

**METODOLOGÍA PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES  
PRESENTES EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU EN  
YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS**

**LEONARDO FRANCO GRAJALES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2017**

**METODOLOGÍA PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES  
PRESENTES EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU EN  
YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS**

**LEONARDO FRANCO GRAJALES**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título  
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director**

**JOSÉ CHIQUINQUIRA FERRER GONZALEZ  
Ph.D. en Petróleo y Gas Natural**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2017**

## **DEDICATORIA**

A Dios por permitirme vivir y compartir diferentes etapas de crecimiento y aprendizaje.

Le doy gracias a mis padres, José Ricardo Franco y Olga Lucia Grajales, por su confianza, acompañamiento y el ejemplo de vida que me dan gracias a su experiencia.

Agradezco a mi esposa, Yenny Lorena Montes, por darme la oportunidad de estar acompañado junto a ella en este camino de constante crecimiento.

Un agradecimiento especial a mi director, el Dr. José Chiquinquirá Ferrer González, por permitirme ser su amigo y aprender de él.

También quiero agradecer a todos aquellos que me han acompañado y han contribuido directa o indirectamente a este trabajo.

Le agradezco al señor Mac Fuenmayor por darme la oportunidad de trabajar junto a él y crecer profesionalmente. Por sus buenos consejos, enseñanzas y sobre todo los permisos de trabajo para poder asistir a mis clases en la especialización.

También le doy gracias a mi calificador por su contribución a este trabajo.

## TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	15
1. RECUPERACIÓN PRIMARIA Y MEJORADA .....	16
1.1 INYECCIÓN DE VAPOR .....	17
1.2 INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE .....	18
1.3 INYECCIÓN DE CO <sub>2</sub> MISCIBLE .....	19
1.4 WATER ALTERNATING GAS INJECTION - WAG .....	20
2. RECUPERACIÓN MEJORADA CON COMBUSTION IN SITU .....	21
2.1 FUNDAMENTOS DE LA COMBUSTIÓN IN SITU .....	21
2.1.1 Combustión seca. ....	22
2.1.2 Combustión húmeda .....	25
2.2 ECUACIONES BÁSICAS .....	26
2.2.1 Disponibilidad de combustible .....	26
2.2.2 Estequiometrias .....	26
2.2.3 Desplazamiento de la zona quemada. ....	27
2.2.4 Calor liberado .....	28
2.2.5 Efecto cinemático .....	28
2.3 COMO OCURRE LA IGNICIÓN .....	28
2.3.1 Ignición espontánea .....	29
2.3.2 Encendido artificial .....	30

2.4 PROBLEMAS PRESENTES DURANTE EL PROCESO .....	30
2.4.1 Pobre inyectividad o productividad. ....	31
2.4.2 Corrosión. ....	32
2.4.3 Erosión.....	32
2.4.4 Emulsiones. ....	32
2.4.5 Peligro de explosiones.....	32
3. EMULSIONES.....	33
3.1 EMULSIONES INVERSAS .....	33
3.2 EMULSIONES DIRECTAS .....	35
3.3 EMULSIONES MÚLTIPLES.....	36
3.4 EMULSIONES EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU .....	37
4. TRATAMIENTOS PARA EMULSIONES.....	38
4.1 EQUIPOS MECÁNICOS CON ALTO CIZALLAMIENTO .....	38
4.2 ROMPEDORES DIRECTOS.....	38
4.3 ROMPEDORES INVERSOS.....	39
4.4 NEUTRALIZACIÓN ELECTROSTÁTICA.....	39
4.5 ULTRASONIDO .....	40
4.6 PULSO DE ALTO VOLTAJE.....	40
5. VARIABLES ASOCIADAS A LA FORMACIÓN DE EMULSIONES .....	41
5.1 MONITOREO DE LA TEMPERATURA .....	41
5.2 MONITOREO DEL pH .....	42
5.3 MEDICIÓN DEL OXÍGENO .....	43
5.4 MEDICIÓN DE H <sub>2</sub> S Y SULFUROS DE HIERRO .....	43

6. PRUEBAS DE LABORATORIO .....	44
6.1 PRUEBAS DE BOTELLA.....	44
6.2 ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	45
7. CASOS DE ESTUDIO .....	47
7.1 CASO 1 (SPE 174970) .....	47
7.2 CASO 2 (SPE 177134) .....	49
7.3 CASO 3 (SPE 158801) .....	49
7.4 CASO 4 (SPE 157830) .....	50
7.5 CASO 5 (SPE 170162) .....	52
7.6 CASO 6 (SPE 170094) .....	53
7.7 CASO 7 (SPE 165384) .....	54
7.8 CASO 8 (SPE 162633) .....	55
7.9 CASO 9 (SPE 170008) .....	56
7.10 CASO 10 (JCPT VOLUME 48 No. 4).....	56
7.11 CASO 11 (SPE 3350) .....	57
7.12 CASO 12 (JSFU E&T 2008).....	58
7.13 CASO 13 (IFP VOL. 59 No. 5) .....	58
7.14 CASO 14 (SPE 182851) .....	59
7.15 CASO 15 (SPE 181183) .....	61
7.16 CASO 16 (SPE 182411) .....	62
8. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA TRATAMIENTO DE EMULSIONES ASOCIADAS A PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU .....	64
9. CONCLUSIONES.....	68

10. RECOMENDACIONES .....69  
BIBLIOGRAFÍA.....70

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Principales métodos de recuperación primaria y mejorada .....	17
Figura 2. Proceso de inyección de vapor .....	18
Figura 3. Inyección de dióxido de carbono miscible en crudo.....	19
Figura 4. Método de recuperación mejorada WAG.....	20
Figura 5. Zonas en un proceso de combustión .....	23
Figura 6. Emulsión inversa ( <i>O/W</i> ) crudo en agua .....	33
Figura 7. Emulsión directa ( <i>W/O</i> ) agua en crudo .....	35
Figura 8. Emulsión múltiple.....	36
Figura 9. Sensor de temperatura con fibra óptica. ....	42
Figura 10. Procedimiento de una prueba de botella .....	45
Figura 11. Fotografía de micro emulsiones estables .....	50
Figura 12. Comparación emulsión-SAGD con SAGD tradicional.....	51
Figura 13. Comparación ajuste histórico acumulado de crudo .....	52
Figura 14. Emulsión durante un proceso SAGD .....	54
Figura 15. Pruebas de botella .....	55
Figura 16. Regiones de oxidación.....	57
Figura 17. Muestras con sulfato ferroso.....	59
Figura 18. Muestras con sulfato de aluminio .....	60
Figura 19. Comparación de los dos tratamientos.....	60

Figura 20. Micela de asfálteno .....	61
Figura 21. Micro grafica de una muestra de emulsión .....	62
Figura 22. Metodología para el tratamiento de emulsiones .....	67

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Comparativo eficiencias entre algunos métodos <i>EOR</i> .....	21
Tabla 2. Historia del uso de deshidratantes .....	39

## RESUMEN

**TÍTULO:** METODOLOGÍA PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES PRESENTES EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS\*.

**AUTOR:** ING. LEONARDO FRANCO GRAJALES\*\*

**PALABRAS CLAVES:** emulsiones, combustión in situ, crudo pesado.

### DESCRIPCIÓN:

Actualmente, los campos más grandes del mundo son maduros y se encuentran con su producción en declinación. Adicionalmente la gran mayoría ya presentan incrementos considerables en su producción de agua. Es por eso que se hace necesario mejorar y tratar de optimizar los diferentes métodos y tecnologías aplicadas de explotación de hidrocarburos. Por esto, es importante dedicar esfuerzos y tiempo en la investigación de los mismos, para lograr las mejores prácticas que contribuyan a maximizar el aprovechamiento de las fuentes de hidrocarburos. La recuperación mejorada (*EOR* o en inglés *Enhanced Oil Recovery*) es ciertamente una alternativa a esos propósitos. Según Omer Gurpinar, director técnico del área de *EOR* para Schlumberger, durante los próximos 10 años la contribución a la producción mundial por parte de estos métodos ira en aumento hasta llegar a un 30%.

La metodología propuesta en este trabajo busca minimizar los efectos de daño provocados por emulsiones generadas durante la aplicación del proceso de combustión in situ en yacimientos de crudo pesado, mediante la detección y tratamiento oportuno de las mismas. Adicionalmente, promoviendo la instrumentación para medición, análisis e interpretación de datos que permitan hacer una detección temprana para su tratamiento.

Haciendo esta técnica *EOR* más rentable, se benefician todos los entes involucrados, entre ellos el país y las empresas que explotan crudo. El mejoramiento en el tratamiento de las emulsiones disminuye su costo, y por ende el del barril producido, haciéndola más eficiente.

---

\* Monografía de Especialización.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director PhD. José Ch. Ferrer González

## ABSTRACT

**TITLE:** METHODOLOGY FOR THE TREATMENT OF EMULSIONS PRESENTS IN AN IN-SITU COMBUSTION PROCESS IN HEAVY OIL RESERVOIRS<sup>\*</sup>.

**AUTHOR:** ING. LEONARDO FRANCO GRAJALES<sup>\*\*</sup>

**KEYWORDS:** emulsions, in situ combustion, heavy oil.

### DESCRIPTION:

Nowadays, the biggest fields in the world are mature, with their production on decline. In addition, the vast majority of them already have considerable increases in their water production. That is why it becomes necessary to improve and try to optimize the different hydrocarbon production methods and technologies available. Because of this, it is important to dedicate time and effort in researching them to achieve the best practices that contribute to maximize the hydrocarbon recovery. Enhanced oil recovery (EOR) is certainly an alternative to these purposes. According to Omer Gurpinar, technical director of the EOR area for Schlumberger, over the next 10 years the contribution of these methods to world production will increase to reach 30%.

The methodology proposed in this work seeks to minimize the effects of damage caused by emulsions generated during the application on in-situ combustion process in heavy oil reservoirs, through the detection and timely treatment. In addition, promoting the instrumentation for measurement, analysis and data interpretation that allows an early detection for its treatment.

By making this EOR technique more profitable, all the entities involved, including the country and operating companies, will benefit. The improvement in the emulsion treatment will reduce its cost, and also that of the produced oil, making the process more efficient.

---

<sup>\*</sup> Specialization Monograph.

<sup>\*\*</sup> Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director PhD. José Ch. Ferrer González

## INTRODUCCIÓN

En procesos de combustión in situ aplicados a crudos pesados por lo general se forman emulsiones muy fuertes, que comprometen la integridad del pozo y sus equipos, afectando la producción de petróleo. Las emulsiones causan daños en tuberías, equipos de levantamiento artificial e instrumentación, entre otros. Adicionalmente las emulsiones son difíciles de procesar y complican las operaciones en el campo petrolero en donde se presentan, incrementando el costo de las operaciones debido al mayor consumo de energía eléctrica y en el tratamiento de los fluidos producidos.

Durante dicho proceso se presentan dos tipos de reacciones: *HTO* (oxidación a alta temperatura o en inglés *High Temperature Oxidation*) y *LTO* (oxidación a baja temperatura o en inglés *Low Temperature Oxidation*); que junto con el empuje y la presencia de gases generan la agitación necesaria para que se mezcle crudo, agua y sedimentos en una sola fase difícil de separar, provocando disminución en el factor de recobro por problemas operacionales, aumento de la viscosidad del fluido, reducción en la eficiencia del proceso, cierre o parada de pozos, disminución en la producción de crudo y el incremento en costos operacionales afectando directamente el costo por barril extraído. Es por esto que uno de los principales problemas operacionales al usar métodos de recuperación mejorada tales como la combustión in situ es la formación de fuertes emulsiones.

Esta investigación busca dar una metodología que minimice los efectos de daño provocados por emulsiones, mediante detección y tratamiento oportuno de las mismas, haciendo esta técnica más rentable, se benefician todos los entes involucrados, entre ellos, el país y las empresas que explotan crudo, ya que con este proceso es posible incrementar el factor de recobro de las reservas existentes.

Para dicho propósito es preciso definir las variables claves que determinen las condiciones estimadas para que existan emulsiones en los pozos, determinar una clasificación de las mismas y documentar los posibles métodos para romper las emulsiones convencionales y no convencionales.

Mediante un análisis profundo y el uso de técnicas de investigación, el objetivo de este trabajo es estructurar una metodología que permita controlar de la mejor forma el tratamiento de emulsiones durante la extracción de crudo pesado, enfocada en el proceso de recuperación mejorada *EOR* (*Enhanced Oil Recovery*) combustión in situ.

## 1. RECUPERACIÓN PRIMARIA Y MEJORADA

Cada yacimiento se compone de una única combinación de elementos que lo hacen único, no existen dos yacimientos idénticos en todos sus aspectos (geometría, geología, características de sus fluidos y su mecanismo de empuje primario). La recuperación primaria de un yacimiento se refiere a la recuperación del crudo contenido mediante algún mecanismo de empuje natural, es decir, producir el hidrocarburo del yacimiento sin usar ningún proceso que le suministre energía adicional a la energía natural del mismo<sup>1</sup>.

Se definen cinco (5) (***Reservoir Engineering Handbook***) mecanismos de empuje básicos que proveen la energía natural necesaria para la explotación de los hidrocarburos. Estos mecanismos son:

- Expansión rocas y fluidos debido a cambios de presiones.
- Expansión de la capa de gas.
- Influjo de agua (acuífero).
- Drenaje gravitacional por diferencias de gravedades de los fluidos.
- Combinaciones de ellos.

Algunos autores consideran la recuperación primaria como la producción inicial generada a causa de los mecanismos originales del yacimiento. En cuanto a la recuperación mejorada, se da cuando se introduce energía externa al sistema. Esta puede transmitirse a través de la inyección de fluidos inmiscibles o miscibles (agua o gas). La inyección de fluido se puede realizar para recuperar la presión en el yacimiento y/o para desplazar los hidrocarburos incrementando el factor de recuperación.

Mediante el uso de métodos *EOR* los fluidos y/o las rocas sufren un cambio en sus propiedades. Dentro de los métodos de recuperación mejorada aplicados encontramos la inyección de vapor, agua caliente, gas miscible e inmiscible, químicos como polímeros, surfactantes, micro emulsiones, ácidos, combustión in situ, entre otros (métodos *EOR*)<sup>2</sup>.

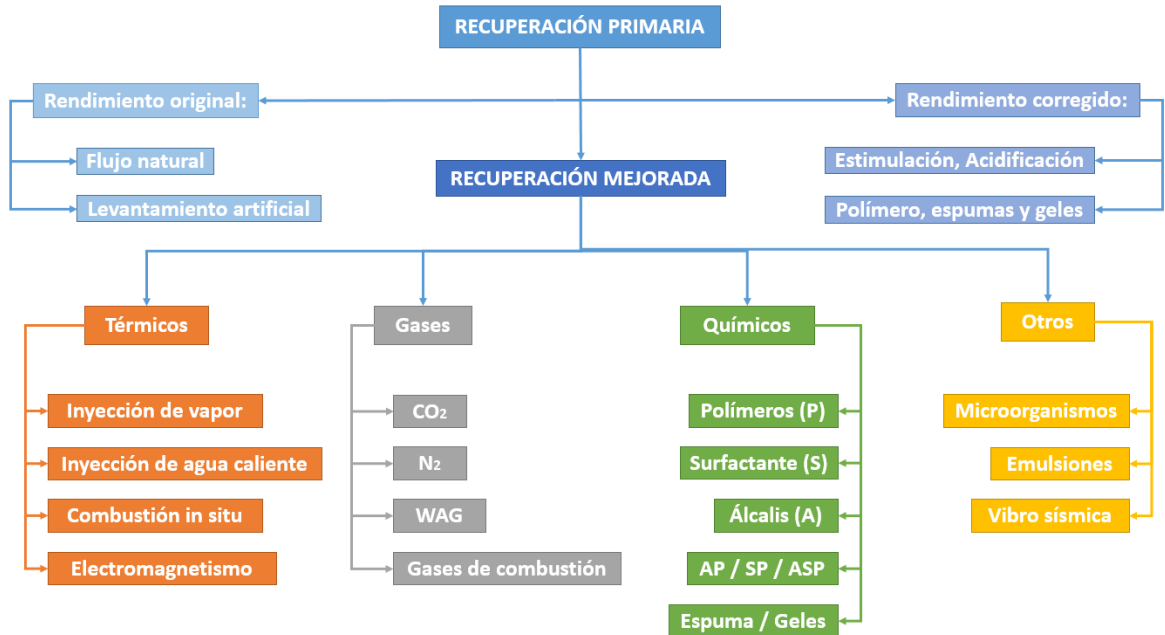
La Figura 1 muestra un esquema de los principales métodos aplicados tanto en la recuperación primaria como en la recuperación mejorada.

