como resultado de esta investigación se logró concluir que la humectabilidad de la roca varía positivamente, pasando de tener una preferencia clara por el aceite, a tener una humectabilidad intermedia (5),

Se realizó una inyección de CO<sub>2</sub> a dos concentraciones y se midió en simultáneo el comportamiento del ángulo de contacto en el tiempo. Las mediciones se hicieron al interior del montaje, mediante un diseño que permitía inyectar la gota sin alterar las condiciones de presión y temperatura deseadas; posteriormente se fotografiaba la gota a través de una ranura de vidrio (5).

**Figura 4.** FR vs Concentración de CO<sub>2</sub> en gas de combustión.

En los resultados fue posible observar que para las dos inyecciones de CO<sub>2</sub>, el ángulo de contacto disminuía hasta un cierto límite conforme avanzaba el tiempo de exposición del núcleo frente al gas, lo que permite establecer una relación dependiente entre tiempo de exposición y el grado de alteración de la humectabilidad.

En la primera inyección, el ángulo de contacto disminuyó desde un ángulo inicial de 101° hasta un valor de 83,9° posterior de 44 minutos de exposición al sistema. Para la segunda inyección, el ángulo de contacto disminuyó desde un ángulo inicial de 97,5° hasta un valor de 69,3° posterior de 52 minutos de tener presurizado el sistema. En la prueba 2, se extendió el tiempo de exposición hasta 89 minutos, en la cual no se observaron cambios en el ángulo de contacto después del minuto 52. La Tabla 5 muestra todos los valores para dicha prueba (5).

**Tabla 5.** Variación del ángulo de contacto con el tiempo (5).

Inyección 1		Inyección 2	
Tiempo contacto con CO <sub>2</sub> (min)	Ángulo de contacto (°)	Tiempo de contacto con CO <sub>2</sub> (min)	Ángulo de contacto (°)
0	101	0	97.5
6	90.8	9	96.7
8	89.4	11	95.2
16	90.8	17	74.8
21	88.3	23	72.8

23	86.4	25	72.8
28	86.5	28	73
34	86.3	32	73
40	86.8	34	69.2
43	85.9	36	69.1
44	83.9	39	69.4
		44	69.4
		52	69.3
		76	69.3
		83	69.3
		89	69.3

De acuerdo al autor, la alteración en la humectabilidad se da por un fenómeno de difusión del CO<sub>2</sub> a través del agua, hasta entrar en contacto con la superficie de la roca; la interacción del CO<sub>2</sub> con la roca provoca la sustitución de componentes pesados, principalmente asfáltenos, y altera la preferencia de fluidos de dicha superficie (5).

Un trabajo similar fue desarrollado en 2015, donde se evaluó el efecto de inyección de CO<sub>2</sub> sobre núcleos de diferente composición litológica. Durante este estudio se utilizaron carbonatos de muy baja y baja permeabilidad, al igual que areniscas de permeabilidad intermedia. Análogamente, se evaluaron mediante ángulos de contacto, el efecto de salmuera de diferentes salinidades, así como la inclusión de surfactantes y CO<sub>2</sub>. Los núcleos fueron evaluados tanto en condiciones naturales y con un daño inducido (4).

Los resultados obtenidos mostraron que en ambos tipos de núcleos (naturales y añejados), una disminución en la salinidad de la salmuera, ocasionaba un incremento en la preferencia hacia el agua del núcleo. De manera análoga, se mostró que la inclusión de surfactante en concentración de 1000 ppm también alteraba la preferencia de la roca, haciéndola más humectable al agua (4).

Las pruebas con CO<sub>2</sub> se realizaron a 2500 psi, garantizando un proceso miscible entre el gas y el aceite. Los datos finales mostraron unos cambios de los ángulos de contacto de 96,4 a 60 en las areniscas y de 133 a 36 grados en carbonatos. Lo anterior demuestra como la composición mineralógica tiene un efecto sobre el proceso que se pretende analizar; el efecto del CO<sub>2</sub> es mucho más notorio en carbonatos que areniscas (4).

---

A manera de conclusión, existen trabajos limitados que proponen un mecanismo adicional que permite a la inyección de gas alcanzar mayores volúmenes de crudo recuperados a través de la alteración de la humectabilidad (4) (24) (25). Todos estos trabajos, solo muestran como en procesos de inyección de dióxido de carbono puro a condiciones de yacimiento la roca sufre alteraciones en su humectabilidad (4). Sin embargo, no se han evaluado sistemáticamente la alteración de la humectabilidad de la roca a partir de los componentes que componen el gas de combustión, como mecanismo alternativo costo-efectivo para ser usado eventualmente en los procesos de inyección. Por lo tanto, este trabajo tiene como objetivo evaluar el efecto del gas de combustión sobre la humectabilidad de la roca.

## 2. Metodología experimental

La investigación completa comprende una serie de 4 etapas procedimentales a nivel de laboratorio con el fin de evaluar el efecto de los gases sobre la humectabilidad de los núcleos. Las etapas se encuentran resumidas en la Figura 5.

**Figura 5.** Etapas procedimentales de la investigación.



Montaje experimental consiste en un set de cinco componentes, como se describe en la Figura 6. Un cilindro de gas se conecta a un cilindro resistente a alta presión y temperatura, a través de un regulador de flujo. La presión y la temperatura del cilindro se controlan y monitorean en todo momento a lo largo de los experimentos.

**Figura 6.** Esquema de prueba.



## 2.1 Elaboración de núcleos sintéticos

Una mezcla de arena Ottawa y cemento en una relación de peso de 3 a 2 fue preparada para la elaboración de los núcleos. La arena fue filtrada y lavada a través de una malla 30-50. Posteriormente se le adiciono paulatinamente agua hasta alcanzar una consistencia deseada y se introdujo recipientes cilíndricos para obtener la forma adecuada. La mezcla se somete a un periodo de secado a temperatura ambiente por dos días para luego ser retirada de los envases donde se consolida. Finalmente, los núcleos se lavan con agua desionizada y etanol para remover residuos del proceso.

## 2.2 Adecuación de núcleos

Dentro de esta etapa del proceso se pretende inducir un daño de formación sobre los núcleos de modo que estos obtengan una preferencia por el aceite. De acuerdo a lo que se ha revisado previamente en la revisión conceptual, los cambios se pueden ocasionar por la interacción de componentes orgánicos con la roca, depositándose sobre esta y alterando su mojabilidad, volviendo más humectable al aceite. En cualquier aplicación práctica estos escenarios es poco deseable ya que implica una menor capacidad de movilidad del aceite a través del yacimiento, sin embargo para efectos investigativos se desea tener núcleos con una preferencia marcada hacia el petróleo en su humectabilidad.

Para realizar el daño sobre los núcleos se prepara una mezcla de crudo extra pesado de (6,4 API) y n-heptano en una relación de 70-30 en porcentaje en peso. Para asegurar homogeneidad en la mezcla se utiliza un sonicador por una hora y se somete agitación por 30 minutos a 600 rpm. Posteriormente, los núcleos se sumergen en la mezcla y se somete todo el montaje a un baño maría a 60 C con agitación permanente de 100 rpm durante dos días. El uso del n-heptano es con la finalidad de agilizar el proceso de precipitado de los asfáltenos; la agitación y el baño maría se utiliza para permitir que el

proceso de precipitado se genere de la manera más homogénea, simulando condiciones de flujo propias de una yacimiento.

Para culminar el proceso, los núcleos se remueven de la mezcla y se lavan con n-heptano para remover excesos de crudo que se depositan sobre la superficie. Finalmente se secan durante 6 horas a 70 C.

## 2.3 Determinación de ángulos de contacto

Para determinar el ángulo de contacto de los núcleos, se dejaron caer gotas de agua sobre la superficie de los estos y con la ayuda de una cámara ubicada horizontalmente al mismo nivel de los núcleos, se toman fotografías de las gotas una vez estas se depositan sobre la superficie. Las imágenes tomadas se transfieren a un computador y son analizadas a través del software SketchUp Pro 2015, en la interface LayOut. Los ángulos de contacto se determinan a través de una distribución probabilística luego de que se toman 7 medidas para cada núcleo. Los ángulos de contacto se miden antes y después de cada prueba de inyección de gas.

## 2.4 Inyección de gas.

La inyección de gas se realizara en 6 etapas, distribuidas así:

- A. Inyección de CO<sub>2</sub> sin salmuera.
- B. Inyección de N<sub>2</sub> sin salmuera.
- C. Inyección de CO<sub>2</sub> con salmuera.
- D. Inyección de N<sub>2</sub> con salmuera.
- E. Inyección de mezcla CO<sub>2</sub>-50% y N<sub>2</sub>-50 % con salmuera.
- F. Inyección de mezcla CO<sub>2</sub>-20% y N<sub>2</sub>-80 % con salmuera.