---

<sup>1</sup> AHMED, T. *Reservoir Engineering Handbook*, cuarta edición, editorial Elsevier, 2010, 733p.

<sup>2</sup> ESCOBAR, F. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*, primera edición, editorial Universidad Surcolombiana, 2012, 219p.

Figura 1. Principales métodos de recuperación primaria y mejorada



Fuente: Recuperación Mejorada de Crudos C/L/M

A continuación, se explica brevemente los principios físicos de algunos de los métodos *EOR* mencionados en este capítulo con fines de que el lector comprenda un poco más la complejidad del foco de este trabajo.

## 1.1 INYECCIÓN DE VAPOR

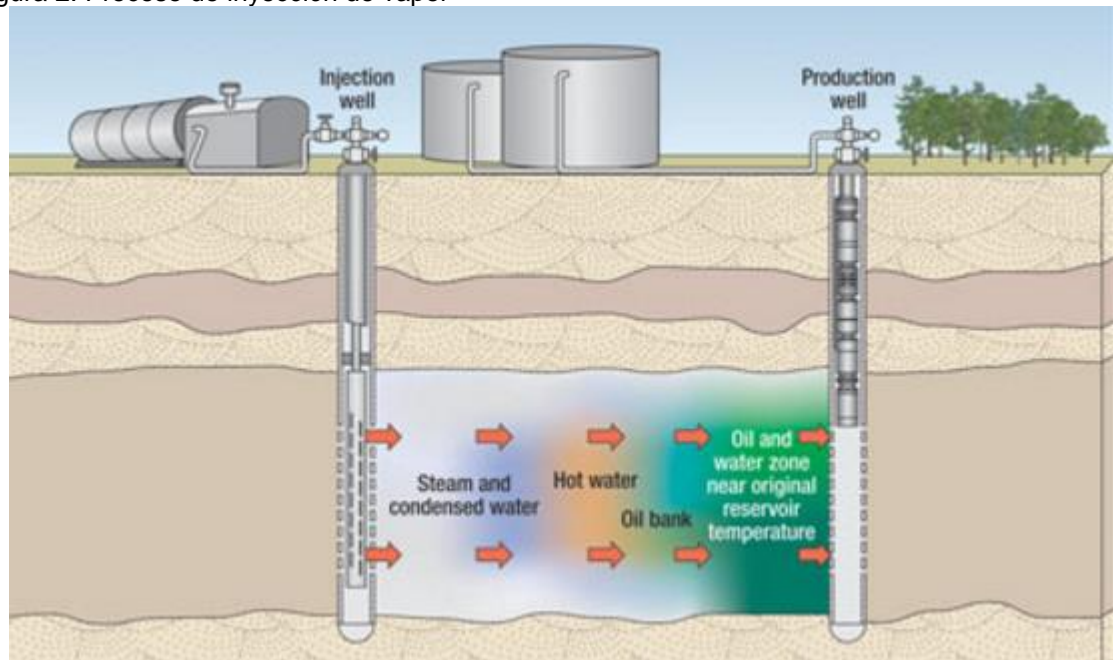
La inyección de vapor es considerada como un método de recuperación térmico, en el cual una cierta cantidad de vapor generado en superficie mediante una caldera, se inyecta en el yacimiento a través de un arreglo de pozos distribuidos en base a las propiedades petrofísicas del mismo. En el momento en el cual el vapor ingresa al yacimiento, este calienta el petróleo en sitio reduciendo así su viscosidad, lo que le permite fluir hacia los pozos productores con mayor facilidad.

La cantidad de calor transferida por el vapor, destila los componentes livianos del petróleo en el subsuelo. Estos componentes livianos se mueven más rápido que los líquidos, de tal forma que se condensan en el banco de petróleo por delante del frente de vapor reduciendo aún más su viscosidad.

El vapor a medida que avanza va perdiendo temperatura hasta condensarse en forma de agua caliente que junto con el frente de vapor generan un empuje artificial que barre el petróleo hacia los pozos productores.

Adicionalmente el vapor dentro del yacimiento reduce la tensión interfacial entre las parafinas y asfaltenos con respecto a las superficies de la roca mejorando su movilidad. La destilación con vapor de los componentes livianos del petróleo en sitio crea un pequeño banco de solvente capaz de retirar de manera miscible parte del crudo con saturación residual, crudo no móvil o crudo atrapado incrementando de esta forma la producción de petróleo durante su inyección<sup>3</sup>. La Figura 2 muestra un esquema de una inyección de vapor.

Figura 2. Proceso de inyección de vapor



Fuente: <http://tecnicasderecuperacionmejorada.blogspot.com.co/>

## 1.2 INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

La inyección de agua caliente es considerada un método de recuperación térmica, en el cual el agua que se calienta en una caldera en superficie, es inyectada al yacimiento a través de un arreglo de pozos especialmente distribuidos.

Esta agua al ser inyectada reduce la viscosidad del petróleo, permitiendo que este se mueva con mayor facilidad hacia los pozos productores. Este método por lo general es menos efectivo que un proceso de inyección de vapor debido a que el agua tiene un contenido calórico más bajo que el del vapor.

---

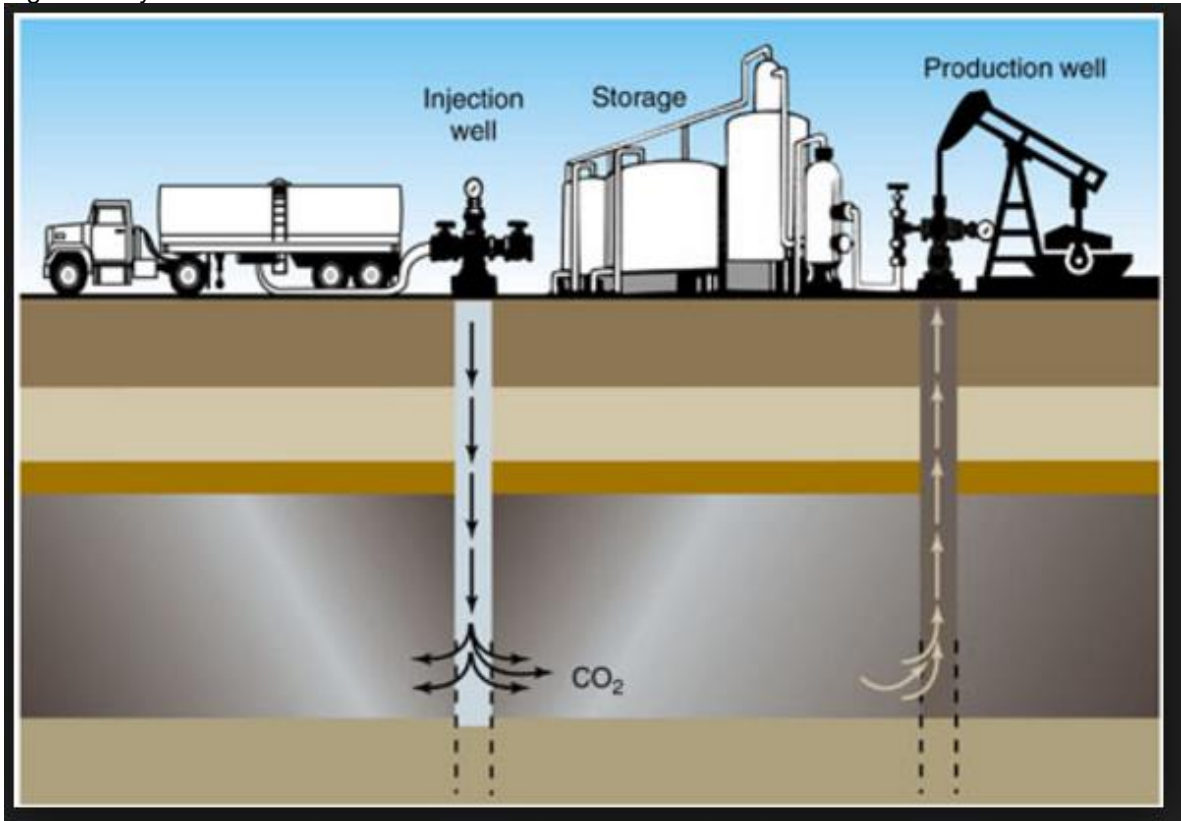
<sup>3</sup> <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/steamflood.aspx>

Este método resulta más conveniente en tiempos de crisis en donde los precios del crudo son bajos ya que resulta mucho más económico que la inyección de vapor<sup>4</sup>.

### 1.3 INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> MISCIBLE

La inyección de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es considerado un método de recuperación de petróleo mejorada con gas. En esta se inyecta el CO<sub>2</sub> con un compresor en superficie al yacimiento a través de un pozo inyector para aumentar la producción mediante la reducción de la viscosidad del petróleo y proporcionar un desplazamiento miscible o parcialmente miscible del mismo. En la Figura 3 se observa el concepto anterior.

Figura 3. Inyección de dióxido de carbono miscible en crudo



Fuente: <http://asambleariberaantifractura.blogspot.com.co/2013/03/planta-de-almacenamiento-de-co2-en.html>

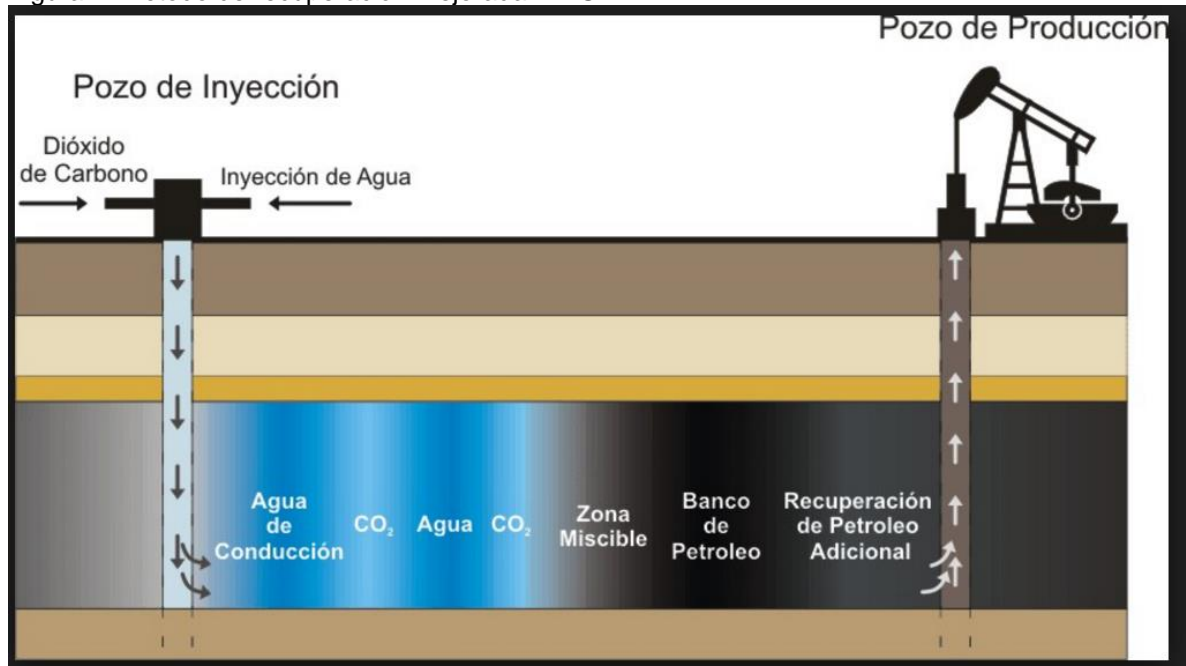
<sup>4</sup> [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hot\\_waterflooding.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hot_waterflooding.aspx)

## 1.4 WATER ALTERNATING GAS INJECTION - WAG

El método *WAG* consiste en inyectar de forma alternada agua y gas durante ciertos periodos de tiempo con el fin de lograr una mejor eficiencia de barrido reduciendo la canalización de alguno de los fluidos inyectados hacia los pozos productores. Este proceso mejora el tiempo de contacto de los hidrocarburos y la eficiencia de barrido comparada con un proceso normal de inyección de dióxido de carbono<sup>5</sup>.

Un ejemplo de este método de recuperación mejorada se aprecia en la Figura 4 a continuación.

Figura 4. Método de recuperación mejorada WAG



Fuente: <http://yacimientos-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2008/02/extraccin-de-petrleo-y-recuperacin.html>

<sup>5</sup> <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/wag.aspx>

## 2. RECUPERACIÓN MEJORADA CON COMBUSTION IN SITU

En comparación con otros procesos de recuperación mejorada, la combustión in situ es el proceso más complejo. Este método es capaz de recuperar un alto porcentaje del petróleo in situ, siempre y cuando el proceso sea diseñado e implementado correctamente en el yacimiento. Su complejidad radica en que su aplicación abarca varios procesos presentes en la mayoría de los otros métodos de recuperación mejorada. Procesos como la destilación de vapor, el desplazamiento con vapor, barrido con CO<sub>2</sub>, desplazamiento con hidrocarburos miscibles y con gas inmiscible, y barrido con agua, tanto caliente como fría. Todos estos procesos individuales o combinados hacen de este método, el más complejo de todos. Por lo anterior, es de vital importancia estudiarlo a profundidad para entenderlo y mejorar su aplicabilidad<sup>6</sup>.

El atractivo de la combustión in situ es su factor de recobro superior comparado con otros métodos de recuperación mejorada. La tabla 1 muestra un comparativo de las eficiencias entre diferentes métodos:

Tabla 1. Comparativo eficiencias entre algunos métodos EOR

PROCESO	EFICIENCIA DE BARRIDO [%]	EFICIENCIA AREAL [%]	EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN [%]	EFICIENCIA TOTAL [%]
Combustión in situ	95	70	85	56
Inyección de vapor	65	70	85	39
Barrido con micro emulsiones	90	70	80	50
Inyección CO <sub>2</sub> -Agua	80	50	80	32
Inyección NaOH-Agua	35	70	80	20

Fuente: Hasiba y Wilson, (1975).

### 2.1 FUNDAMENTOS DE LA COMBUSTIÓN IN SITU

El proceso de combustión in situ involucra la inyección de aire o de un gas rico en oxígeno en la formación con el fin de sostener la reacción química con el combustible presente por unidad volumétrica total del yacimiento. El petróleo es barrido por un vigoroso empuje de gases y agua producto de la combustión. El combustible consumido depende principalmente de tres factores: la matriz porosa, la cantidad de arcilla y los minerales metálicos presentes en la roca porosa.

---

<sup>6</sup> RIOS, E. Curso de Combustión In Situ, Bogotá-Colombia, 2012.

El mecanismo de transporte de fluidos en un proceso de combustión in situ es una combinación altamente compleja de empujes de gases (como gases de combustión), agua (agua de formación, agua condensada y agua de combustión), vapor, gas miscible y solvente.