Para cada una de las pruebas mencionadas se evaluó el impacto de la presión y el tiempo sobre el cambio de la humectabilidad. El procedimiento utilizado para evaluar cada gas fue el mismo, descrito a continuación:

- Posicionamiento del núcleo al interior del cilindro.
- Llenado el cilindro con salmuera (Aplica para casos C, D, E, F).
- Conexión de tapa del cilindro y apretado de tornillería.
- Conexiones del cilindro al contenedor del gas.
- Conexión del regulador de alta presión en la línea.
- Se inicia calentamiento hasta alcanzar temperatura objetivo de 70 C.
- Inicio de inyección con un gradiente de presión lento de 200 psi/min hasta alcanzar presión deseada.
- Tiempo de residencia del gas en el cilindro.
- Liberar presión a través de la válvula de alivio.

Las presiones a las cuales se evalúan cada una de las inyecciones fueron 500 y 800 psi. Estas presiones fueron utilizadas debido a que se pretende similar un proceso inmisible de inyección de gas, sin embargo debido a las dificultades que conlleva realizar una prueba de tubo para determinar la PMM del hidrocarburo con cada uno de los componentes ( $\text{CO}_2 - \text{N}_2$ ), y de acuerdo a cada tipo de mezcla en diferentes concentraciones de volumen, se definieron dos presiones por debajo de 1000 psi para garantizar las condiciones de inmiscibilidad.

Del mismo modo, se definieron 4 rangos de tiempos para evaluar el efecto del gas sobre los núcleos: 6, 12, 18 y 24 horas. Estas pruebas no necesariamente se realizaran en su totalidad, es decir, en el momento en que se encuentre una convergencia en la variación del ángulo de contacto en dos intervalos de tiempo, para unas mismas condiciones de presión y concentración de gas, se asumirá que el efecto ha alcanzado su pico máximo. Es importante aclarar que el sistema se tuvo que probar con aceite industrial previo a la realización de las pruebas con gas, con el fin de evaluar la integridad de todo el sistema que un fluido que presentara menor riesgo frente a una fuga.

La temperatura y presión del sistema se monitorean en todo momento a través de la información suministrada por la termocupla y el regulador de presión. Para algunas pruebas donde los cilindros de los gases se encontraban a una presión inferior a la deseada en la prueba, se utilizó una bomba booster con aire comprimido para llevar la prueba a la presión deseada; el proceso es similar, con la diferencia de que se deben adecuar las conexiones a la bomba.

Los procedimientos experimentales se llevaron a cabo con y sin salmuera; inicialmente se pretende evaluar el efecto del gas por si solo y posteriormente en un ambiente típico de un yacimiento con una roca dañada humectable al aceite, donde se tiene una película de aceite adherida a la roca y rodeada por un volumen de agua mucho mayor. De igual manera, el montaje experimental de esta prueba tiene grandes similitudes con un proceso tipo WAG, donde se tiene un bache inicial de agua previo a la inyección del gas.

La salmuera utilizada durante las pruebas fue preparada de acuerdo a la formulación relacionada en la Tabla 6. La concentración de sales fue tomada de investigaciones previas con enfoques similares (5). La salinidad de la salmuera no debe ser una salinidad baja debido al impacto que podría tener la salmuera sobre la misma humectabilidad de la roca; por lo cual, se diseñó una salmuera de 16000 ppm de NaCl, un valor que se encuentra dentro del rango convencional de salinidades de aguas de formación.

**Tabla 6.** Composición de salmuera (5).

Sal	Concentración (g/L)
Cloruro de Sodio (NaCl)	16.7
Cloruro de Calcio (CaCl <sub>2</sub> ·2H <sub>2</sub> O)	3.62
Cloruro de Magnesio (MgCl <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O)	1.28

## 2.5 Validación de resultados mediante prueba de imbibición.

Como último paso dentro del procedimiento definido para este trabajo, se seleccionaron tres núcleos que se consideren representativos respecto al efecto que se haya evidenciado mediante las pruebas de ángulo de contacto y se les realizó una prueba de

imbibición espontánea al agua para evidenciar el comportamiento de saturación de este fluido dentro de las muestras. Dichos resultados se compararon con dos curvas base de imbibición que se le desarrollaron inicialmente a un núcleo virgen (sin ningún tratamiento) y a un núcleo sometido al proceso de daño. El procedimiento para llevar a cabo las pruebas de imbibición fue el siguiente:

- a) Se suspende la muestra de una pesa. Se valida el peso inicial de la muestra en el aire.
- b) Se sumerge la muestra al interior de un recipiente que contenga agua.
- c) Se estabiliza la muestra.
- a) Se procede a registrar la variación del peso en función del tiempo. Se detiene la prueba una vez evidenciada una estabilización del peso.

## 3. Resultados

### 3.1 Ángulos de contacto iniciales

El proceso de elaboración de núcleos descrito previamente permitió construir un total de 18 núcleos de un tamaño aproximado de 2 cm de espesor y 8 cm de diámetro. La Figura 7 representa algunos de los núcleos que fueron desarrollados para esta investigación, en el momento en que fueron retirados del horno posterior a la generación del daño. Es importante precisar que no todos los núcleos fueron utilizados.

**Figura 7.** Núcleos sintéticos posterior al proceso de generación de daño.



A cada uno de los 18 núcleos se le realizó pruebas de ángulo de contacto posteriores a someterlos al proceso de daño; tal y como se describió previamente, se realizó una repetitividad de 7 pruebas de ángulo de contacto para cada núcleo. La razón de esto fue garantizar que se tuviera un valor de ángulo de contacto promedio que describiera el

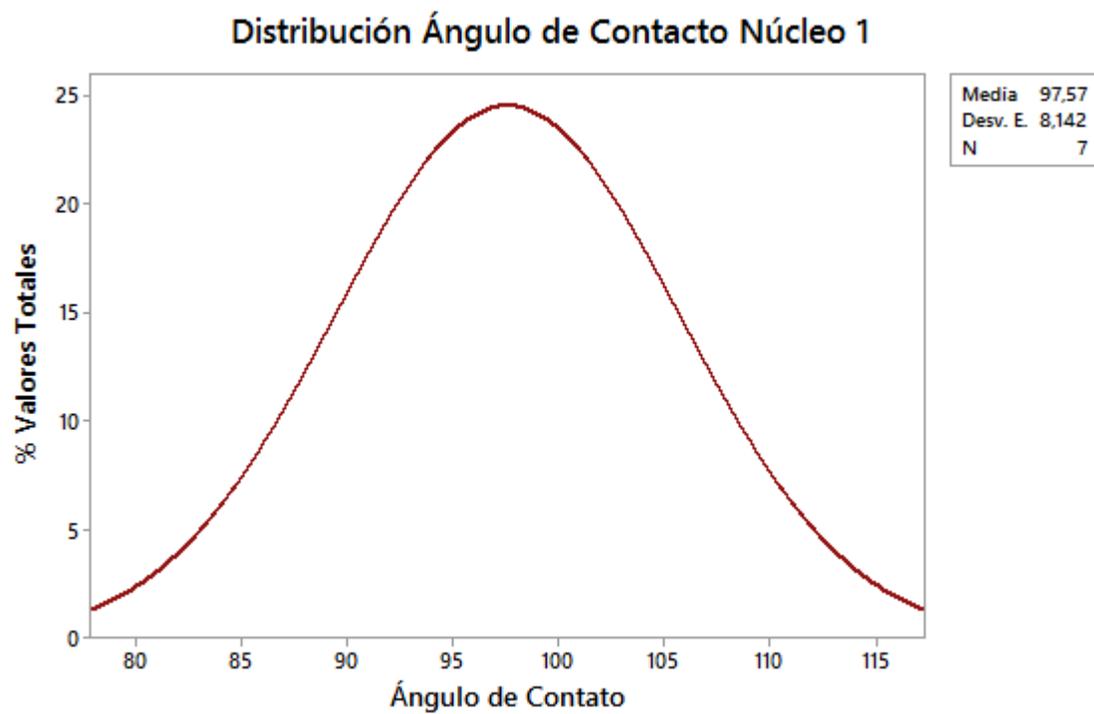
comportamiento del núcleo de la superficie en su totalidad, ya que es muy complejo determinar que la posición de las gotas durante las pruebas de ángulo de contacto fueran las mismas antes y después del proceso de inyección.

Adicionalmente, se supuso con anterioridad que la distribución del daño sobre la superficie no tendría que ser homogénea en su totalidad, debido a que el proceso de depositación de asfáltenos es heterogéneo durante el proceso de daño al cual se indujeron los núcleos y dependería mucho de la exposición de cada núcleo durante esta etapa del experimento.

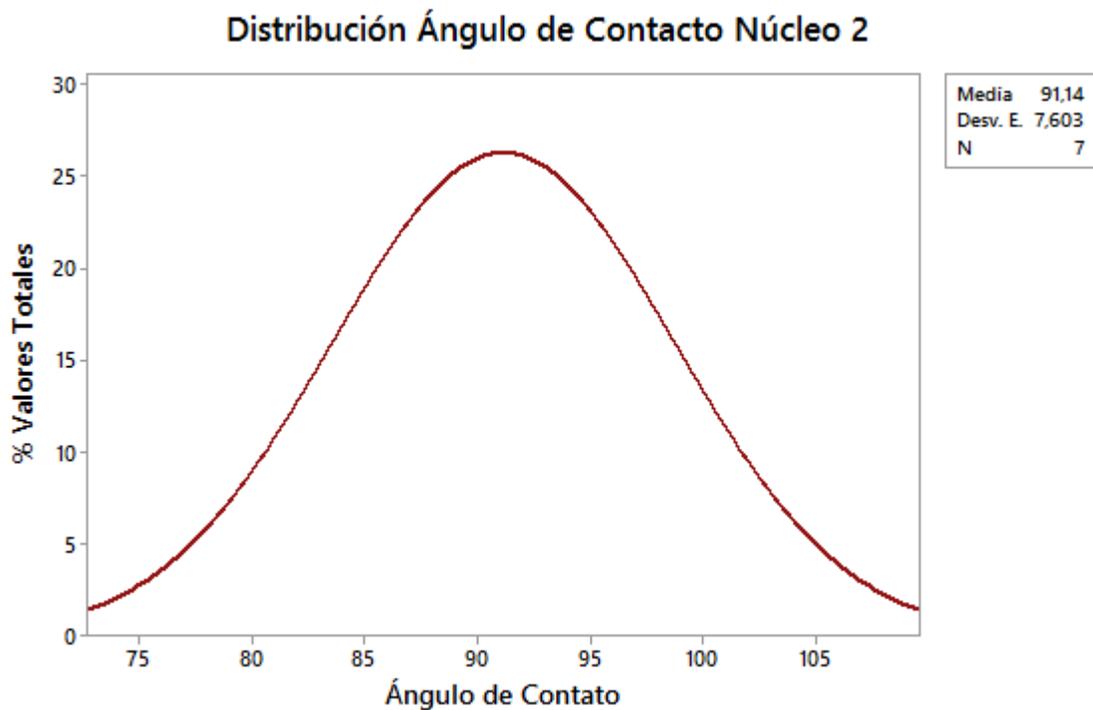
Las desviaciones en los valores de ángulo de contacto obtenidos para cada uno de los núcleos difieren en gran medida por el fenómeno de depositación de orgánicos descrito previamente, sin embargo esto no constituye un problema para el objetivo de las prueba, ya que cada núcleo se evalúa por separado y los cambios en los valores de los ángulos de contacto se normalizan al final del análisis.

Las figuras 8-15 representan la distribución probabilística de valores de ángulos de contacto iniciales para los núcleos 1 – 8. La Tabla 7 representa el P50 para cada núcleo, valor que queda definitivo para cada una de las muestras y que se tomara como punto de partida para el contrato posterior someterlas a la interacción con el gas. **Figura 8.** Distribución de ángulo de contacto núcleo 1.

**Figura 8.** Distribución de ángulo de contacto núcleo 1.



**Figura 9.** Distribución de ángulo de contacto núcleo 2.



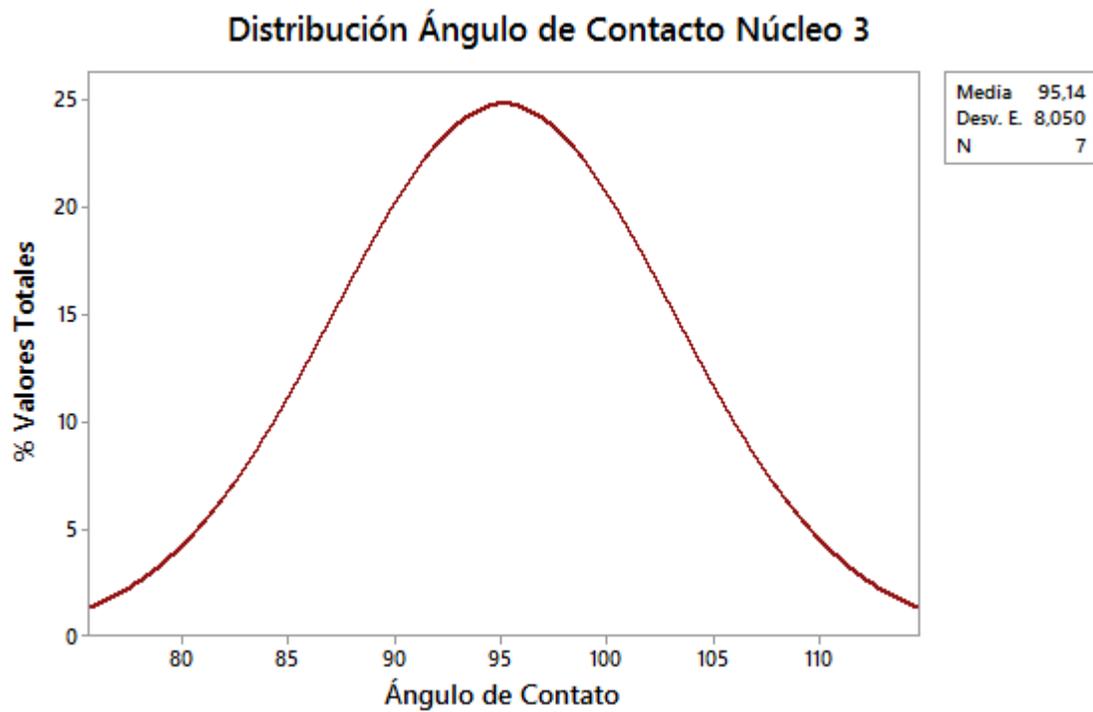
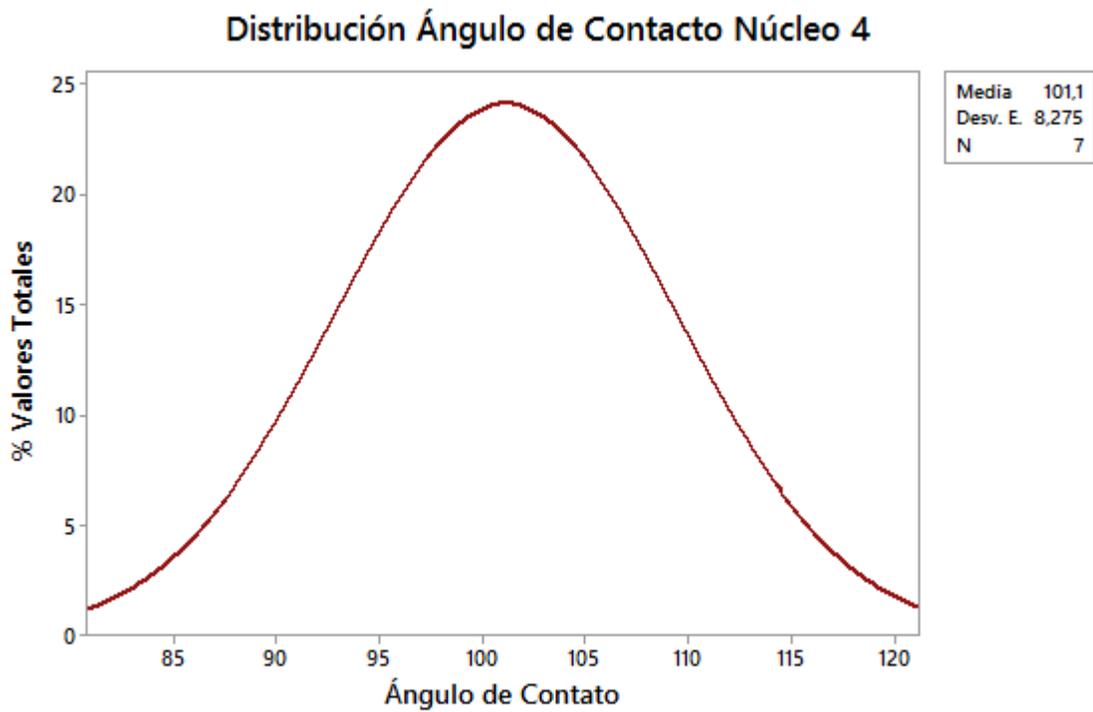
**Figura 10.** Distribución de ángulo de contacto núcleo 3.**Figura 11.** Distribución de ángulo de contacto núcleo 4.

Figura 12. Distribución de ángulo de contacto núcleo 5.