Métodos de combustión in situ se han implementado en yacimientos con petróleos entre 9 y 40 °API, con temperaturas en fondo entre 650 y 1200 °F, desarrollando velocidades del frente de combustión que oscilan desde 0.125 hasta 1 pies/día. A nivel general se consume entre el 5 y 6% del petróleo in situ durante estos procesos, aun cuando este puede ser mayor en algunos casos muy especiales<sup>7</sup>.

Dependiendo de la dirección de propagación del frente de combustión respecto al influjo de aire o gas rico en oxígeno, este proceso puede ser clasificado como: combustión hacia adelante o combustión inversa.

En la combustión hacia adelante, el frente de combustión avanza en dirección al flujo de aire, mientras que, en la combustión inversa el frente de combustión avanza en dirección opuesta al flujo de aire. Únicamente el proceso de combustión hacia adelante ha sido aplicado a nivel de campo en pruebas piloto.

En la implementación de pruebas piloto en campo surge una clasificación adicional del proceso de combustión hacia adelante: combustión seca y combustión húmeda<sup>8</sup>.

**2.1.1 Combustión seca.** En esta, el aire es inyectado dentro de un pozo con un sistema compresor en superficie, durante el tiempo necesario para encender el petróleo en la formación. La ignición es generalmente inducida utilizando quemadores de fondo a gas, calentadores eléctricos, mediante la inyección de un agente pirofórico o un fluido caliente como el vapor. En algunos casos cuando la temperatura del yacimiento supera los 180 °F y el petróleo in situ es lo suficientemente reactivo, la ignición se produce de forma espontánea.

Una vez encendido, el frente de combustión es sostenido por el flujo continuo de aire. A medida que el frente de combustión se mueve lejos del pozo inyector, se forman varias zonas bien caracterizadas dentro del yacimiento entre el pozo inyector y el pozo productor tal como se muestra en la Figura 5. Dichas zonas son el resultado de la transferencia de calor, la transformación de masa y las reacciones químicas que se producen durante el avance del proceso in situ.

---

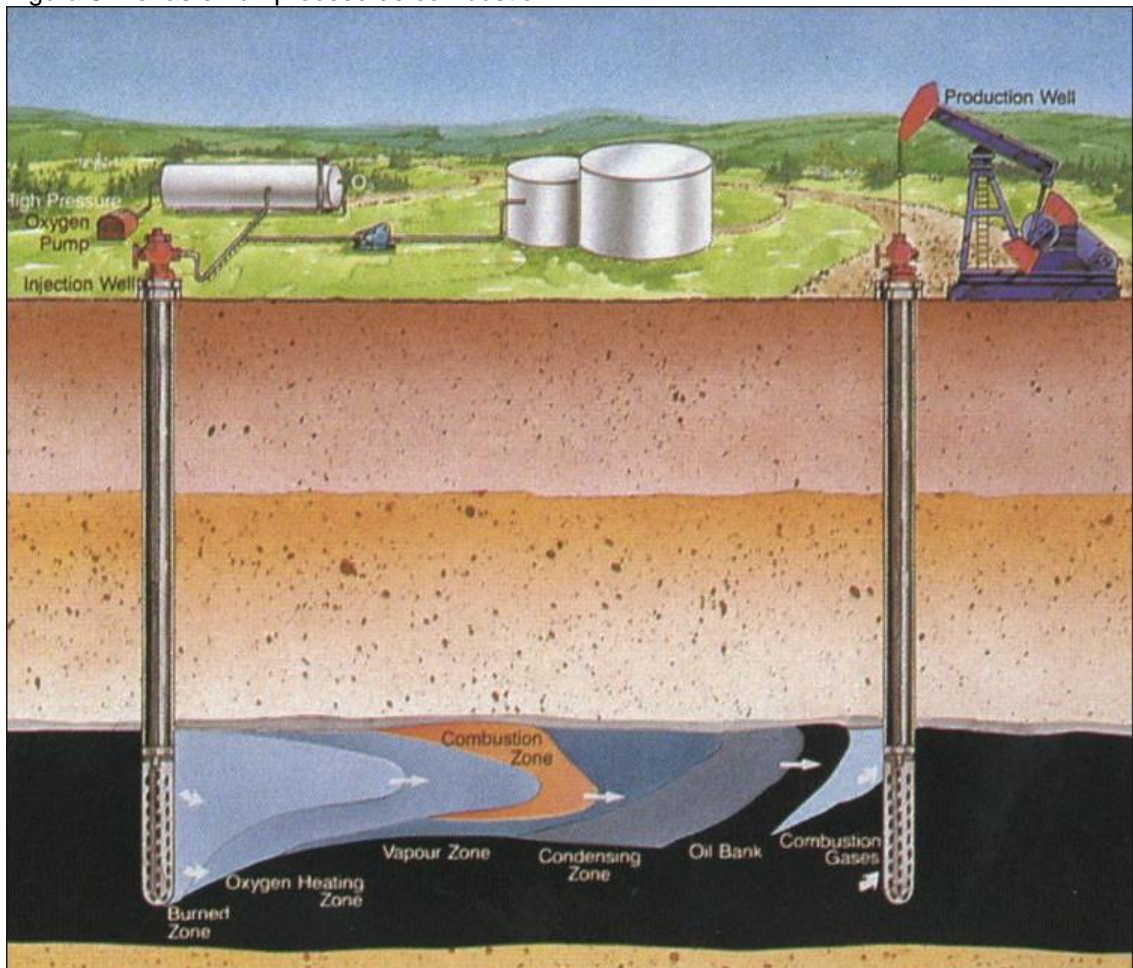
<sup>7</sup> S. M. Farouq Ali. A Current Appraisal of In-Situ Combustion Field Test. En Journal of Petroleum Technology, SPE 3350, April 1972, 481p

<sup>8</sup> RIOS. Op. cit.

En el camino desde el pozo inyector hacia el productor se forman siete (7) zonas: la zona quemada, la zona de combustión, la zona de craqueo/vaporización, la zona de condensación, el banco de agua, la zona de petróleo y la zona original. Estas zonas se mueven en la dirección del flujo de aire.

La zona quemada (1): es la zona donde la combustión ya ha tenido lugar. Esta puede contener algún residuo sólido orgánico no quemado, generalmente conocido como coque. Pruebas de laboratorio mostraron que el color de la zona quemada es generalmente blanco con rayas grises, marrones y rojas. Debido a que esta zona se somete a la temperatura más alta del proceso durante un periodo prolongado, por lo general, presentan alteración mineral<sup>9</sup>.

Figura 5. Zonas en un proceso de combustión



Fuente: <http://www.history.alberta.ca/energyheritage/sands/underground-developments/energy-wars/thermal-tests.aspx>

<sup>9</sup> Ibid.

La zona de combustión (2): es donde la reacción entre el oxígeno y el combustible ocurre para generar calor. La zona de combustión es una región muy estrecha en donde normalmente ocurre la oxidación a altas temperaturas (HTO) produciendo agua y gases de combustión como el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y el monóxido de carbono (CO). El combustible en su mayoría es el coque, que se forma en la zona de craqueo térmico justo adelante de la zona de combustión. El coque no es carbono puro, sino un material orgánico deficiente en hidrógeno. La temperatura en esta zona depende de la naturaleza y cantidad de combustible consumido por unidad de volumen de roca.

La zona de craqueo/vaporización (3): la alta temperatura generada por el proceso de combustión hace que los componentes más ligeros del crudo se vaporicen y los componentes más pesados se pirolícen en esta zona. Los compuestos ligeros vaporizados son transportados por los gases de combustión, se condensan y se mezclan con el crudo original. La pirolisis de los componentes más pesados produce hidrocarburos,  $\text{CO}_2$ , gases orgánicos y residuos orgánicos sólidos. Este residuo (coque) se deposita sobre la roca y es la fuente principal de combustible para el proceso de combustión.

La zona de condensación (4): en esta la temperatura varía entre 300 y 550 °F haciendo que los vapores de hidrocarburos que entran en esta zona se condensen y se disuelvan en el crudo. El petróleo sufre cambios en su estructura reduciendo su viscosidad. Esta zona normalmente se extiende desde los 10 hasta los 30 pies por delante del frente de combustión.

El banco de agua caliente (5): este se caracteriza por la saturación de agua mayor que la saturación de agua original.

El banco de petróleo (6): justo después del banco de agua, esta zona contiene todo el petróleo que ha sido desplazado por las zonas detrás de él desde el pozo inyector.

La zona original (7): que aún no se ve afectada por la combustión, excepto por un posible incremento en la saturación de gas debido al flujo de gases de combustión ( $\text{CO}_2$ , CO y  $\text{N}_2$ ).

A nivel de pruebas de campo se ha demostrado que las diversas zonas explicadas anteriormente no son fácilmente identificadas y existen solapamientos entre las mismas. Además, las ubicaciones relativas de los frentes varían con las zonas y la secuencia en que se producen. Esta diferencia surge principalmente debido a la naturaleza heterogénea del yacimiento. La heterogeneidad del yacimiento hace

que el fluido y los flujos de calor sean diferentes en diversos puntos de la región de combustión<sup>10</sup>.

La distribución de fluidos dentro de cada una de estas zonas se ve influenciada por el perfil de temperatura, así como la caracterización de la permeabilidad relativa de la formación. Las propiedades químicas del petróleo determinan la cantidad de coque que se forma durante el proceso, que a su vez determina la cantidad de aire requerido para consumir dicho coque.

**2.1.2 Combustión húmeda.** En el proceso de combustión hacia adelante seco a diferencia de la combustión húmeda, gran parte del calor generado durante la combustión se almacena en la arena calcinada detrás del frente de combustión y no se utiliza para el desplazamiento del petróleo. La capacidad calorífica del aire seco es baja y, en consecuencia, el aire inyectado no puede transferir calor desde la matriz de arena tan rápido como este se genera. El agua, por otra parte, puede absorber y transportar el calor de forma mucho más eficiente que el aire. Si el agua se inyecta junto con el aire, el calor almacenado en la arena quemada puede ser recuperado y transportado hacia adelante. La inyección de agua al mismo tiempo o de forma intermitente con aire se conoce comúnmente como combustión húmeda. La relación de la tasa de agua inyectada a la tasa de aire influye en la velocidad del avance frontal y el comportamiento del petróleo desplazado.

Dependiendo de la relación de aire inyectado y de agua en el proceso de combustión, esta se clasifica en: combustión incompleta húmeda, combustión húmeda normal y combustión súper húmeda. A velocidades bajas, la inyección de agua en forma de vapor sobrecalentado, recupera todo el calor de la zona quemada. A mayor tasa de inyección de agua, el agua inyectada recuperará cada vez más calor de la zona quemada disminuyendo la temperatura máxima que alcanza el proceso.

Los estudios de laboratorio y las pruebas de campo han demostrado que el agua reduce la cantidad de petróleo quemado como combustible. Este comportamiento aumenta la cantidad de petróleo recuperable y disminuye la cantidad de aire requerido para el proceso. Se cree que la causa en la disminución en el consumo de combustible se debe al incremento de hidrógeno disponible. Una parte del combustible se hidrogena y se moviliza hacia fuera de la región de combustión sin quemar mejorando la eficiencia del proceso en más del 25%<sup>11</sup>.

A pesar de que se estima una relación directamente proporcional entre el incremento de agua y la eficiencia del proceso, estudios de laboratorio han

---

<sup>10</sup> Ibid.

<sup>11</sup> CHIEH Chu, State of the Art Review of Fireflood Field Projects. En Journal of Petroleum Tchnology, JPT. January 1982, 28-32p.

demostrado que las tasas de agua entre 500 y 1000 Bbls por MMpcn de aire, resultan en la extinción del frente de combustión. Experiencias como la de *City Services* en proyectos de combustión (Joseph et al., 1980) mostraron que una relación agua / aire de 250 barriles / MMPCN mejora las características de combustión en comparación con la combustión seca. Sin embargo, las tasas óptimas son muy difíciles de determinar, ya que se ven afectadas por las heterogeneidades del yacimiento. La segregación de los fluidos podría resultar apagando el frente de fuego. Sólo la experiencia al operar un yacimiento especial mejora la selección de las relaciones de agua / aire para máxima la recuperación y la economía<sup>12</sup>.

## 2.2 ECUACIONES BÁSICAS

Para poder ejecutar un buen método con combustión in situ primero se deben revisar 5 cálculos claves para que este pueda ser exitoso. Cálculos como la disponibilidad de combustible, estequiometrias relacionadas, desplazamiento de la zona quemada, calor liberado y su efecto cinemático basados en aproximaciones de autores como Prats, Green, Willhite, Butler, entre otros; Aseguran un buen desempeño del proceso<sup>13</sup>.

**2.2.1 Disponibilidad de combustible.** Este hace referencia a la cantidad de combustible necesario por cada pie cubico quemado en el yacimiento. Para su cálculo es preciso determinarlo mediante una prueba de laboratorio para análisis de pruebas HTO, en cuyo experimento, se usan rocas y fluidos del yacimiento en donde se piensa ejecutar el método de combustión in situ. La disponibilidad de combustible se denota como  $m_R$  y por definición matemática es:

$$m_R = \frac{\text{lbm de combustible}}{\text{pie}^3 \text{ de yacimineto quemado}} \quad (1)$$

**2.2.2 Estequiometrias.** La ecuación que representa la reacción de la combustión químicamente se representa como sigue:




---

<sup>12</sup> Ibid.

<sup>13</sup> Ibid.

El aire requerido se puede determinar del balance de materia entre el gasto de inyección y el área perpendicular al flujo de forma tal que se incluya el gas almacenado en la zona de combustión:

$$a_R^* = u_a / v_f \quad (3)$$

Donde  $u_a$  representa el flujo de aire en  $pie^3/pie^2hr$  y  $v_f$  la velocidad del frente de combustión en  $pies/día$ .

**2.2.3 Desplazamiento de la zona quemada.** El petróleo desplazado de la zona quemada es igual al petróleo original en dicha zona menos el petróleo quemado. Es así como el petróleo desplazado de la zona quemada se estima:

$$V_{ob} = V_{Rb} * \emptyset * (S_{oi} - S_{oF}) \quad (4)$$

Donde  $V_{ob}$  es el petróleo desplazado de la zona quemada en  $pies^3$ ,  $S_{oF}$  es la saturación de petróleo equivalente al combustible consumido y  $S_{oi}$  es la saturación inicial de petróleo.

El agua desplazada viene de la saturación de agua inicial más el agua producida por la reacción de la combustión. Así se tiene que el agua desplazada del volumen quemado es:

$$V_{wb} = V_{Rb} * \emptyset * (S_{wi} + S_{wF}) \quad (5)$$

Donde  $S_{wi}$  es la saturación de agua inicial y  $S_{wF}$  es la saturación de agua producto de la reacción de combustión. Dicha saturación de agua generada durante el proceso se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$S_{wF} = 9 * m_R * F_{H/C} * [\rho_w * \emptyset * (12 + F_{H/C})] \quad (6)$$

A partir de las ecuaciones estequiometrias también se puede calcular la relación de gas inyectado contra petróleo producido, que es un indicador muy importante para evaluar la economía del proceso:

$$F_{AO_b} = 5,615 * [a_R^* / (\emptyset * (S_{oi} - S_{oF}))] \quad (7)$$

Por último y no menos importante se puede calcular el volumen de gas producido mediante la siguiente ecuación:

$$G_{pF} = \frac{379 * m_R}{(12 + F_{H/C})} * \left[ 1 + \frac{F_{H/C}}{2} + \left( \frac{1 - y_{iO_2} E_{O_2}}{y_{iO_2} E_{O_2}} \right) \left( \frac{2m+1}{2m+2} + \frac{F_{H/C}}{4} \right) \right] \quad (8)$$

**2.2.4 Calor liberado.** El proceso de la combustión libera cantidades considerables de calor hacia el yacimiento y formaciones adyacentes. La cantidad de energía liberada se puede estimar a través del calor de reacción suponiendo que el agua producida se condensa de la siguiente forma:

$$\Delta ha = (93 - 67,9m' + 31,2F_{H/C}) / (1 - 8,5m' + 0,25F_{H/C}) \quad (9)$$

Donde  $m' = CO / (CO + CO_2)$  en el gas efluente sin tener en cuenta la utilización del oxígeno.