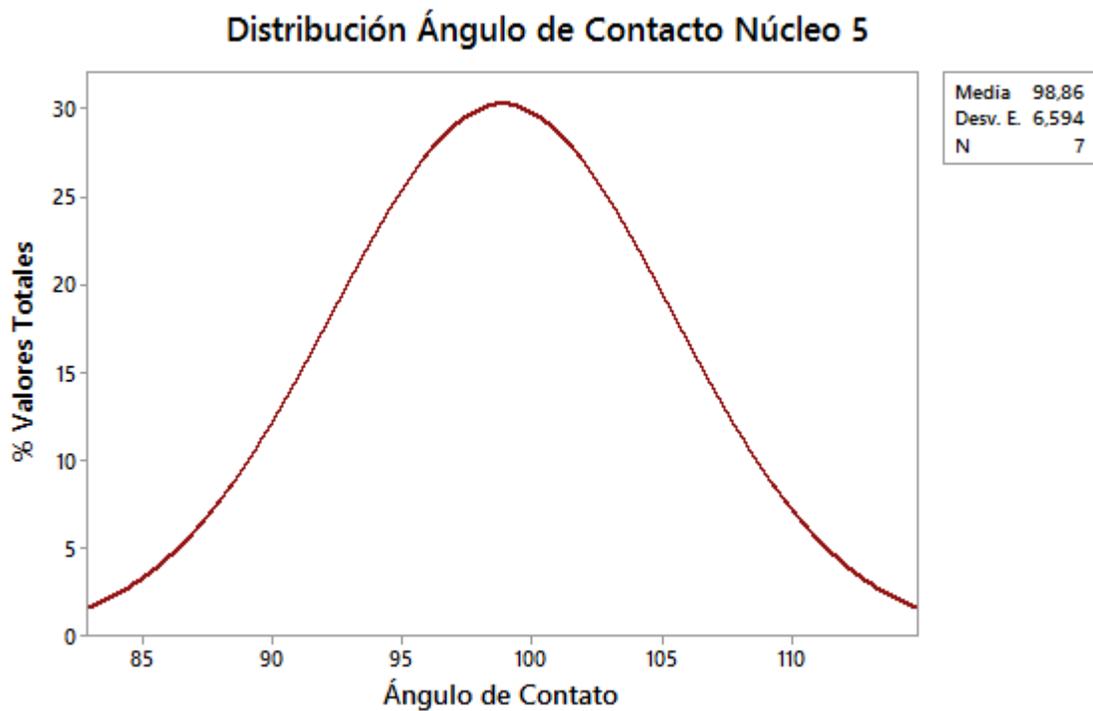
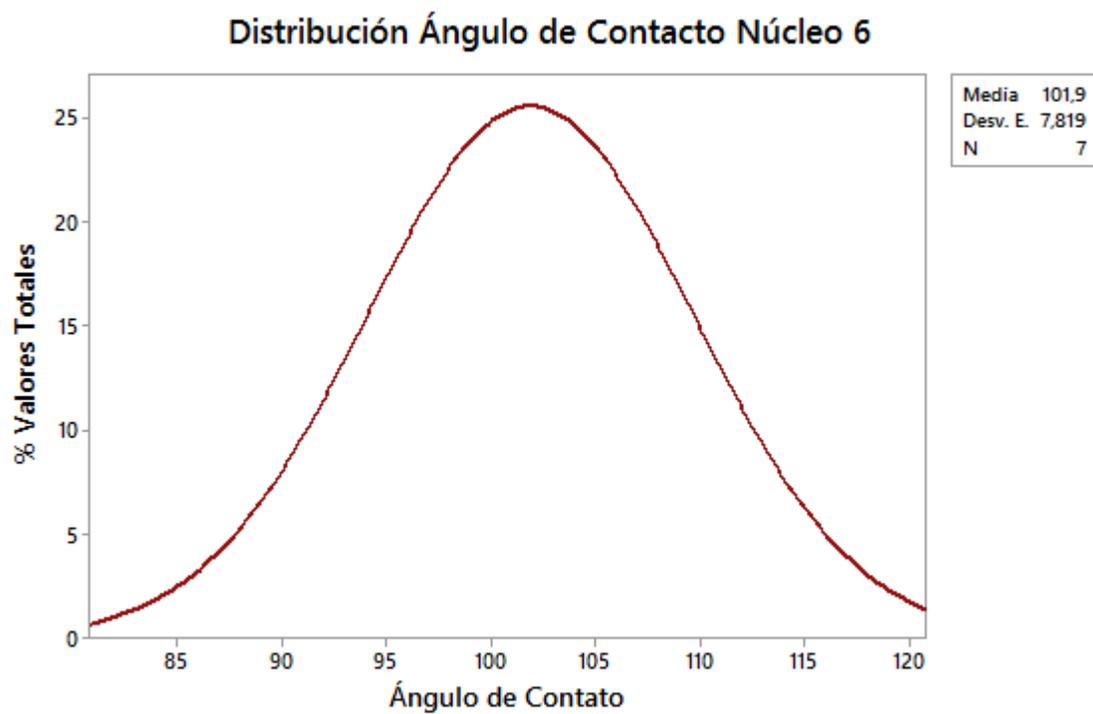
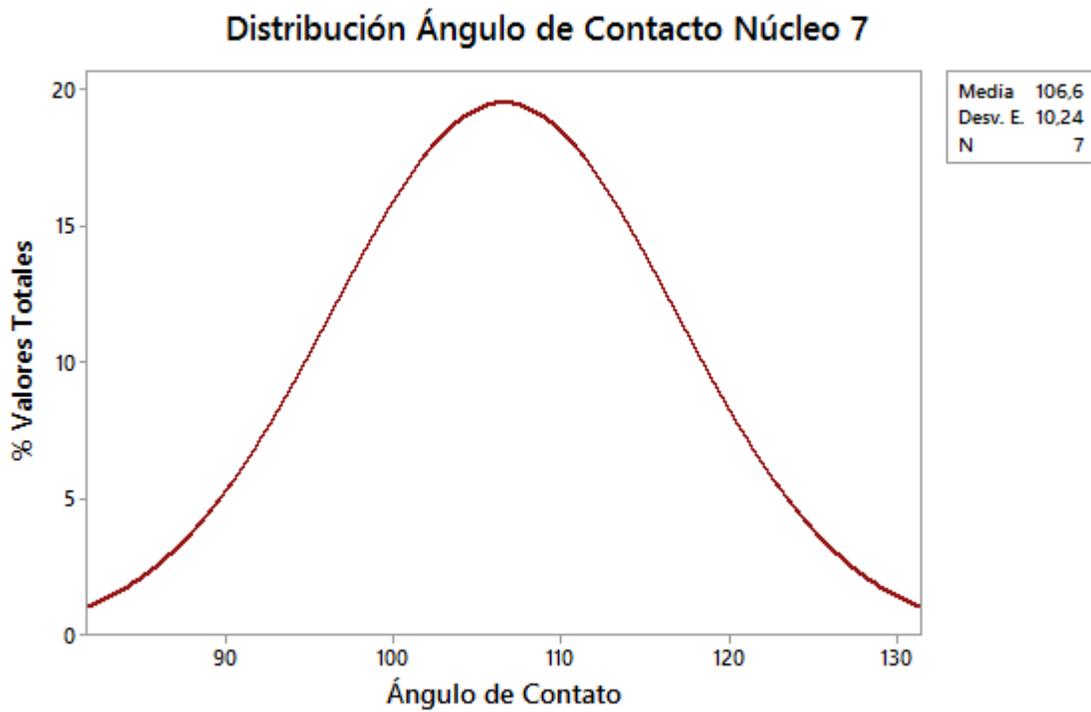
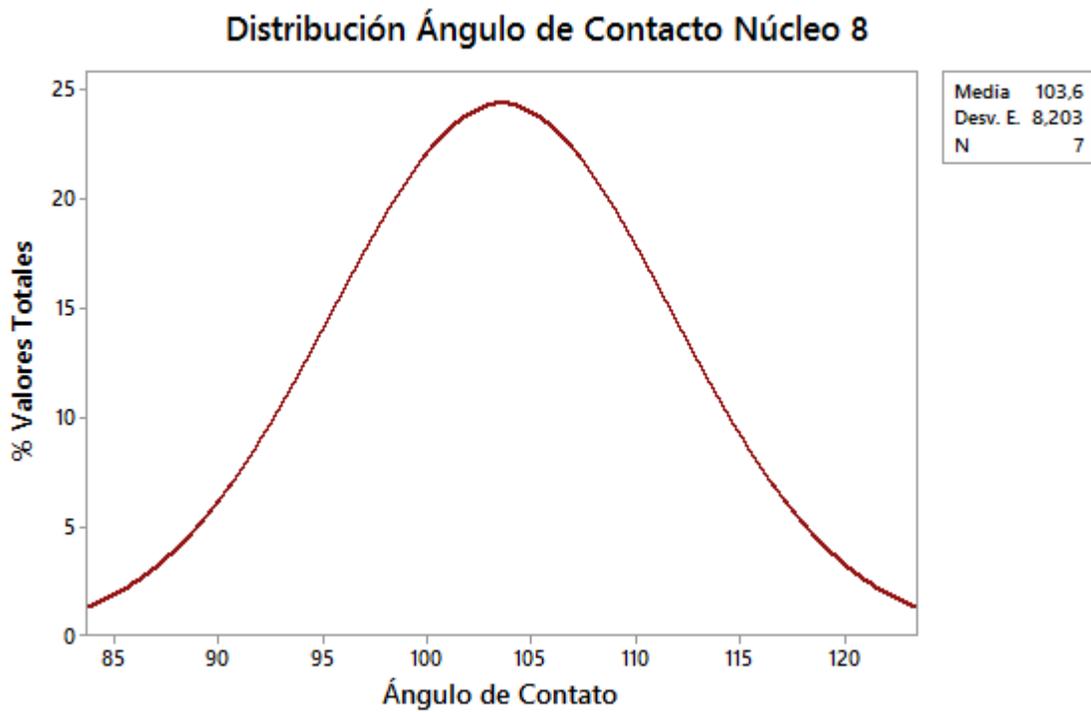


Figura 13. Distribución de ángulo de contacto núcleo 6.