**2.2.5 Efecto cinemático.** El estudio de este determina las condiciones requeridas para lograr la ignición y mantener la combustión. La tasa de inyección de oxígeno que reacciona por unidad de masa de combustible ( $K$ ) puede ser escrita de la siguiente forma:

$$(-1/m_o) \partial m_o / \partial t = K = P_{O_2}^n A_C * e^{-E/(RT_{abs})} \quad (10)$$

Donde  $m_{O_2}$  es la masa de oxígeno consumido por unidad de volumen del yacimiento,  $m_o$  la masa de petróleo por unidad de volumen total del yacimiento,  $P_2^n$  la presión parcial del oxígeno en atmósferas,  $E$  la energía de activación,  $R$  la constante universal,  $T_{abs}$  la temperatura absoluta en °R,  $A_C$  la constante pre exponencial y  $n$  el orden de la reacción con respecto al oxígeno.

## 2.3 COMO OCURRE LA IGNICIÓN

La ignición es uno de los retos para el arranque de un proyecto de combustión in situ. Esta se puede hacer mediante calentadores de fondo, inyección de propano antes de la inyección de aire, precalentamiento con vapor o de forma espontánea por efecto de la temperatura en el mismo yacimiento.

En el pasado se han usado calentadores eléctricos de alta potencia que forman una capa de coque alrededor del pozo inyector, lo cual hace mucho más difícil lograr la ignición comparada con el petróleo original. También se ha probado desplazar parte del petróleo original por otro más reactivo, lo cual en algunos casos ha generado la polimerización de fluidos taponando el pozo. Otros intentos se han llevado a cabo usando reactivos más potentes, así como el ácido nítrico concentrado, produciendo explosiones violentas que dañan los equipos dentro del pozo.

Es posible que el pozo inyector se pierda al inicio del proceso debido al retorno de los fluidos después de la ignición en casos cuando el frente de combustión está muy cerca a la cara de la arena de interés. Así mismo los pozos productores también se pueden perder por la corrosión causada por los ácidos producidos durante el proceso, la oxidación a causa del exceso de oxígeno producido por una combustión incompleta y la aceleración de los mismos debido a las altas temperaturas presentes. Es por eso que es de sumo cuidado la planeación adecuada y la elaboración de pruebas anticipadas para prevenir estas posibles complicaciones<sup>14</sup>.

**2.3.1 Ignición espontánea.** El petróleo expuesto al calor del aire genera reacciones LTO. Si la tasa de liberación de calor es lo suficientemente rápida para superar las pérdidas de calor, la ignición puede ocurrir espontáneamente, sin la necesidad de una fuente externa de calor. El tiempo necesario para incrementar la temperatura de la formación a la temperatura de ignición del crudo depende de su reactividad y la temperatura inicial del yacimiento. En general, mientras más alta es la temperatura inicial del yacimiento menor es el tiempo requerido para alcanzar la temperatura de ignición.

Los petróleos que son más reactivos a menudo generan grandes cantidades de calor y por tanto se pueden calentar en el entorno más rápidamente y reducir el tiempo necesario para conseguir su ignición espontánea. Dado que las tasas de pérdida de calor en la formación son mayores mientras más delgada es la arena, la ignición espontánea es más probable en los yacimientos más gruesos que contengan crudos moderadamente reactivos.

Una estimación del tiempo requerido para conseguir la ignición espontánea se puede hacer de la siguiente expresión modificada (Prats, 1982), de Tadema y Weijdema (1979), suponiendo que todo el calor de reacción se consume en el calentamiento de la formación y las pérdidas de calor a los alrededores son insignificantes.

$$t_{ign} = \frac{(2,04 \cdot 10^{-7})(\rho C)^* T_0^2 \left[1 + 2T_0 \frac{R}{E}\right] \exp\left(\frac{E}{RT_0}\right)}{A \phi S_0 \rho_0 \Delta H (P_{O_2})^n \left(\frac{E}{R}\right)} \quad (11)$$

Donde  $t_{ign}$  es el tiempo de ignición en días,  $(\rho C)^*$  es la capacidad de calor equivalente por unidad de volumen del medio poroso en  $Btu/ptie^3$ ,  $T_0$  es la temperatura inicial del yacimiento en  $^{\circ}R$ ,  $R$  es la constante universal de los gases,  $E$  es la energía de activación en  $Btu/lb.mole$ ,  $\phi$  es la porosidad de la roca en fracción,  $S_0$  es la saturación del petróleo en fracción,  $\rho_0$  es la densidad del

---

<sup>14</sup> RIOS. Op. cit.

petróleo en  $lbm/pe^3$ ,  $\Delta H$  es el calor LTO del petróleo en  $Btu/pe^3$  de oxígeno de reacción,  $A$  es el factor pre exponencial LTO,  $P_{O_2}$  es la presión parcial del oxígeno en  $atm$  y  $n$  es el orden de la reacción con respecto al oxígeno.

La ecuación (11) es muy sensible a la temperatura. Incluso un error de  $1^\circ F$  en la estimación de la temperatura del yacimiento daría lugar a un error porcentual alto en el tiempo de ignición estimado<sup>15</sup>.

**2.3.2 Encendido artificial.** Existen varias técnicas para lograr la ignición de manera artificial tales como calentadores eléctricos, calentadores catalíticos, quemadores a gas, inyección de fluido caliente, métodos químicos y métodos de fluido de carga. El calentador eléctrico, el quemador de gas y fluido caliente (por lo general vapor) de inyección son los métodos más ampliamente utilizados en la ignición.

La cantidad de calor necesaria para iniciar la ignición depende de la velocidad de calentamiento y de la temperatura de ignición del hidrocarburo. A pesar de que estas condiciones varían considerablemente de un campo a otro, las estimaciones aproximadas se pueden hacer usando correlaciones empíricas. Como una primera aproximación, la ecuación para calcular la energía que se debe suministrar al aumentar la temperatura de la unidad de espesor de la formación de  $(Q/h)$  a una distancia “ $r$ ” desde la cara del pozo a temperatura de yacimiento  $T_r$  para hacer ignición, está dada por (Burger, 1985):

$$\frac{Q}{h} = \pi[r^2 - r_w^2](\rho C)_r [T_{ign} - T_r] \quad (12)$$

Donde  $r$  es el radio calentado en pies,  $r_w$  es el radio del pozo,  $(\rho C)_r$  es la capacidad calorífica volumétrica de la formación en  $Btu/pe^3 \cdot ^\circ F$ ,  $T_r$  es la temperatura inicial del yacimiento en  $^\circ F$  y  $T_{ign}$  es la temperatura de ignición<sup>16</sup>.

## 2.4 PROBLEMAS PRESENTES DURANTE EL PROCESO

Todos los problemas que se presentan durante un proceso de combustión in situ ocurren en los pozos inyectoros y los pozos productores, como también en algunos casos en las facilidades de superficie.

---

<sup>15</sup> CHIEH. Op. cit.

<sup>16</sup> Ibid.

El frente de combustión, principal mecanismo de empuje en este proceso, puede ser muy difícil de controlar. Las altas temperaturas generadas en el proceso pueden causar problemas operacionales en una irrupción inesperada<sup>17</sup>.

Las reacciones químicas involucradas en la combustión in situ producen gases tóxicos como el H<sub>2</sub>S, comprometiendo la seguridad operacional en los pozos productores. El CO<sub>2</sub> y el CO son contaminantes al medio ambiente y el O<sub>2</sub>, producto de la oxidación incompleta entre el aire inyectado y el combustible, puede reaccionar en el pozo o en la superficie cercana al pozo productor ocasionando riesgo de explosiones.

Existe peligro de ruptura en los equipos de los pozos productores por el escape de gases calientes. El fluido producido puede contener emulsiones difíciles de romper, con presencia de metales pesados que son complicados de remover en las refinerías.

Las emulsiones fuertemente estables son un problema ya que pueden taponar tuberías, reducir la movilidad del fluido dañando las mismas e incluso afectando los tanques de almacenamiento. Problemas en el transporte en general e incremento en costos por inversión en productos químicos para romper las emulsiones

**2.4.1 Pobre inyectividad o productividad.** Varias sustancias pueden causar pérdidas en la inyectividad o productividad en los pozos. Si se identifican a tiempo estos problemas se pueden remediar con la aplicación del método apropiado.

El taponamiento de un pozo inyector a causa de óxido de azufre se puede reducir instalando un tubo en U al completar el pozo. De esta forma el aire se inyecta a través de la tubería de revestimiento y se ventea por la tubería de producción.

Otro posible inconveniente es el crecimiento de asfáltenos, esto se puede reducir lavándolos con solventes. Adicionalmente los asfáltenos crean emulsiones en donde es necesario la inyección de químicas ya sea en fondo de pozo a través de un capilar o en cabeza usando una bomba pequeña para romperlas y reducir taponamiento.

Los taponamientos por incrustaciones causadas por elementos como Bario o sulfatos de estroncio se pueden eliminar usando un fosfato orgánico. En un caso

---

<sup>17</sup> SPEIGHT, J. Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands, publicado por Gulf Publishing Company, 2009, 236p.

en particular la inyección de *NuTri<sup>TM</sup>* (tricloroetileno) mejoró la inyektividad en un proyecto<sup>18</sup>.

La producción de petróleo muy viscoso puede requerir estimulación con solventes en los pozos productores, calentamiento, inyección cíclica de vapor, lavado con petróleo más liviano. Esto, claro está, antes de que el frente de combustión llegue al pozo productor.

**2.4.2 Corrosión.** La corrosión puede ser causada por la inyección simultánea de agua y aire en procesos de combustión húmeda. En los pozos productores la presencia de ácidos, azufre, oxígeno y CO<sub>2</sub> son los principales agentes corrosivos. Por lo general para minimizar el impacto se instala inhibidores de corrosión de tipo mecánicos o químicos<sup>19</sup>.

**2.4.3 Erosión.** En estos procesos la erosión puede ser severa en casos donde la arena es extremadamente no consolidada. Los problemas generados por producción de arena pueden requerir el reemplazo de los *ALS* (sistemas de levantamiento artificial o en inglés Artificial Lift System) o limpieza de las tuberías<sup>20</sup>.

**2.4.4 Emulsiones.** Las emulsiones se forman de petróleos pesados, productos livianos por efecto del craqueo térmico por acción de las temperaturas manejadas en el proceso, sólidos, agua de formación y posiblemente productos de la corrosión. Para controlarlas es preciso usar químicas rompedoras de emulsiones<sup>21</sup>.

**2.4.5 Peligro de explosiones.** En casi la mayoría de proyectos ejecutados se ha reportado por lo menos una explosión entre etapas de compresión. Para reducir y minimizar los peligros de dichas explosiones en los sistemas de inyección de aire, se debe usar un lubricante a prueba de explosiones. También es posible el uso de flujos de nitrógeno entre las etapas de compresión para incrementar y asegurar la integridad de los equipos durante el proceso de combustión<sup>22</sup>.

---

<sup>18</sup> CHIEH. Op. Cit., p. 31.

<sup>19</sup> Ibid.

<sup>20</sup> Ibid.

<sup>21</sup> Ibid.

<sup>22</sup> Ibid.

### 3. EMULSIONES

Las emulsiones son dispersiones de gotas de un líquido denominado la fase interna o discontinua, en un segundo líquido inmisible considerado como la fase externa o continua. Estos dos líquidos presentan una cierta estabilidad respecto a la coalescencia, cuya escala o magnitud de tiempo depende de la presencia de una tercera sustancia llamada emulsionante, que es a nivel general un surfactante<sup>23</sup>.

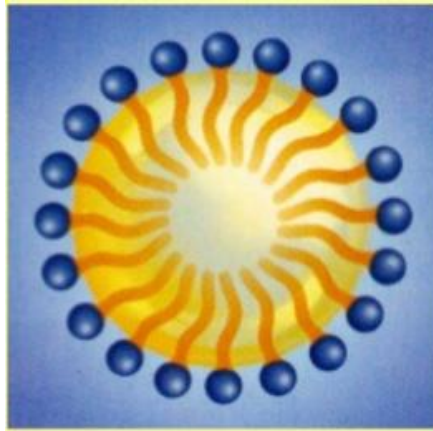
Básicamente existen o se definen solo tres tipos de emulsiones. La primera es una emulsión que contiene gotas de aceite (*O*) dispersadas en agua (*W*) denominadas en la industria de los hidrocarburos como emulsiones inversas *O/W*. La segunda es aquella cuya fase dispersada es el agua llamadas emulsiones normales o directas *W/O*. El tercer tipo son las emulsiones múltiples que pueden ser del tipo *W/O/W*.

El tipo de emulsión puede ser detectado de diferentes formas, particularmente existe una medida conocida como la conductividad electrolítica<sup>24</sup>.

#### 3.1 EMULSIONES INVERSAS

Un esquema que ejemplifica la emulsión inversa crudo en agua u *O/W* se muestra en la Figura 6 a continuación:

Figura 6. Emulsión inversa (*O/W*) crudo en agua



---

<sup>23</sup> SALAGER, J. Formulación, composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas. Estado del arte. Parte A. Introducción y conceptos de formulación fisicoquímica. Cuaderno FIRP S747-A, 1999, 4p.

<sup>24</sup> Ibid., Parte B. Propiedades de las emulsiones y su medición. Cuaderno FIRP S747-B, 1999, 5p.

Fuente: <http://www.slideshare.net/akarim717/emulsion-stability>

Este tipo de emulsiones poseen una alta conductividad ya que su fase continua es el agua y está siempre contiene algo de electrolito disuelto. La conductividad de este tipo de emulsión se calcula con la ecuación de Bruggeman:

$$k = k_w(1 - \phi)^{3/2} = k_w f^{3/2} \quad (13)$$

Donde  $\phi$  en este caso indica la fracción volumétrica de la fase interna,  $f$  la fracción de la fase externa y  $k_w$  es la conductividad de la fase acuosa.

Winsor (1954) presentó una metodología fundamentada sobre un razonamiento teórico que describe la relación de las interacciones entre el surfactante y el aceite de un lado, y el surfactante y el agua del otro. Las interacciones moleculares se entienden por unidad de área interfacial.

En su forma original la relación  $R$  de Winsor era:

$$R = \frac{A_{CO}}{A_{CW}} \quad (14)$$

Tiempo después se prefirió usar las interacciones netas como:

$$R = \frac{A_{CO} - A_{OO} - A_{LL}}{A_{CW} - A_{WW} - A_{HH}} \quad (15)$$

Entonces si  $R < 1$  las interacciones entre el surfactante y la fase acuosa superan a aquellos entre el surfactante y la fase aceite, y por tanto se dice que el surfactante tiene un comportamiento hidrofílico. Es el caso de los surfactantes de alto  $HLB$ .

$HLB$  es una medida de la afinidad relativa del surfactante para las fases agua y aceite propuesta por Griffin (1949), el balance hidrofílico-lipofílico ( $HLB$ ) depende esencialmente del surfactante. Este mide en escala de 0 a 20 la importancia relativa del grupo hidrofílico y del grupo lipofílico en la molécula de surfactante. Para surfactantes no iónicos se toma la relación:

$$HLB = \frac{100}{5} \left( \frac{\text{Peso molecular de la cadena poli-óxido de etileno}}{\text{Peso molecular total}} \right) \quad (16)$$

A pesar de que el  $HLB$  es una escala muy usada hoy en día, este no tiene en cuenta factores como la salinidad del agua, el tipo de aceite, la temperatura, entre otras variables de formulación. Las imprecisiones sobre este pueden ser considerables, a veces del orden de 2 unidades<sup>25</sup>.