**Figura 14.** Distribución de ángulo de contacto núcleo 7.**Figura 15.** Distribución de ángulo de contacto núcleo 8.

**Tabla 7.** Ángulos de contacto iniciales.

Núcleo	Angulo de Contacto Inicial
1	98
2	91
3	95
4	101
5	99
6	102
7	107
8	104
9	95
10	94
11	91
12	85
13	90
14	107
15	91
16	90
17	90
18	93

Los valores encontrados durante el proceso de generación de daño muestran una humectabilidad mixta con tendencia en algunos núcleos a tener una humectabilidad al aceite. El proceso de generación de daño fue exitoso debido a que se indujo un cambio en la humectabilidad de las muestras, disminuyendo su tendencia natural a ser humectables al agua. Sin embargo, una de las observaciones es que el impacto pudo haber sido mayor si los tiempos de exposición con la mezcla crudo – heptano hubiesen sido más altos, o la relación crudo – heptano fuera más favorable en relación al aceite. Para este tipo de investigaciones, el escenario ideal es contar con nucleas altamente humectables al aceite, de modo que el efecto de los gases sobre la mojabilidad de los núcleos tenga un impacto más visible.

### **3.2 Inyección seca de CO<sub>2</sub> – N<sub>2</sub>**

Durante esta sección de la investigación se evaluó el efecto específico del gas sobre la roca, sin saturación de salmuera en el medio, es decir, se posicionaron los núcleos al interior del cilindro vacío y se procedió a inyectar el gas a las condiciones deseadas.

Inicialmente, se evaluó el efecto de una mezcla de 50% de CO<sub>2</sub> y 50% de N<sub>2</sub> en relación de volumen. El efecto del gas se evaluó para dos presiones, 500 y 800 psi, y para intervalos de tiempo entre 6 horas y 24 horas. No se encontró alteración de la humectabilidad en los ángulos de contacto después de estas pruebas. La observación visual del reactor después de ambas inyecciones a 500 y 800 psi mostró que no hubo algún desplazamiento de los componentes del aceite a lo largo de los núcleos, estos no se alteraron en lo absoluto.

Del mismo modo, las inyecciones de N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> por separado con los mismos parámetros mostraron la misma conducta. La conclusión principal en este punto es que el efecto del gas como una variable única es nulo. Estudios similares han concluido que el CO<sub>2</sub> tiene un efecto de alteración dentro de la humectabilidad de la roca en la interacción del agua como segundo elemento, esa es la razón por la cual la segunda parte de las pruebas diseñadas cuenta la presencia de salmueras dentro del cilindro de prueba.

### **3.3 Evaluación del efecto de la salmuera**

Se posicionaron dos núcleos separados dentro de un recipiente con salmuera y se dejaron allí durante 24 horas y 48 horas respectivamente. Después de eso, se realizaron pruebas de ángulo de contacto y se encontró que los ángulos de contacto eran los mismos que antes de la prueba. La salmuera en sí misma no ha mostrado ningún efecto en la humectabilidad de la roca.

### **3.4 Inyección de nitrógeno con salmuera**

Se inyectó N<sub>2</sub> con la misma presión y duración que las pruebas previas. Los resultados no mostraron alteración alguna en el comportamiento de los ángulos de contacto en los núcleos. Ni el nitrógeno ni la salmuera, por separado o juntos, representan una mezcla

que pueda afectar la humectabilidad de los núcleos. El nitrógeno como compuesto exhibe una solubilidad menor que el dióxido de carbono y las presiones que se están manejando con respecto a este tipo de crudo pesado demuestran que no existe un proceso de interacción entre el gas y los asfáltenos que se encuentran depositados sobre la muestra. Adicionalmente, los núcleos se observan sin ninguna alteración al momento de ser retirados del cilindro; no se evidencia desplazamiento de crudo del núcleo.

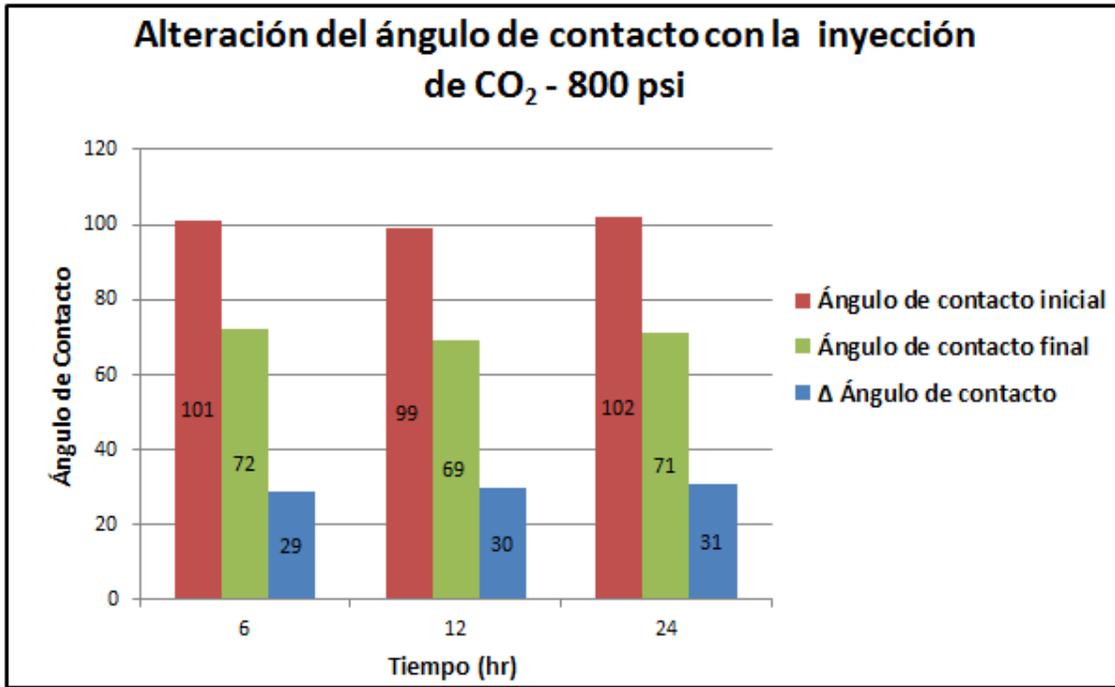
### 3.5 Inyección de dióxido de carbono con salmuera

Los resultados obtenidos posteriores a la inyección de estos componentes mostro cambios positivos en la humectabilidad de la roca. La Tabla 8 representa los datos adquiridos durante estas pruebas. La máxima alteración en la humectabilidad se logró con 800 psi y 24 horas de inyección; la alteración en el ángulo de contacto fue de 31 grados, pasando de 102 a 71 grados. Lo anterior significa que la humectabilidad de la roca cambia de ser humectable al aceite y pasa a ser humectable al agua, teniendo un efecto positivo. Las diferencias entre la alteración causada con 6 horas y 24 horas son insignificantes con una inyección del gas a 800 psi, lo que permite concluir que 6 horas son suficientes para generar el efecto sobre la roca, la Figura 16 esquematiza lo planteado.

Por otro lado, la prueba realizadas a 500 psi durante 6 horas mostro un efecto de la misma magnitud que el máximo alcanzado durante las pruebas a 800 psi. Teniendo en cuenta que este último, se decidió solo realizar esta prueba, ya que dicha presión fue suficiente porque esta vez fue suficiente para alcanzar la alteración máxima, lo que implica que no hay cambios representativos entre 500 y 800 psi en la interacción del CO<sub>2</sub> con la salmuera y la roca para estas condiciones específicas.

**Tabla 8.** Ángulos de contacto posterior a la inyección de CO<sub>2</sub>.

Gas inyectado	Presión de la prueba (psi)	Tiempo de la prueba (horas)	Angulo de contacto inicial	Angulo de contacto final	Δ Angulo de contacto
CO2	500	6	104	74	30
CO2	800	6	101	72	29
CO2	800	12	99	69	30
CO2	800	24	102	71	31

**Figura 16.** Alteración del ángulo de contacto con la inyección de CO<sub>2</sub> - 800 psi

### 3.6 Inyección de mezcla CO<sub>2</sub> 50% - N<sub>2</sub> 50%

La Tabla 9 presenta los resultados de la inyección realizada con una mezcla de 50% de N<sub>2</sub> y 50% de CO<sub>2</sub> en relación de volumen. En la Figura 17 se evidencia como la inyección realizada con 500 psi en 6 horas reveló un cambio en la humectabilidad de 18 grados, que es el 60% del pico alcanzado con CO<sub>2</sub> puro; finalmente, cuando el núcleo está expuesto a esta misma presión, durante un período de 12 horas, se alcanzó el pico de alteración en la humectabilidad. En el otro caso, la Figura 18 revela como la inyección realizada a una presión de 800 psi fue capaz de cambiar la humectabilidad al límite en un período de 6 horas; no hubo ningún efecto adicional exponiendo el núcleo por 6 horas adicionales.

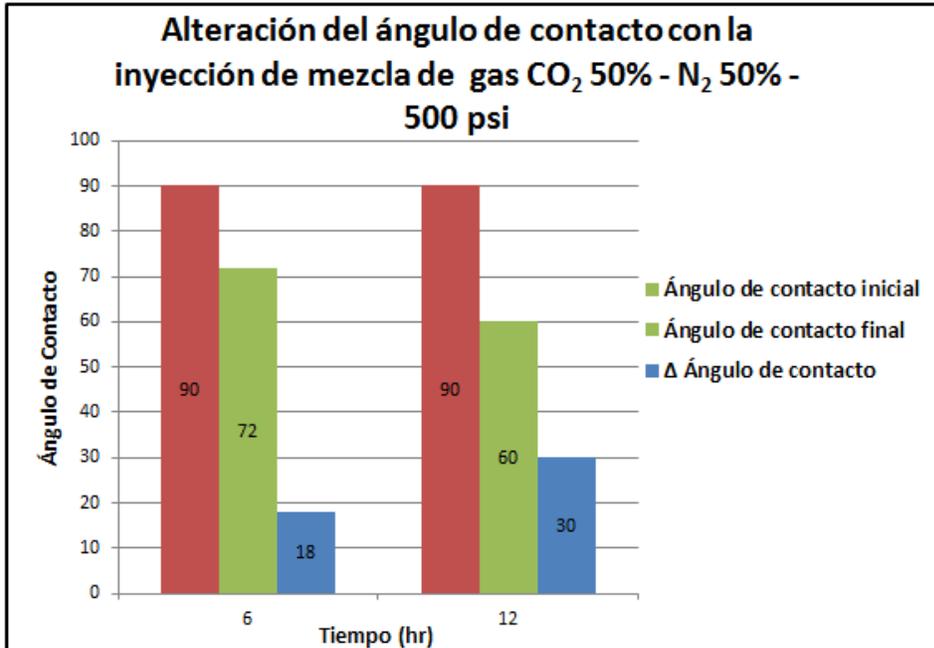
Los resultados muestran que la concentración de dióxido de carbono utilizado en esta mezcla no es suficiente para lograr el mismo efecto de alteración en la humectabilidad en comparación con la inyección de CO<sub>2</sub> puro usando los mismos parámetros de 6 horas y

500 psi. El volumen de CO<sub>2</sub> inyectado es menor y, por lo tanto, se requiere una mayor presión o un mayor tiempo de residencia para igualar los efectos en la superficie de la roca. La presencia de nitrógeno, como se demostró anteriormente, no juega ningún papel en el proceso, en lugar de suprimir la concentración de la cantidad de CO<sub>2</sub> en el sistema y retrasar el fenómeno esperado.

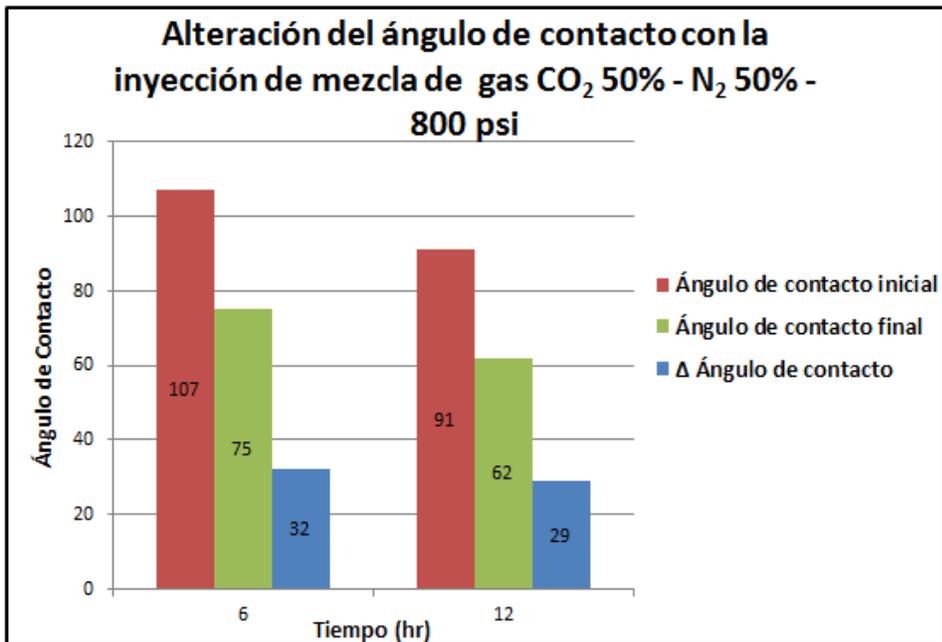
**Tabla 9.** Ángulos de contacto posterior a la inyección de gas de combustión mezcla CO<sub>2</sub> 50% - N<sub>2</sub> 50%.

Gas inyectado	Presión de la prueba (psi)	Tiempo de la prueba (horas)	Angulo de contacto inicial	Angulo de contacto final	Δ Angulo de contacto
CO <sub>2</sub> 50% - N <sub>2</sub> 50%	500	6	90	72	18
CO <sub>2</sub> 50% - N <sub>2</sub> 50%	500	12	90	60	30
CO <sub>2</sub> 50% - N <sub>2</sub> 50%	800	6	107	75	32
CO <sub>2</sub> 50% - N <sub>2</sub> 50%	800	12	91	62	29

**Figura 17.** Alteración del ángulo de contacto con la inyección de mezcla de gas CO<sub>2</sub> 50% - N<sub>2</sub> 50% - 500 psi.



**Figura 18.** Alteración del ángulo de contacto con la inyección de mezcla de gas CO<sub>2</sub> 50% - N<sub>2</sub> 50% - 800 psi.



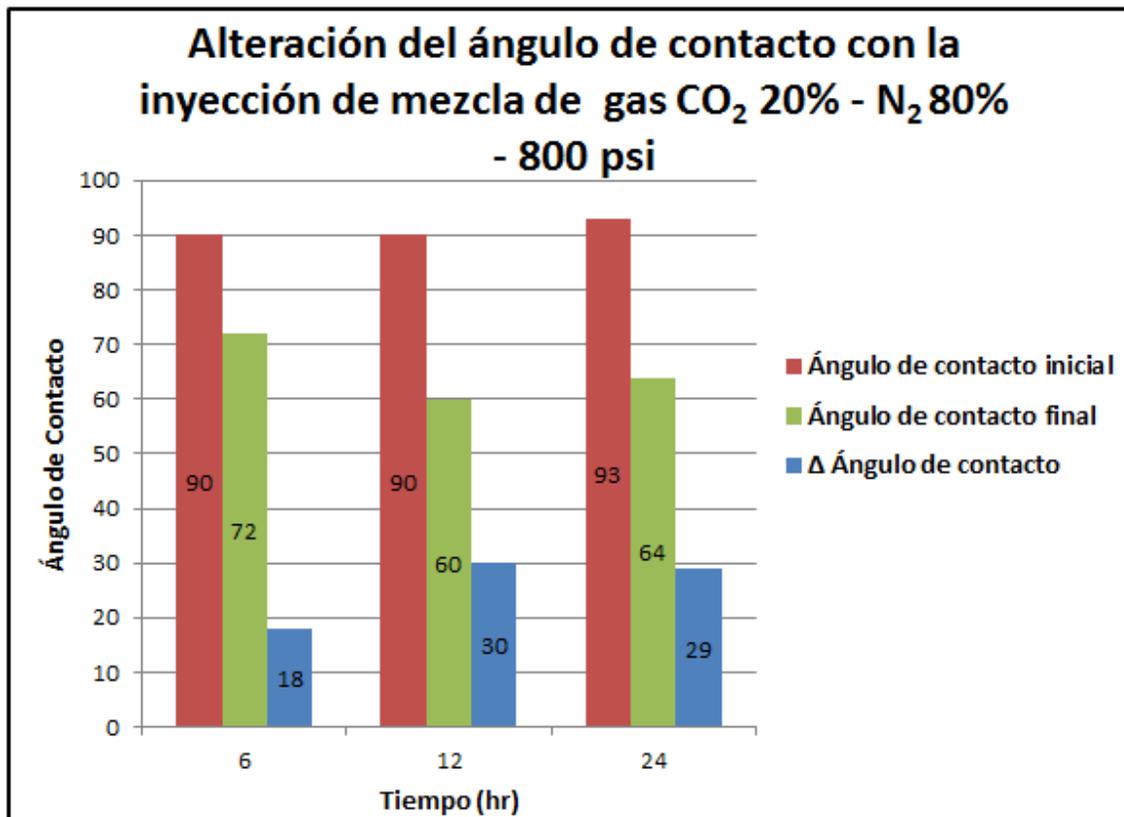
### 3.7 Inyección de gas de combustión

La parte final de esta investigación contempla la evaluación del efecto de una mezcla de gases con una composición típica de un gas de combustión. Como fue posible apreciar previamente en la revisión conceptual de este documento, la mayor parte de gases que componen un gas de combustión son dióxido de carbono y nitrógeno; estos dos gases en la mayoría de los casos representan alrededor del 98%. De igual manera, la relación típica en volumen de ambos compuestos en un gas de combustión se encuentra en el orden de 80-20, donde el 80% en nitrógeno y 20% es dióxido de carbono.