---

<sup>25</sup> Ibid., p. 7, 21-23

### 3.2 EMULSIONES DIRECTAS

Para este tipo de emulsiones  $R > 1$ , por lo cual las interacciones entre el surfactante y la fase aceite superan a aquellos entre el surfactante y la fase acuosa, y por tanto se dice que el surfactante tiene un comportamiento lipofílico. Este es el caso de los surfactantes de bajo *HLB*.

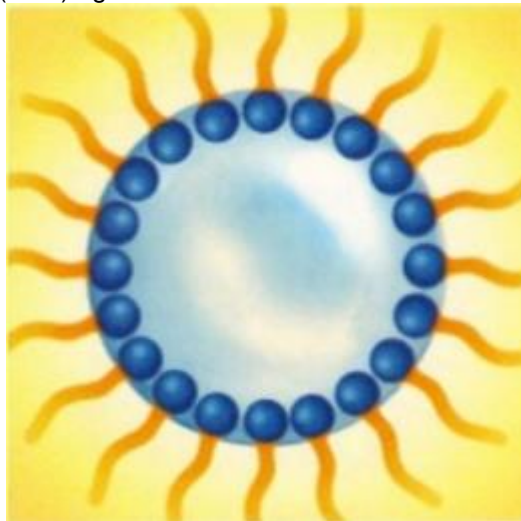
Para emulsiones *W/O* en las cuales la conductividad de la fase aceite es mucho menor que la del agua, se ha propuesto la expresión siguiente:

$$k = k_o * \frac{(1+\phi)(2+\phi)}{(1-\phi)(2-\phi)} \quad (17)$$

Un cambio de valor de  $R < 1$  a  $R > 1$  está asociado a un cambio de comportamiento de fase, y a un cambio de una gran variedad de propiedades que pueden afectar los protocolos de tratamiento establecidos. En muchos casos se confunde la relación entre proporciones de las fases involucradas con la clasificación del tipo de emulsión, lo cual es un error muy común<sup>26</sup>.

Un esquema que ejemplifica la emulsión directa agua en crudo o *W/O* se muestra en la Figura 7 a continuación:

Figura 7. Emulsión directa (*W/O*) agua en crudo



Fuente: <http://www.slideshare.net/akarim717/emulsion-stability>

---

<sup>26</sup> Ibid.

### 3.3 EMULSIONES MÚLTIPLES

Las emulsiones múltiples se caracterizan por el hecho de que las gotas de la fase dispersa contienen a su vez gotas de líquido inmiscible que a su vez por lo general son miscibles con la fase continua. La Figura 8 es un ejemplo de lo descrito anteriormente:

Figura 8. Emulsión múltiple



Fuente: [https://www.researchgate.net/figure/234071144\\_fig1\\_Schematic-diagrams-of-wo-microemulsion-multiple-emulsion-and-coated-nanoemulsion](https://www.researchgate.net/figure/234071144_fig1_Schematic-diagrams-of-wo-microemulsion-multiple-emulsion-and-coated-nanoemulsion).

Las emulsiones múltiples contienen un líquido que separa a las gotas inmersas en la fase dispersa de la fase continua. Este líquido se caracteriza por ser siempre inmiscible con la fase continua externa y con las gotitas que están dentro de las gotas de la fase dispersa.

La medición de la conductividad electrolítica no es de gran utilidad para la caracterización de emulsiones simples o múltiples de fase externa aceite, puesto que es muy baja y no varía significativamente con el contenido de gotitas de aceite en gotas de agua.

Por otro lado, la conductividad electrolítica es una propiedad característica de las emulsiones múltiples del tipo *W/O/W* ya que la conductividad del agua es por lo general mayor que la del aceite. Es por esta razón que la conductividad es alta para emulsiones de fase externa agua y vice versa. La medida de esta

conductividad permite determinar el tipo de emulsión y ubicar el punto de inversión de la misma<sup>27</sup>.

### **3.4 EMULSIONES EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU**

La mayoría de autores concuerdan en que en este tipo de proceso se forman emulsiones fuertes difíciles de tratar, a pesar de esto no profundizan demasiado en el tema, tan solo lo mencionan<sup>28</sup>.

Es bien conocido que en el proceso de combustión in situ ocurren dos tipos de reacciones químicas. Reacciones *LTO*, que se presentan en zonas en donde el oxígeno se ha canalizado, zonas invadidas por el aire antes de la ignición o zonas ubicadas entre el frente de combustión y la zona no quemada. Según estudios realizados por Moschopedis-Speight, Babu-Cormack y Adegbesan et al. Se cree que este tipo de reacciones favorecen el incremento en el contenido de asfáltenos al reducir los contenidos de aromáticos y resinas. Este incremento en la cantidad de asfáltenos debido a la presencia de reacciones *LTO* ayudan en la estabilización y formación de emulsiones<sup>29</sup>.

El otro tipo de reacciones se denominan *HTO*, que son el corazón de proceso, estas ocurren en el frente de combustión generando dióxido de carbono y vapor de agua cuando se consume totalmente el oxígeno inyectado (combustión completa).

Las emulsiones presentes, frecuentemente se forman después de la inyección extensiva de aire. Debido a la presencia de asfáltenos, partículas finas de arena a causa de los esfuerzos y los fenómenos físico-químicos que genera la combustión, productos del craqueo térmico tales como condensados de hidrocarburo, resinas, coque y productos de corrosión. Adicionalmente algunos ácidos orgánicos producto de reacciones *LTO* que contribuyen a la estabilización de dichas emulsiones. Todo esto en gran parte debido a la complejidad del proceso en sí, es la causa de la formación de emulsiones complejas, estables y difíciles de tratar<sup>30</sup>.

---

<sup>27</sup> CARDENAS, A. y SALAGER, J. Emulsiones múltiples. Cuaderno FIRP S277-C, 2011, 2p.

<sup>28</sup> AHMED. Op. Cit.

<sup>29</sup> SANTAFÉ PÁEZ, Samuel. "Análisis de incertidumbre aplicado a un modelo de simulación de combustión IN-SITU". Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, 2013, 34p.

<sup>30</sup> REYES, Y. y MÉNDEZ, G. Metodología integrada para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de combustión in situ. Tesis Universidad Industrial de Santander, 2009, 65p.

## 4. TRATAMIENTOS PARA EMULSIONES

Para romper o desestabilizar una emulsión existen diferentes métodos: mecánicos, químicos y otros (electrostática, ultrasonido, campos magnéticos, entre otros). Antes de tratar cualquier emulsión es preciso conocer o identificar el tipo de emulsión (directa, inversa o doble). Este es el primer paso para atacar la emulsión de forma efectiva.

A continuación se describen algunos de los principales métodos para el tratamiento de emulsiones:

### 4.1 EQUIPOS MECÁNICOS CON ALTO CIZALLAMIENTO

El tratamiento mecánico utiliza equipos de separación dinámica permitiendo la dispersión de las fases de la emulsión y acelerando el proceso de separación gravitacional. El cizallamiento facilita la coalescencia combinando diferentes ángulos y variaciones en la velocidad de flujo<sup>31</sup>. En casos cuando el esfuerzo cortante provocado por el cizallamiento es lo suficientemente grande actuando sobre las gotas de la emulsión, este es capaz de romper la membrana estabilizante en una emulsión múltiple llegando a desestabilizarla y romperla.

### 4.2 ROMPEDORES DIRECTOS

Teóricamente estos rompedores son surfactantes hidrofílicos que actúan en las emulsiones directas del tipo *W/O*, afectándola al punto de inestabilidad.

Por lo general, los rompedores directos comerciales son mezclas de varios componentes que tienen estructuras químicas diferentes y materiales poliméricos. Normalmente están conformados por un 30 a 50% de surfactante hidrofílico mezclado con solventes tales como nafta aromática y alcoholes.

Los rompedores más utilizados de este tipo son los copolímeros bloques de óxido de etileno y de óxido de propileno, las resinas alquil-fenol formaldehidas, las poliaminas, alcoholes grasos, aminas oxialquiladas y poliesteraminadas y sus mezclas. En la Tabla 1 se presentan algunos de los productos surfactantes utilizados como agentes deshidratantes para romper emulsiones *W/O*<sup>32</sup>.

---

<sup>31</sup> SALAGER. Op. Cit., Parte A p. 6.

<sup>32</sup> MARFISI, Sh. y SALAGER, J. Deshidratación de crudo, principios y tecnología. Cuaderno FIRP S853-PP, 2004.

Estos surfactantes tienen tres efectos fundamentales una vez adsorbidos en la interfase agua-aceite: la inhibición de la formación de una película rígida, el debilitamiento de la película volviéndola compresible y el cambio en la formulación del sistema.

Tabla 2. Historia del uso de deshidratantes

Período	Dosificación (ppm)	Tipo de química
1920	1.000	Jabones, sales de ácidos nafténicos, aromáticos y alquilaromáticos, sulfonatos, aceite de castor sulfatado
1930	1.000	Sulfonatos de petróleo, ésteres de ácidos sulfosuccínicos, di-epóxicos
Desde 1935	100 – 500	Ácidos grasos etoxilados, alcoholes grasos y alquilfenoles
Desde 1950	100	Copolímeros bloques de óxido de etileno/óxido de propileno EO/PO, resinas palquilfenol formaldehidas + EO/PO y modificaciones
Desde 1965	30 – 50	Aminas oxialquiladas, poliaminas
Desde 1976	10 – 30	Oxialquilados, resinas p-alquilfenol formaldehidas cíclicas y modificaciones complejas
Desde 1986	5 - 20	Poliesteraminas y sus mezclas

Fuente: Staiss F., R. Bohm and R. Kupfer, 1991. Improved Demulsifier Chemistry: A novel approach in the Dehydration of crude oil. SPE Production Engineering, Vol. 6, N° 3, pp. 334-338.

### 4.3 ROMPEDORES INVERSOS

Teóricamente estos rompedores son surfactantes lipofílicos que actúan en las emulsiones inversas del tipo *O/W*, afectándola al punto de inestabilidad<sup>33</sup>.

### 4.4 NEUTRALIZACIÓN ELECTROSTÁTICA

Existen nuevas tecnologías que combinan aleaciones de diferentes metales basados en el principio de carga electrostática. Las diferentes aleaciones permiten de manera espontánea el intercambio de cargas al entrar en contacto con el fluido, creando un campo eléctrico que busca equilibrar las cargas para que se neutralicen entre ellas. Neutralizadas las cargas se rompe la estabilidad de la

---

<sup>33</sup> SALAGER. Op. Cit., Parte A p. 8.

emulsión, permitiendo su separación gravitacional a medida que se desplaza por la tubería de producción<sup>34</sup>.

#### **4.5 ULTRASONIDO**

La técnica de ultrasonido tiene la habilidad de romper emulsiones rápidamente. La energía en forma de vibración transmitida por las ondas ultrasónicas reduce la tensión interfacial favoreciendo la coalescencia y adicionalmente mejora la permeabilidad relativa del crudo. Se debe tener especial cuidado de no exceder los niveles de cavitación con el efecto del ultrasonido ya que, al hacer esto en vez de romper la emulsión, esta se puede hacer más estable al reducir el tamaño de las gotas dispersas<sup>35</sup>.

#### **4.6 PULSO DE ALTO VOLTAJE**

Esta tecnología mejora el desempeño de la demulsificación aplicando pulsos de alto voltaje a la emulsión mediante la generación de un campo eléctrico. Esta tecnología fue usada en pruebas de campo para deshidratar crudo obteniendo buenos resultados.

Las gotas de agua son polarizadas por los pulsos de alto voltaje haciéndolas vibrar y favoreciendo su coalescencia<sup>36</sup>.

---

<sup>34</sup> PAPER CIS

<sup>35</sup> ISLAM, M. R., GENYK, R. y MALIK, Q. Experimental and Mathematical Modelling of Ultrasonic Treatments for Breaking Oil-Water Emulsions. En Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary-Alberta. Canada, junio 4-8, año 2000.

<sup>36</sup> WANG, Zh., LIN, X., YU, T., HU, Zh., XU, M. y YU, H. Case History of Dehydration-Technology Improvement for HCPF Production in the Daqing Oil Field. En SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama-Bahrain, 2016.

## 5. VARIABLES ASOCIADAS A LA FORMACIÓN DE EMULSIONES

Para emulsiones formadas en el proceso de combustión in situ, la temperatura es una variable clave, cuyo incremento en las cercanías del pozo productor es un indicador fiel del aumento en la complejidad de estas emulsiones. En pocas palabras, a mayor temperatura, se forman emulsiones cada vez más fuertes.

La temperatura tiene un impacto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Al incrementar la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.

### 5.1 MONITOREO DE LA TEMPERATURA

Es posible medir la temperatura en los pozos productores y hacer un seguimiento de esta en tiempo real, mediante una fibra óptica, instalada como instrumentación para supervisar y tomar decisiones en campos donde apliquen este método *EOR*.

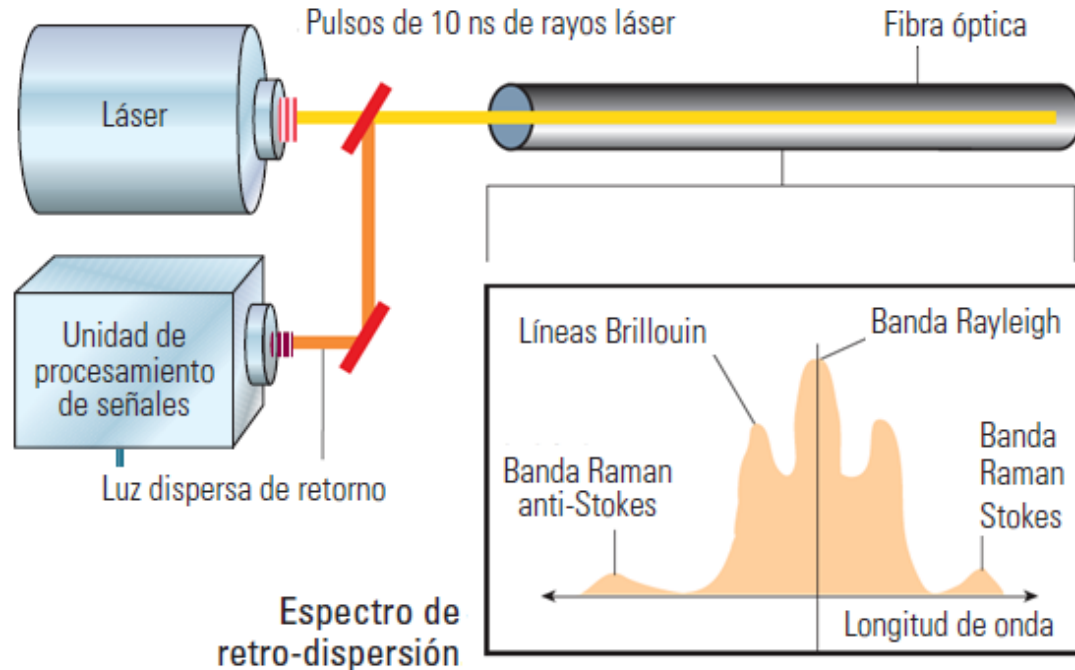
La medición de temperatura con fibra óptica consiste en el análisis de espectros de luz mediante el uso de un láser industrial que emite ráfagas de luz de 10 nano segundo a través de una fibra óptica. Durante el paso de cada paquete de luz, una pequeña cantidad de esta se refleja a lo largo de la fibra. Debido a que la velocidad de la luz es constante, la luz reflejada se puede analizar por cada metro de fibra usando el muestreo de tiempo, permitiendo generar un registro continuo de espectros a lo largo de esta, tal y como se muestra en la Figura 9. La temperatura es calculada con una temperatura de referencia en superficie y unas ecuaciones que traducen el análisis del haz de luz y el tiempo a un perfil térmico por metro de fibra óptica desde superficie hacia el subsuelo.