Una mezcla de  $N_2$  80% y  $CO_2$  20% fue preparada en una pipeta en el laboratorio para recrear una composición típica de gas de combustión. La inyección de esta mezcla específica es la de mayor interés para el objeto del estudio. Debido a los resultados obtenidos previamente, se decidió evaluar el proceso solo a una presión de 800 psi, ya que como se evidencia en el literal 3.6, 500 psi no fue suficiente presión para generar una alteración completa en un intervalo de 6 horas y también se ha podido verificar de la misma manera cómo el nivel de alteración de la humectabilidad tiene una relación directa con la concentración del  $CO_2$  en la célula, razón por la cual por qué se esperaba de antemano un efecto menor para esta mezcla a las mismas condiciones.

Los resultados que se muestran en la Tabla 10 y Figura 19 describen cómo se alcanzó el pico máximo de alteración con 800 psi y 12 horas de inyección. El análisis más importante en este punto es que para una concentración típica de gases de combustión, donde la presencia de  $CO_2$  es de alrededor del 20 por ciento, el efecto de la alteración en la humectabilidad se puede lograr de la misma manera que usando un  $CO_2$  puro, con la variante de que se requiere un mayor tiempo de exposición y presión de inyección.

**Figura 19.** Alteración del ángulo de contacto con la inyección de mezcla de gas CO<sub>2</sub> 20% - N<sub>2</sub> 80% - 800 psi



**Tabla 10.** Ángulos de contacto posterior a la inyección de gas de combustión mezcla CO<sub>2</sub> 20% - N<sub>2</sub> 80%

Gas inyectado	Presión de la prueba (psi)	Tiempo de la prueba (horas)	Angulo de contacto inicial	Angulo de contacto final	Δ Angulo de contacto
CO <sub>2</sub> 20% - N <sub>2</sub> 80%	800	6	90	72	18
CO <sub>2</sub> 20% - N <sub>2</sub> 80%	800	12	90	60	30
CO <sub>2</sub> 20% - N <sub>2</sub> 80%	800	24	93	64	29

El efecto del  $\text{CO}_2$  sobre la humectabilidad se explica a través de la solubilidad de componentes pesados que se encuentran depositados sobre la superficie de la roca; estos últimos son principalmente asfáltenos y son los encargados de alterar la mojabilidad natural de la superficie. Tal y como lo han planteado otros autores, la salmuera sirve de medio para la difusión del  $\text{CO}_2$  hasta la superficie de la roca y permite que remueve dichos componentes y altere la humectabilidad de la superficie.

Las pruebas han demostrado que una mezcla de nitrógeno y dióxido de carbono, típica de un gas de combustión, puede alcanzar el mismo efecto de alteración de la humectabilidad que en la inyección de  $\text{CO}_2$  como único gas. La concentración de  $\text{CO}_2$  tiene una relación directa con el tiempo de afectación del proceso, para unas mismas condiciones de presión y temperatura. Ahora, si se modifica la presión, también se evidencia una relación entre el efecto sobre la humectabilidad.

### 3.8 Imbibición espontanea al agua

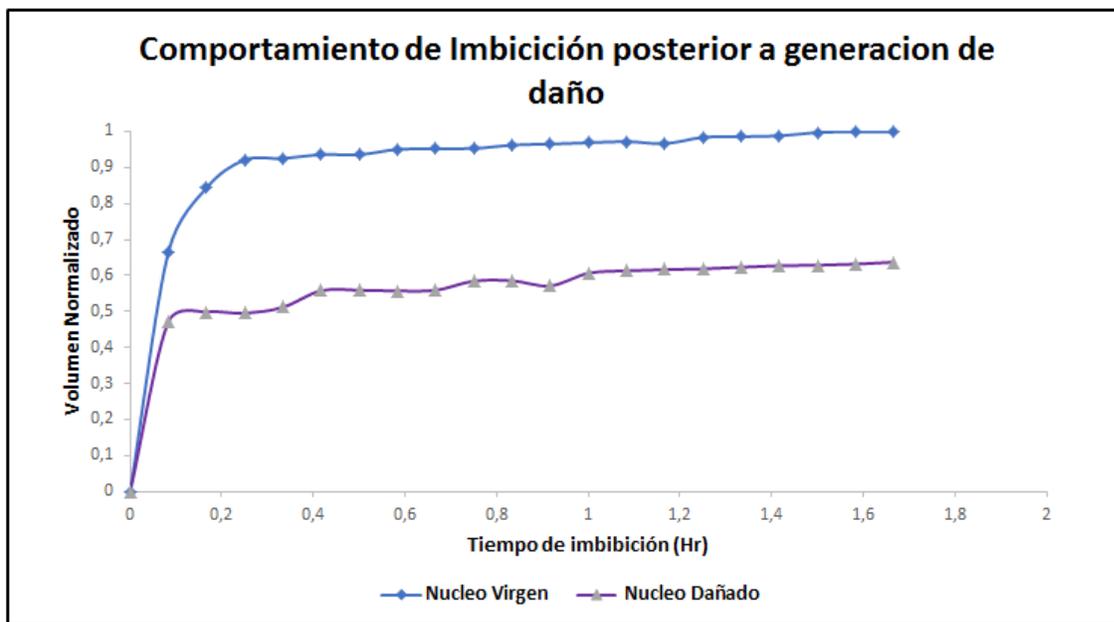
Con el fin de validar las tendencias de alteración de la humectabilidad registradas con las pruebas de ángulo de contacto, se realizaron cinco pruebas de imbibición espontanea al agua, utilizando las muestras representadas en la Tabla 11.

**Tabla 11.** Núcleos utilizados en prueba de imbibición.

Nombre de Muestra	Estado
Núcleo Virgen	Sin alteración alguna.
Núcleo Dañado	Sometido a daño por orgánicos.
Tratado 1	Núcleo inyectado con $\text{CO}_2$ por 6 horas con 800 psi.
Tratado 2	Núcleo inyectado con 50% $\text{CO}_2$ - 50% $\text{N}_2$ por 6 horas con 800 psi.
Tratado 3	Núcleo inyectado con 20% $\text{CO}_2$ - 80% $\text{N}_2$ por 6 horas con 800 psi.

La Figura 16 represente los comportamientos encontrados para cada una de las muestras seleccionadas durante las pruebas de imbibición. Como primer análisis, se puede evidenciar como el proceso de daño al cual se someten las muestras generar una alteración de la humectabilidad de la roca, de humectable al agua a una humectabilidad mixta, lo cual se ve reflejado en una disminución del 45% respecto al volumen de agua que logra ingresar espontáneamente a cada una de las muestras

**Figura 20.** Imbibición posterior a generación de daño.



Por otro lado, la Figura 17 muestra el comportamiento de los núcleos que fueron sometidos a distintas concentraciones de gas de combustión durante tiempos de exposición iguales y condiciones de P y T idénticas. Los resultados evidencian como la tendencia es altamente similar a la encontrada durante las pruebas de ángulo de contacto.

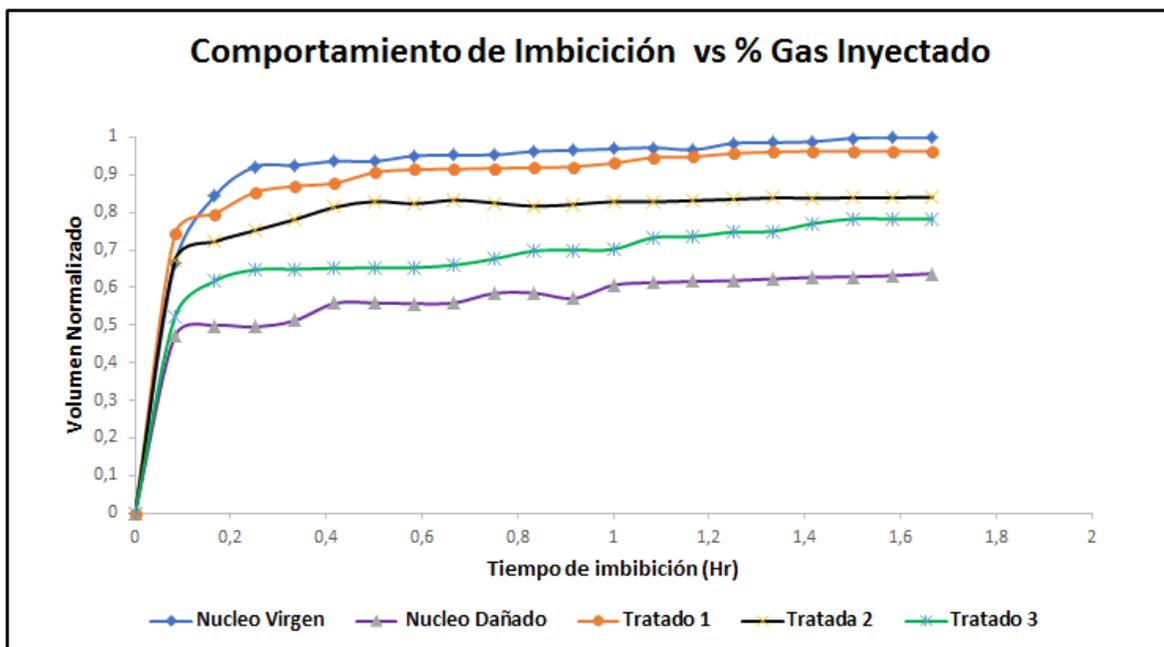
El núcleo tratado 1, el cual fue sometido a la inyección de CO<sub>2</sub> durante 6 horas a 800 psi de presión, es el que alcanza una restauración más alta en su humectabilidad, llegando a valores cercanos a los que presentaba la muestra antes de que fuera sometida al daño.