Para obtener mediciones de temperatura, el sistema o unidad de procesamiento de señales analiza las señales Raman, que comprenden dos componentes; las longitudes de onda *Stokes* y *anti-Stokes*. La señal *Stokes*, de longitud de onda más larga es muy levemente sensible a la temperatura; sin embargo, la luz dispersa de retorno a la longitud de onda *anti-Stokes*, más corta, es intensamente sensible a la temperatura. De esta forma la relación señal *Stokes* y *anti-Stokes* es proporcional a la temperatura del medio de dispersión<sup>37</sup>.

---

<sup>37</sup> Schlumberger. The Essential of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis. Curso manejo del software Therma 2013.

Figura 9. Sensor de temperatura con fibra óptica.



Fuente: BROWN, G. The Essentials of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis, Schlumberger Educational Services. Schlumberger 2005–2009, 3p.

## 5.2 MONITOREO DEL pH

La presencia de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfáltenos y resinas que estabilizan las emulsiones *W/O*. Monitoreando el pH se puede estimar una relación de fuerza o estabilidad de la emulsión.

La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo que la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibrio bastante diferentes.

Las películas formadas por asfáltenos según pruebas de laboratorio se hacen más fuertes con  $\text{pH} < 7$  o pH ácido. A diferencia de las películas formadas por resinas que se hacen más fuertes con  $\text{pH} > 7$  o pH básicos. El  $\text{pH} = 7$  o neutro favorece el rompimiento de las emulsiones<sup>38</sup>.

---

<sup>38</sup> STRASSNER, J. E. Effect of pH on Interfacial Films and Stability of Crude Oil-Water Emulsions. En Journal of Petroleum Technology, SPE 1939. 1968, 308p.

En presencia de rocas Caolinitas el pH neutro favorece la estabilización de emulsiones W/O. mientras que en presencia de rocas Silica el pH ácido favorece la estabilidad de la emulsión<sup>39</sup>.

### **5.3 MEDICIÓN DEL OXÍGENO**

Es importante estar midiendo la concentración de oxígeno en los pozos productores durante un proceso de combustión in situ con la ayuda de un cromatógrafo u otro sensor que mida este elemento.

El incremento en la concentración de oxígeno proveniente de los pozos productores es un indicador fiel combinado con el comportamiento de otros parámetros como la disminución en el pH del agua de producción y el incremento en la temperatura en el pozo de que se acercan emulsiones muy viscosas y estables<sup>40</sup>.

### **5.4 MEDICIÓN DE H<sub>2</sub>S Y SULFUROS DE HIERRO**

La producción de H<sub>2</sub>S además de ser tóxico para el operador y un agente de peligro inminente, al mezclarse con el agua de formación o el agua generada en la reacción de combustión puede formar ácidos corrosivos.

Estos ácidos en presencia de hierro pueden formar sulfuro de hierro, un agente emulsionante muy fuerte<sup>41</sup>.

---

<sup>39</sup> WANG, X. y ALVARADO, V. Effect of Salinity and pH on Pickering Emulsion Stability. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver-Colorado. USA, Septiembre 21-24 de 2008, 15p.

<sup>40</sup> PRIETO, H., LIMA, E., GAVIRIA, M. R., GIL, E., BENITEZ, N. y FUENMAYOR, M. Design and Operation of Production Facilities of the Quifa Field In-situ Combustion Project. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston-Texas. USA, Septiembre 28-30 de 2015, 9p.

<sup>41</sup> Ibid. P. 9.

## 6. PRUEBAS DE LABORATORIO

Es importante estar tomando muestras y hacer sus respectivos análisis en laboratorio para caracterización de crudo, análisis fisicoquímicos, pruebas de botella, entre otros que contribuyan en la mejora de los procesos de tratamiento principalmente para transporte.

### 6.1 PRUEBAS DE BOTELLA

Los rompedores de emulsión deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1000 ppm, aunque con un buen rompedor directo se utilizan 10 a 100 ppm.

Los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos livianos. El exceso de dosificación de rompedor incrementa los costos de tratamiento, puede estabilizar aún más la emulsión directa *W/O*, o incluso producir emulsiones inversas *O/W*. Debido a que los agentes rompedores son patentados, numerosos y complejos para su identificación, seleccionar el rompedor de emulsión más adecuado es un arte.

La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera. Las pruebas de botella ayudan a determinar cuál química puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión.

Para que esta prueba sea exitosa se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción emulsionada, la cual debe reunir las siguientes características según (*University of Texas, 1990*):

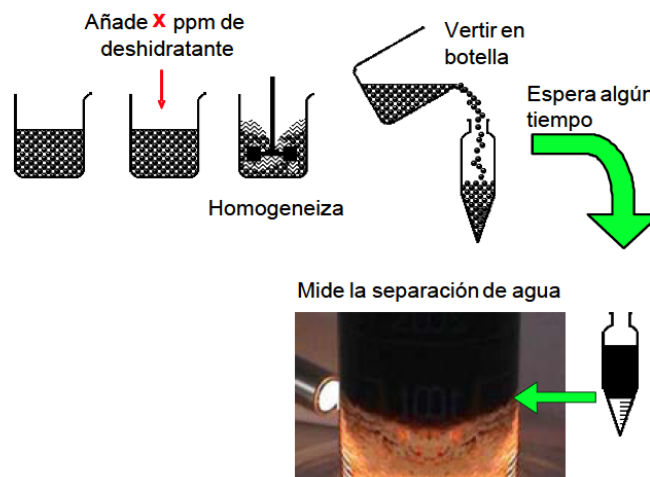
- Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
- Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.

- Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

El procedimiento para la aplicación de la prueba de botella (Figura 10) consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto químico a cada botella dejando una botella patrón o base sin química alguna, se homogeneiza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada.

Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo. Con esta data se construye la gráfica de porcentaje de agua separada en función del tiempo. Esta grafica permite determinar la eficiencia del químico rompedor usado<sup>42</sup>.

Figura 10. Procedimiento de una prueba de botella



Fuente: cuaderno FIRP S853-PP, 21p.

## 6.2 ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

En un análisis fisicoquímico de agua se busca identificar algunos parámetros importantes como el pH, la alcalinidad, la dureza, el índice de Langelier, el índice de Rizar, DBO/DQO, TDS, entre otros.

En un análisis de agua se determina el Sodio analíticamente mediante métodos como la absorción atómica, el Calcio y el Magnesio por titulación complejo métrica

---

<sup>42</sup> MARFISI y SALAGER. Op. Cit. P. 20-21.

utilizando EDTA como titulante y los indicadores Murexida para el Calcio y Eriocromo T para la dureza total.

Los cloruros se calculan con titulación por precipitación usando el método de Morh, que involucra Nitrato de Plata en presencia de Cromato de Potasio como indicador:



Los Bicarbonatos, Carbonatos e Hidróxidos son determinados mediante titulación de neutralización usando Ácido Clorhídrico en presencia de Fenolftaleína y Anaranjado de Metilo como indicadores.

La Turbidimetria permite calcular los Sulfatos precipitándolos con Cloruro de Bario en una solución estabilizante de Glicerina y Cloruro de Sodio:



Con esto se puede construir una gráfica de Turbidez vs  $BaSO_4$  con el uso de patrones de concentraciones conocidas de Sulfato.

El DBO/DQO representa la cantidad de oxígeno disuelto consumido por un agua durante la oxidación, el primero por vía biológica y el segundo por vía química.

El pH es el potencial de Hidrogeno utilizado para designar la acidez o caracterización básica de una solución. Convencionalmente se usa el exponente de la concentración en iones  $H^+$ :

$$pH = \frac{1}{[H^+]} = -\log[H^+] \quad (20)$$

Es así como un  $pH < 7$  significa que la solución es acida y un  $pH > 7$  una solución básica.

La alcalinidad se define como la capacidad del agua para neutralizar ácidos y se estima según la concentración de los iones  $HCO_3^-$ ,  $CO_3^{2-}$  y  $OH^-$ .

La dureza es la suma de la concentración de todos los metales alcalinotérreos (Ca y Mg), expresados en concentración equivalente de Carbonato de Calcio. La misma se subdivide en dos clases: dureza Carbonatica y no Carbonatica.

Los índices de estabilidad del agua ayudan a categorizar la misma ya sea como incrustante o corrosiva según sea el caso<sup>43</sup>.

## 7. CASOS DE ESTUDIO

En este capítulo se resumen las diferentes premisas asociadas a la formación, formulación, fenómenos relacionados e información que, bajo previa búsqueda, clasificación, jerarquización y selección de diferentes *Papers*, contribuyo a la base de conocimiento que permitió el planteamiento de la metodología propuesta en este trabajo.

Los diferentes *Papers* seleccionados se mencionan a continuación como casos de estudio, extrayendo la información relevante a este trabajo:

### 7.1 CASO 1 (SPE 174970)

Este primer caso es sobre el diseño y operación de facilidades de producción de un proyecto de combustión in situ en el campo Quifa. Este campo de crudo pesado de 13 °API con un mecanismo de empuje por acuífero activo se encuentra ubicado en Colombia.

El corte de agua en este campo esta sobre el 90% y su recobro primario por debajo del 14%. El proyecto piloto de recuperación *EOR* con combustión in situ aplicado a un sector de este campo fue operado desde noviembre de 2011 hasta julio de 2014. En este se instrumentaron todos los pozos con sensores de presión y temperatura para conseguir un monitoreo en tiempo real del proceso.

El diseño y operación de las facilidades de superficie consideraron los efectos de la combustión in situ en la integridad física de las instalaciones y el medio ambiente, principalmente aquellos que involucran la presencia de H<sub>2</sub>S y agua acida.

La formación productora conocida como arenas basales tienen una porosidad entre 25 y 33%, una permeabilidad del orden de los 5 a los 10 Darcy y un espesor neto entre 7 y 50 pies. Los pozos manejaban un *GOR* entre 7 y 8 SCF/Bbl y un rango de viscosidad del crudo de los 180 a 300 cp a condiciones de yacimiento.

---

<sup>43</sup> PADRON, A. Curso análisis e interpretación de pruebas fisicoquímicas de agua de producción. Pacific Corporate University, 2016. Pacific Exploration & Production.

Una de las principales características del yacimiento es la presencia de un fuerte acuífero de fondo. La recuperación primaria se calculó teniendo en cuenta una producción del 14% para pozos verticales y el 22.3% para pozos horizontales. La profundidad promedio es de 3000 pies, la razón de movilidad mayor a 100 y la temperatura de yacimiento es de 148 °F.

En la fase inicial del proyecto se inyectó vapor con una calidad del 98% a presiones de 900 y 1200 psi, a una temperatura promedio en cabeza de 596 °F. El objetivo de esta fase era crear una saturación de gas inicial en el yacimiento que facilitara la inyección de aire. Adicionalmente se inyectó nitrógeno como trazador y para confirmar la conectividad entre inyector y los pozos productores.

Los pozos productores vieron CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, agua ácida y emulsiones. La emulsión se pasó a través de un tratador térmico y un intercambiador de calor aplicando un tratamiento de deshidratación. El crudo fuera de especificaciones se retornaba aguas arriba.

Todos los pozos fueron equipados con sensores de presión, termocuplas y una fibra óptica de temperatura adicional al sensor del sistema de levantamiento con bomba electrosumegible.

Los principales problemas presentados durante el proyecto piloto fueron la formación de fuertes emulsiones y fallas en los sistemas de control de arena. En cuanto a las emulsiones, estas se volvieron mucho más estables con el proceso de combustión, por lo que el tratamiento químico que se hacía regularmente en el campo no fue efectivo.

Estas emulsiones se estabilizaron con partículas finas de la formación formando una interfaz en los tanques de almacenamiento incrementando los tiempos de residencia en más de 50 horas.

El primer pozo que evidenció la formación de emulsiones extremadamente estables con viscosidades mayores a 300000 cp con apariencia semisólida que taponó líneas de producción y separadores, tuvo que ser apagado mientras se estudiaron las opciones para su adecuado tratamiento y remediación.

Este artículo menciona como lecciones aprendidas referentes a este trabajo lo siguiente: la disminución del pH combinado con el incremento en la concentración de oxígeno en los pozos productores promueve la formación de fuertes emulsiones, las pruebas de tubos de combustión no evidenciaron producción de H<sub>2</sub>S contrario a lo ocurrido en campo, el uso de plantas de tratamiento de gas es más efectiva que el uso de secuestrantes de H<sub>2</sub>S, la estructura molecular de la arena de formación puede contener agentes que promueven la estabilización de emulsiones, por lo cual es importante tener una completa caracterización de los fluidos y la arena (Orea M., 2015).

## 7.2 CASO 2 (SPE 177134)

En este caso se integraron los resultados de seis pruebas de tubos de combustión y algunos experimentos de reacciones cinéticas usando un analizador termo gravimétrico y un escáner calorimétrico diferencial por sus siglas en inglés TGA y DSC respectivamente.

Se experimentó con crudo de 8.6 °API y 54000 cp de viscosidad. El objetivo de este estudio es estimar las variaciones en las reacciones químicas que ocurren durante un proceso de combustión in situ en un yacimiento con saturaciones de fluidos distribuidas de forma heterogénea.

Se hicieron combinaciones de saturaciones iniciales de agua entre 0%, 16% y 34%. Además de las saturaciones de crudo inicial de 34%, 54% y 84%. Los experimentos determinaron que la zona más crítica formada durante un proceso de combustión in situ es la zona de craqueo/vaporización o zona de combustible según el autor (Hascakir 2015b).

Los experimentos con saturación de agua inicial mantuvieron la combustión encendida, mientras que los que no tenían saturación de agua inicial se apagaron. En los experimentos sin agua, las reacciones *LTO* produjeron alcoholes. La presencia de agua en el yacimiento contribuye indirectamente en la creación de un ambiente sostenible para la combustión. Entre más saturación de crudo, se forma más coque y se consume más.

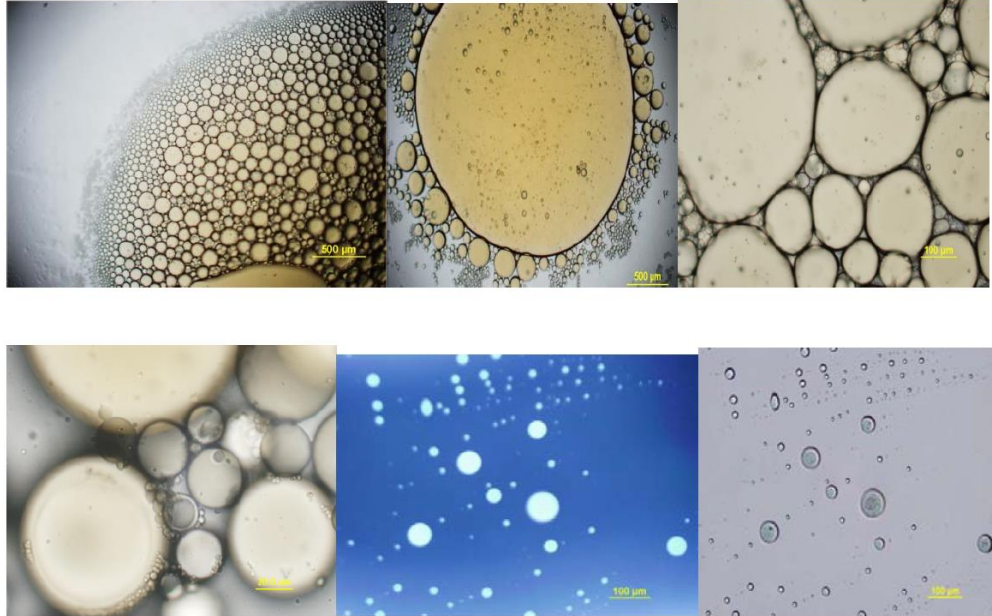
## 7.3 CASO 3 (SPE 158801)

En este caso se estudia la estimulación de micro emulsiones estables en la interfaz crudo-agua usando co-surfactantes como un método alternativo de recuperación mejorada *EOR*.

Los experimentos evidenciaron que a mayor energía la micro emulsión se volvía más estable. Al medir las densidades de los fluidos mediante el principio de oscilación electromagnética inducida observaron que estas descienden al aumentar la temperatura. Los tamaños de gota también fueron medidos como una función de la salinidad, surfactante y co-surfactante. La distribución de tamaños de la micro emulsión fue caracterizada usando un microscopio equipado con fuente de luz ultra violeta.

Un ejemplo de micro emulsiones presentes en un yacimiento se muestra en la Figura 11:

Figura 11. Fotografía de micro emulsiones estables



Fuente: SPE 158801, 6p.

#### 7.4 CASO 4 (SPE 157830)

En este caso se hace una investigación del comportamiento de flujo de emulsiones usando el método de drenaje gravitacional asistido con vapor.

Se hizo una aproximación de una emulsificación in situ con procesos de reacción pseudo químicas en dos pasos. La formación de emulsiones in situ tiene una influencia en la eficiencia de un proceso *SAGD* debido principalmente a tres mecanismos: alteración de las viscosidades, cambios en las propiedades térmicas efectivas de la fase aceite y la modificación del potencial relativo de flujo a cualquier porcentaje de saturación de agua.

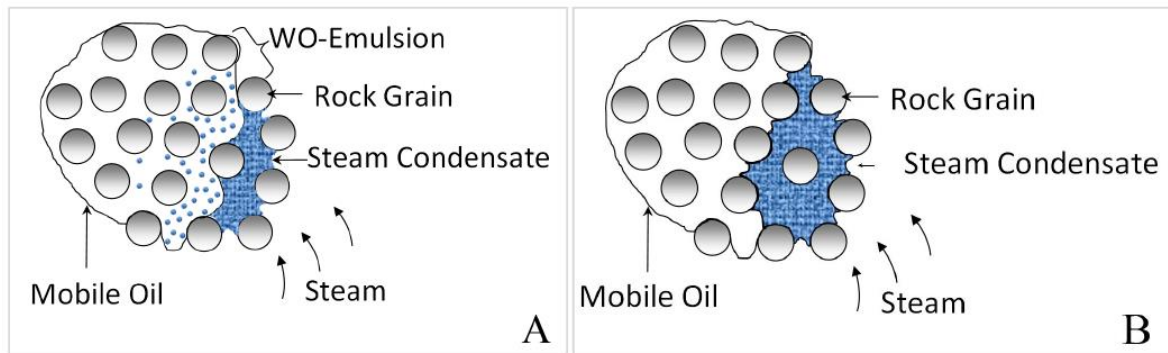
La viscosidad en las emulsiones *W/O* son complejas e influenciadas por varios factores, incluyendo los componentes o la composición del crudo, la temperatura, viscosidades del crudo y el agua, la concentración de surfactantes, presencia de finos, entre otros. La viscosidad de este tipo de emulsiones por lo general es mayor que la viscosidad del crudo y del agua por separado.

Además de la influencia de la viscosidad, la formación de emulsiones altera el flujo multifásico. Una fracción del volumen de agua que pudiera fluir como una fase separada es encapsulada dentro de la fase de aceite.

Se usó una data experimental (Sasaki et al., 2001b) como un estudio numérico análogo. El experimento se escaló de una prueba de laboratorio para *SAGD* con vapor de 100% de calidad a 105 °C inyectado en un pozo horizontal. Se creó un modelo de simulación con dimensiones 38x38x4.45 cm. Con una porosidad y permeabilidad promedio de 38% y 142 Darcy respectivamente. Al aplicar el método *SAGD* en campo se evidencio la producción de emulsiones *W/O* justo después de que el vapor hiciera irrupción en el pozo productor. El modelo de simulación busca introducir el efecto de la formación de emulsiones in situ para mejorar el ajuste histórico del mismo.

La incorporación de la física involucrada en la formación de emulsiones al modelo de simulación mejoro el ajuste histórico validando la teoría de estabilización de las emulsiones causada por la formación de micro burbujas de agua asociadas a la presencia de vapor. La Figura 12 muestra un esquema del fenómeno:

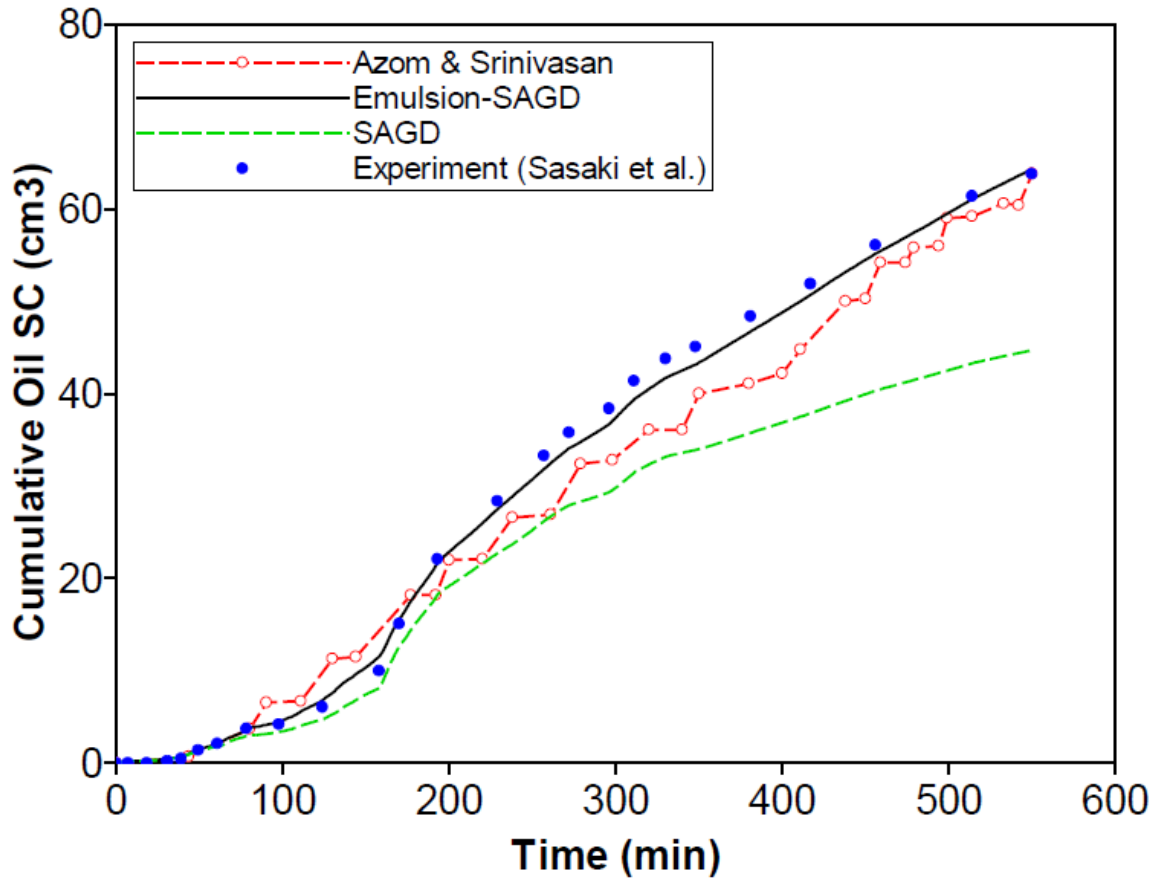
Figura 12. Comparación emulsión-SAGD con SAGD tradicional



Fuente: SPE 157830, 10p.

Complementariamente la Figura 13 muestra la diferencia entre el ajuste histórico del modelo de simulación implementando la emulsión-SAGD y su forma tradicional.

Figura 13. Comparación ajuste histórico acumulado de crudo



Fuente: SPE 157830, 13p.

## 7.5 CASO 5 (SPE 170162)

Este estudio muestra los mecanismos involucrados en las reacciones químicas gobernadas por la oxidación durante un proceso de combustión in situ e inyección de aire a alta presión.

Las reacciones *LTO* forman residuos con un peso molecular muy cercano al del crudo pesado original llamado comúnmente coque. Este coque es muy diferente en su composición elemental al coque producto de la pirolisis (Freitag and Verkoczy 2005).

Los mecanismos de reacción de la oxidación que han sido identificados en la literatura pueden ser usados para explicar porque el crudo pesado y el crudo liviano se comportan de forma diferente ante la inyección de aire.

La principal diferencia radica en los compuestos aromáticos, debido a que en los crudos livianos son menos abundantes que en los crudos pesados. Los componentes con peso molecular comparables son menos volátiles. Adicionalmente los crudos livianos contienen componentes de especies alifáticas con dos o cinco carbonos por molécula los cuales son mucho más volátiles que los componentes más ligeros de los aromáticos.

Una división de las reacciones de oxidación fue propuesta previamente (Fassihi et al. 1984, Kok and Karacan 1997), en donde se determinan tres diferentes tipos de acuerdo a la temperatura. Una de estas reacciones, definida como temperatura de oxidación media por sus siglas en ingles *MTO*, deja a su paso un residuo pesado. Esta reacción puede ser asociada con compuestos a base de aromáticos que actúan como inhibidores de oxidación.

## **7.6 CASO 6 (SPE 170094)**

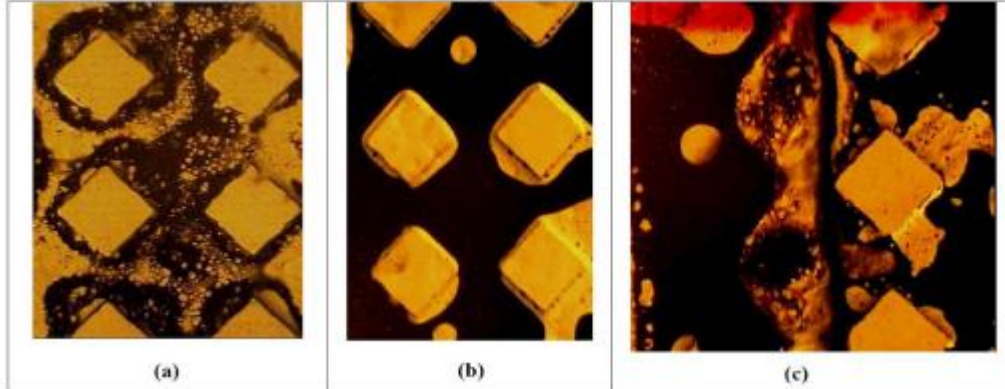
En este caso de estudio se hace una revisión del flujo de emulsiones durante un proceso de inyección de vapor.

En este trabajo se asume que la formación de emulsiones ocurre debido a la condensación del vapor, el cual penetra dentro del crudo bituminoso. Los principales mecanismos que intervienen en este modelo son: cambios en la viscosidad del crudo bituminoso, efecto multifásico y efectos por los cambios en la temperatura.

El modelo trabajado revelo que la viscosidad del crudo está asociada al balance entre el gradiente de temperatura que transfiere el calor por conducción y el gradiente de concentración de micro burbujas que forman emulsiones.

En este caso existen tres parámetros de control: la viscosidad asociada a la variación de temperatura, la difusividad térmica y la saturación de crudo residual. En la Figura 14 se aprecia un ejemplo de visualización de emulsiones in situ a escala de poro.

Figura 14. Emulsión durante un proceso SAGD



Fuente: SPE 170094, 3p.

### 7.7 CASO 7 (SPE 165384)

En este caso de estudio se miden mediante dos métodos el efecto en las propiedades interfaciales de diluyentes y la estabilidad de emulsiones en procesos SAGD.

Los dos métodos usados para las mediciones fueron: calorimetría de barrido diferencial y dispersión de la luz. Con estos métodos se realizó una caracterización de la emulsión. Las gotas de la emulsión fueron observadas con un microscopio a una escala de 40X y grabadas por una cámara digital.

El tamaño promedio de las partículas fue medido usando un analizador de distribución por difracción laser y su valor obtenido se aplicó para estimar su potencial Z. Los valores de potencial Z se corroboraron con un espectrómetro acústico que mide la corriente de vibración coloidal.

El espectrómetro acústico introduce una onda de ultra sonido para perturbar la capa doble de la emulsión. El desplazamiento de la nube iónica crea un momento dipolar. La suma de estos momentos dipolares aplicados a muchas partículas crea un campo eléctrico que permite que la corriente de vibración coloidal fluya. El instrumento registra esta corriente con la cual determina el potencial Z con la ayuda de una ecuación empírica. Muestras de emulsiones fueron medidas justo después de su preparación comprobando una de las principales ventajas de usar la medición electroacústica comparada con los métodos electro cinético tradicional eliminando la necesidad de diluir la muestra.

Durante el proceso de SAGD se formaron emulsiones W/O/W apretadas y estables, las cuales deben ser tratadas. Para tratar estas emulsiones complejas se requiere de la selección de la química más efectiva posible. Es preciso identificar correctamente el tipo de emulsión antes de aplicar cualquier tipo de rompedor, ya

sea directo o inverso. En este caso de investigación se probaron ambos y sugieren que se debe tener un conocimiento previo de los mecanismos de estabilización y desestabilización de la muestra.

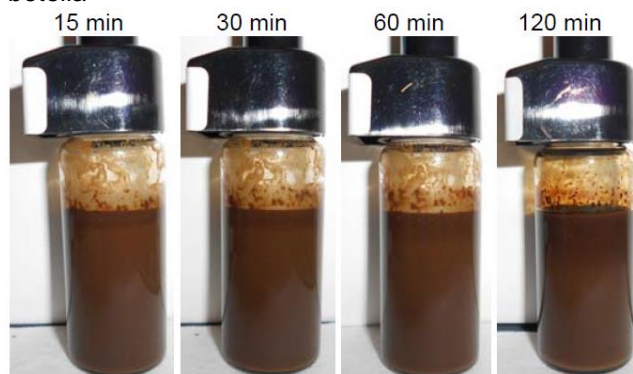
En este orden de ideas aplicaron métodos novedosos para determinar la apropiada caracterización de la emulsión y entender como los diferentes parámetros del proceso SAGD afectan su comportamiento.

Los dos métodos usados en este trabajo han sido recientemente introducidos a los procedimientos de análisis de emulsiones en la industria de hidrocarburos. Se estudiaron los efectos de dilución en la estabilidad de las emulsiones, se hicieron pruebas de botella (ver Figura 15), se analizaron los cambios en el tamaño de las partículas durante la floculación y la coalescencia. Se observaron las variaciones en las fracciones de volumen para estudiar los fenómenos de migración.

Con el estudio se demostró que los dos métodos usados son una herramienta poderosa para caracterizar cuantitativamente emulsiones complejas formadas durante operaciones SAGD. Se logró identificar el tipo de emulsión, procesos de nucleación y la concentración de sal de la fase agua.

La comparación de la estabilidad de las emulsiones con los valores obtenidos del potencial Z usando diferentes tipos de diluyentes sugiere que esta depende del balance entre el efecto Marangoni y los mecanismos electrostáticos. Su estabilidad está relacionada con la fuerza dominante en dicho balance.

Figura 15. Pruebas de botella



Fuente: SPE 165384, 6p.