Este núcleo arrojó un delta de ángulo de contacto de 30 grados durante las pruebas de ángulo.

De manera similar, el núcleo tratado 2, al cual se le inyectó una mezcla 50% CO<sub>2</sub> - 50% N<sub>2</sub> por 6 horas con 800 psi, alcanzando valores muy cercanos al núcleo tratado 1, teniendo un volumen de desplazamiento durante la prueba 10% menor a este último. Los resultados de ángulo de contacto para este núcleo mostraron un delta de 32 grados en el ángulo.

Finalmente, el núcleo tratado 3 fue el que mostró menor alteración en su humectabilidad durante las pruebas de ángulo de contacto, con las cuales se obtuvo un delta de 18 grados en el ángulo. El comportamiento de la imbibición valida que tiene una tendencia preferencial menor por el agua que los otros dos núcleos y por tal razón es saturado por un 25% menos de volumen que el núcleo tratado 1.

**Figura 21.** Imbibición vs Gas inyectado.



## 4. Conclusiones y recomendaciones

### 4.1 Conclusiones

- La inyección de  $\text{CO}_2$  o  $\text{N}_2$  no genera ningún tipo de impacto sobre la humectabilidad de la roca en el caso del escenario 1 y 2, donde no se tiene salmuera como fluido que satura el medio externo al núcleo.
- Se ha demostrado como la inyección de  $\text{CO}_2$  con el medio saturado de salmuera, ocasiona alteraciones en la humectabilidad de la roca, haciéndola más humectable al agua.
- La presencia de salmuera en el sistema tiene un rol indispensable dentro del fenómeno de alteración de la humectabilidad; la salmuera funciona como medio de transporte para acelerar la difusión de  $\text{CO}_2$  hacia la superficie de la roca, permitiendo que el gas interactúe con los componentes orgánicos que están depositados sobre el núcleo.
- La salmuera función como fluido de acarreo para remover los componentes pesados una vez el  $\text{CO}_2$  los solubiliza.
- La concentración de  $\text{CO}_2$  en el sistema tiene una relación directa con el tiempo de exposición y presión requeridas para generar una alteración en la humectabilidad. Mayores concentraciones de  $\text{CO}_2$  requieren menores tiempos de residencia y menores presiones de inyección para que cambie la humectabilidad.
- Se ha demostrado como el gas de combustión puede alterar la humectabilidad de la roca. La inyección de una mezcla de  $\text{CO}_2$  20% -  $\text{N}_2$  80% en relación en

volumen, a una presión de 800 psi por seis horas, induce una alteración de 30 en el ángulo de contacto de una gota de agua. La preferencia de la roca por el aceite cambia, haciéndose más preferente al agua.

- El cambio de humectabilidad se puede concebir como un mecanismo secundario de recobro en procesos de inyección de gas o tipo WAG.
- Se ha propuesto un modelo matemático descriptivo para calcular el cambio en el ángulo de contacto en función de variaciones en la presión de inyección, tiempo de residencia del gas en el sistema y concentración de CO<sub>2</sub>.
- Las pruebas de imbibición lograron validar la tendencia de alteración de la humectabilidad evidenciada durante las pruebas de ángulo de contacto.

## 4.2 Recomendaciones

- Evaluar el efecto de prolongar el proceso de exposición de los núcleos durante la generación del daño para garantizar un mayor grado de preferencia sobre el aceite.
- Determinar la PMM del hidrocarburo utilizado mediante la prueba del tubo delgado.
- Realizar pruebas de desplazamiento a las mismas condiciones evaluadas en este trabajo, con el fin de generar curvas Kr y validar los cambios en las saturaciones residuales de los fluidos producto de los cambios en la humectabilidad de la roca.
- Desarrollar pruebas de alteración de la humectabilidad con núcleos de diferente composición mineralógica con el fin de evaluar el efecto de compuestos específicos sobre el fenómeno.
- Evaluar el efecto de nano partículas de diferentes materiales dispersantes sobre la fase acuosa (salmuera) en el proceso de inyección del gas.

## 5. Bibliografía

1. An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. A. Alagorni, Z. Bin Yaacob, A. H. Nour. 2015, International Journal of Environmental Science and Development,, págs. Vol. 6, No. 9.
2. Comparative Effectiveness of CO<sub>2</sub>, Produced Gas, and Flue Gas for Enhanced Heavy-Oil Recovery. R. K. Srivastava, S. Huang, M. Dong, Saskatchewan Research Council. 1999, SPE Reservoir Eval. & Eng. 2 .
3. Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery. M. Dong, S. Huang. 2001, Journal of Canadian Petroleum Technology.
4. Contact Angle Measurements on Conventional and Unconventional Reservoir Cores. T. W. Teklu, W. Alameri, H. Kazemi, R. M. Graves. 2015, Unconventional Resources Technology Conference.
5. An experimenta linvestigation of wettability alteration. Saad M.Al-Mutairi, Sidqi A. Abu-Khamsin,Taha M.Okasha. 2014.
6. Fundamentos de Mojabilidad. W. Abdallah, J. Buckley. 2007, Oilfield Review Schlumberger.
7. Lopera, S. Analisis Petrofisicos Basicos y Especiales. Medellin : s.n., 2009.
8. Wettability Literature Survey- Part 2: Wettability Measurement. . Anderson, W. G. s.l. : Society of Petroleum Engineers, 1986.
9. Wettability Literature Survey — Part 1 : Rock /Oil Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettabiity. Anderson, W. G. 1986.
10. Lake, L. W. Enhanced Oil Recovery. . 1996 : P. Hall. 1.

11. EOR Screening Criteria Revisited- Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. s.l. : Society of Petroleum Engineers., 1997, Vols. 39234-PA.
12. A review on chemical flooding methods applied in enhanced oil recovery. A Gurgel, M Moura. s.l. : Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 2008.
13. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. Olajire, A. A. s.l. : Energy, 2014.
14. The Potential of CO<sub>2</sub> -EOR in China Offshore Oilfield. Xiang, W., Zhou, W., Zhang, J., Yang, G., Jiang, W., Sun, L. 115060-MS, s.l. : Society of Petroleum Engineers, 2008.
15. Inyección de CO<sub>2</sub> como metodo de recuperación mejorada. Castro, L. F. s.l. : Universidad Nacional Autonoma de Mexico, 2013.
16. Review of WAG Field Experience. J.R. Christensen, E.H. Stenby, A. Skauge, Norsk Hydro. 2001, SPE Reservoir Evaluation & Engineering .
17. Zevenhoven, R., & Kilpinen, P. Control of pollutants in flue gases and fuel gases. Turku, Finland. : s.n., 2002.
18. A Combined Condensing/Vaporizing Mechanism Displacement of Oil by Enriched Gases. . Zick, A. A. s.l. : Society of Petroleum Engineers., 1986.
19. The Mechanism of Flue Gas Injection for Enhanced Light Oil. Shokoya, S., Mehta, S. A., Moore, R. G., Maini, B. B., Pooladi, M., & Chakma, A. s.l. : Journal of Energy Resources Technology, 2004, Vol. 126.
20. Wettability determination by contact angle measurements: hvbB coal–water system with injection of synthetic flue gas and CO. N. Kaveh, J. Rudolph, A.A. Wolf. 2011, Journal of Colloid and Interface Science.
21. Impact of Miscible Flooding on Wettability, Relative Permeability, and Oil Recovery. D. N. Rao, SPE, M. Girard, S. G. Sayegh,. 1992, SPE Reservoir Engineering.
22. Effect of Rock Aging on Oil Recovery during Water- Alternating- CO<sub>2</sub> Injection Process: An Interfacial Tension, Contact Angle, Core Flood and CT Scan Study. R. Ramanathan, A. M. Shehata. 2016, SPE Improved Oil Recovery Conference.