## 7.8 CASO 8 (SPE 162633)

En este estudio se investigan las bondades de usar emulsiones W/O como método EOR y su comportamiento de flujo en el medio poroso.

Se estudiaron simulaciones numéricas aplicadas al empuje por medio emulsiones (inyección de emulsiones) en un yacimiento homogéneo de crudo pesado usando un modelo de fluido *black oil* y el simulador comercial STARS de la empresa CMG.

El efecto de la irrupción de la emulsión inyectada fue simulado mediante la inyección simultánea de crudo y agua. La emulsión estable W/O se simuló mezclando 60% agua con 40% crudo y una viscosidad de 2000 cp a temperatura de yacimiento. Esta emulsión se desplazó a través de la arena de formación sin taponar el medio poroso con una presión estable y una tasa de inyección constante.

### **7.9 CASO 9 (SPE 170008)**

En este caso se hizo un análisis de la eficiencia del proceso de combustión in situ en un medio heterogéneo.

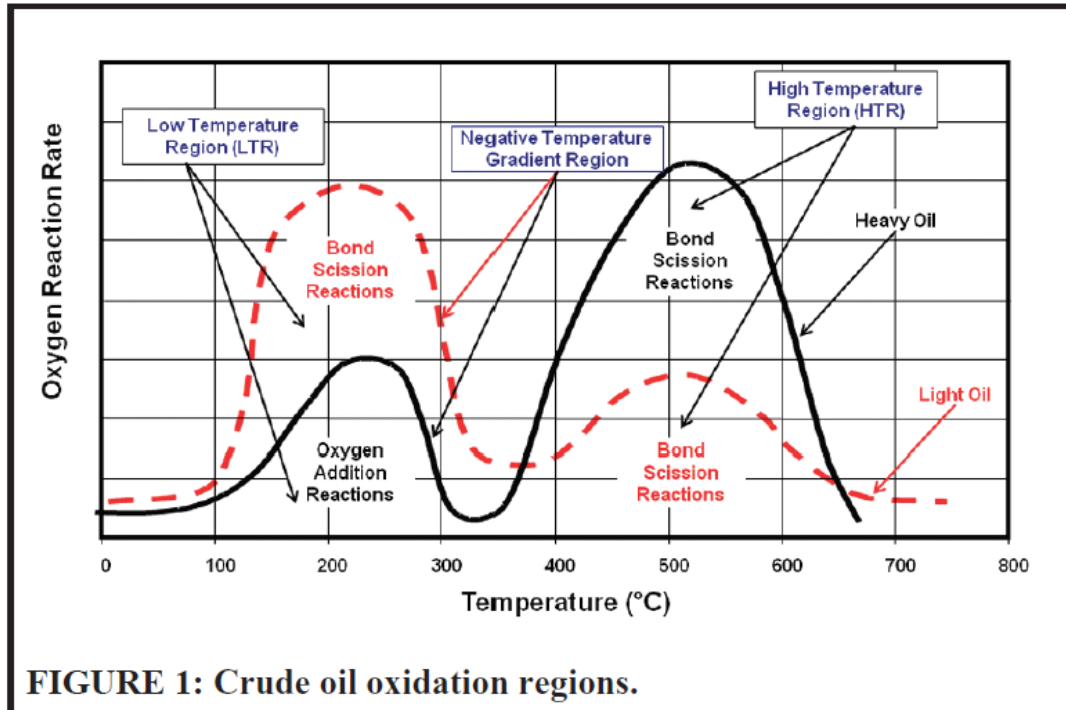
Se investigó la reactividad de la roca, la composición del crudo, la permeabilidad, la porosidad y la distribución de fases del fluido. Se determinó que los cambios en las propiedades químicas y la reactividad de las muestras de roca tienen el mayor impacto en la eficiencia del proceso.

### **7.10 CASO 10 (JCPT VOLUME 48 No. 4)**

En este caso se muestra la complejidad de un proyecto de inyección de aire basado en pruebas de laboratorio y modelos de simulación numérica. También se muestra el desafío de predecir correctamente la eficiencia del proceso.

En general los productos menos deseables de las reacciones de oxidación son compuestos tales como los asfaltemos y eventualmente el coque. En este trabajo presentan un esquema de diferentes regiones de oxidación para el crudo (ver Figura 16).

Figura 16. Regiones de oxidación



**FIGURE 1: Crude oil oxidation regions.**

Fuente: PETSOC 2009, 2p.

La investigación define un fenómeno o mecanismo de empuje que se presenta durante el proceso como el efecto *bulldozing*. Este es bien conocido en procesos de combustión y es asociado con la alta eficiencia de desplazamiento. Estudios de laboratorio y muestras de núcleos tomados de regiones por donde paso el frente de combustión de diferentes campos mostraron una completa ausencia de hidrocarburos en las regiones desplazadas por la zona de combustión.

Aproximadamente entre el 5 al 10% del crudo en sitio se consumió como combustible mientras que el resto se movilizó. El frente de combustión actúa como un *bulldozer* desplazando la mayoría del crudo por delante de él, el cual no pudo ser previamente movido por la acción de ningún otro mecanismo de empuje.

### 7.11 CASO 11 (SPE 3350)

Este caso explica diferentes fenómenos evidenciados durante una prueba de campo con combustión in situ.

Se observaron emulsiones W/O con contenidos de agua de 40%. Al producir estas emulsiones la salinidad del agua disminuyó, los sulfatos y la concentración de hierro se incrementaron.

Se mencionan problemas operacionales como la producción de arena, en donde causo abrasión y erosión en los equipos del pozo. Justo antes y después de la irrupción del frente de combustión se incrementó la temperatura del fluido y el agua fue altamente corrosiva.

#### **7.12 CASO 12 (JSFU E&T 2008)**

Este estudio publicado por la revista ingeniería y tecnologías de la universidad federal de Siberia (*Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies*) muestra los efectos de cavitación asociados al flujo de fluidos usando nanotecnología.

Los resultados fueron validados por las investigaciones de cavitación ultrasónica. La concentración de oxígeno incrementa la cavitación hidrodinámica. Los cambios en el pH del agua a causa de la cavitación producen varios compuestos químicos dependiendo de la presencia de impurezas y el contenido de gas en el agua.

#### **7.13 CASO 13 (IFP VOL. 59 No. 5)**

Esta investigación del IFP (Instituto Francés de Petróleo) publicado en la revista *Oil & Gas Science and Technology*, volumen 59, artículo número 5, en el año 2004. Contiene un análisis interesante sobre las propiedades de las emulsiones y su aplicación en el transporte de crudo pesado muestra la importancia de la presencia de asfaltemos en la estabilidad de dichas emulsiones.

Los asfaltemos contienen grupos polares tales como esterres, éter y carbonilo. Así como grupos ácidos y básicos que pueden ser ionizados dentro de un cierto rango de pH. Las resinas por si solas no afectan mucho la estabilidad de las emulsiones pero al entrar en contacto con la mezcla cuando se precipitan los asfaltemos pueden generar un incremento en la estabilidad. Aunque se da el caso en donde, si la concentración de resinas es demasiado alta la estabilidad no se mejora.

El tamaño de las partículas contribuye a la estabilización, entre gotas más pequeñas la emulsión es mucho más estable. El óxido de hierro y el hidróxido de calcio ayudan a estabilizar las emulsiones W/O.

El tipo de emulsión es influenciado por el ángulo de contacto entre las partículas y la interfaz entre el crudo y el agua. Si el ángulo es mayor a 90° se forman emulsiones W/O y si es menor a 90° O/W.

### 7.14 CASO 14 (SPE 182851)

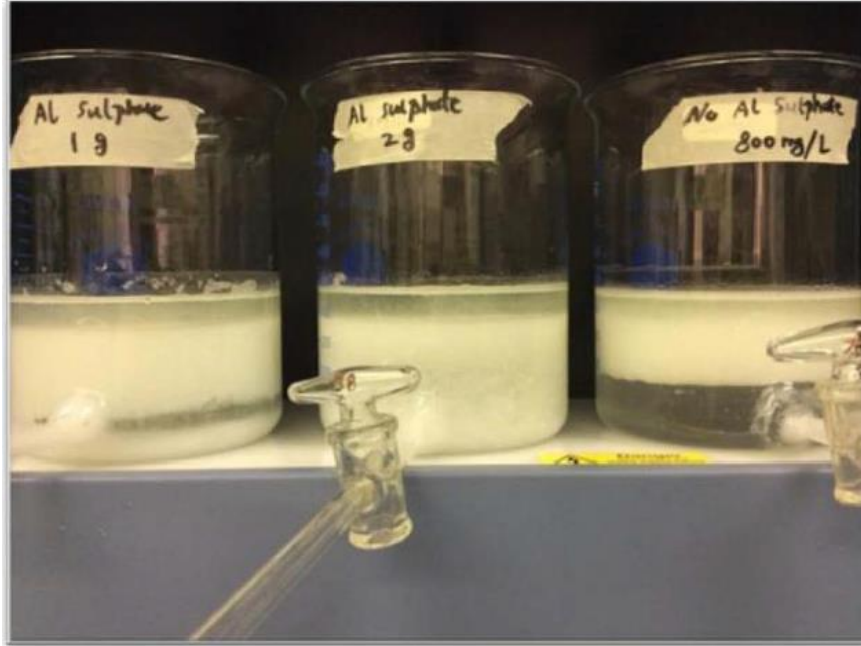
Este estudio propone un tratamiento químico para desestabilizar las emulsiones W/O. Se aplicó el mismo volumen de surfactante aniónico y diferentes dosis de sulfato de aluminio en varias muestras de emulsión. En otras muestras se combinó el surfactante aniónico con sulfato ferroso. Las Figuras 17 y 18 muestran las pruebas respectivamente.

Figura 17. Muestras con sulfato ferroso



Fuente: SPE 182851, 5p.

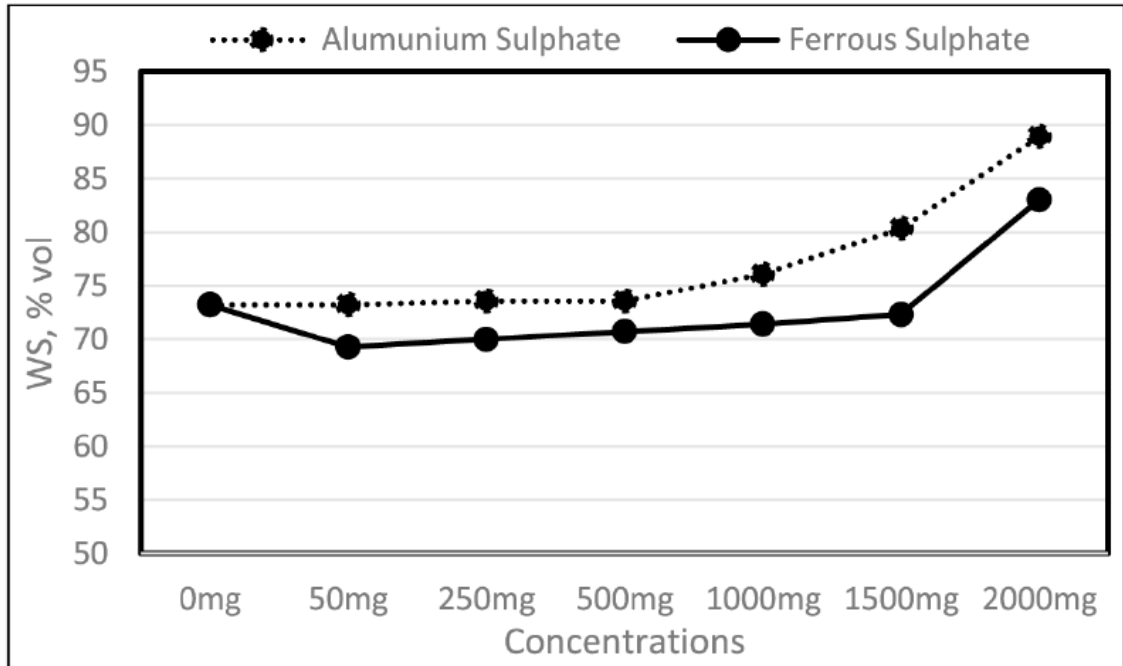
Figura 18. Muestras con sulfato de aluminio



Fuente: SPE 182851, 5p

En la Figura 19 se observa la comparación a diferentes concentraciones:

Figura 19. Comparación de los dos tratamientos



Fuente: SPE 182851, 5p

Después de la investigación, se concluye que al agregar electrolitos tales como sulfato de aluminio y sulfato ferroso mejoran la desestabilización de una emulsión W/O comparados en forma general.

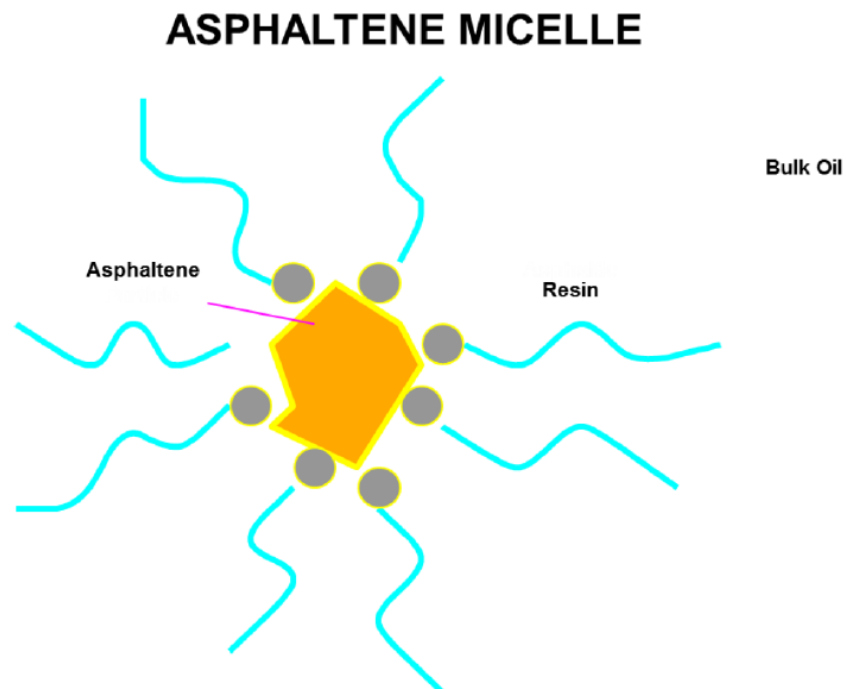
Revisando un poco más en detalle se demostró que el sulfato de aluminio es más eficiente al compararlo con el sulfato de hierro.

### 7.15 CASO 15 (SPE 181183)

En esta investigación se propone una guía práctica para la selección y aplicación de tratamientos químicos usados para la producción mejorada en yacimientos de crudo pesado.

Los yacimientos de crudo pesado producen crudo de baja gravedad y con alto contenido de asfáltenos. Los asfáltenos no son parte del crudo, así como las parafinas, pero estos se encuentran presentes en el crudo en forma de dispersión coloidal. Los coloides se estabilizan por un anillo alrededor de estos formado por resinas con un peso molecular más ligero como una micela dispersada en el crudo (ver Figura 20). Cualquier acción que desestabilice la micela de asfálteno causa que este flocule y se precipite.

Figura 20. Micela de asfálteno



Fuente: SPE 181183, 2p

Cuando ocurre la depositación de compuestos orgánicos en el yacimiento, a menudo se observa un cambio en la permeabilidad relativa a la humectabilidad del crudo como un efecto del material orgánico. El mecanismo de daño más común en yacimientos de crudo pesado es provocado por el vapor usado para la extracción del crudo. El vapor contribuye al daño de varias formas y las altas temperaturas es una de ellas. Los asfaltenos comienzan a descomponerse a temperaturas mayores a 300 °C.

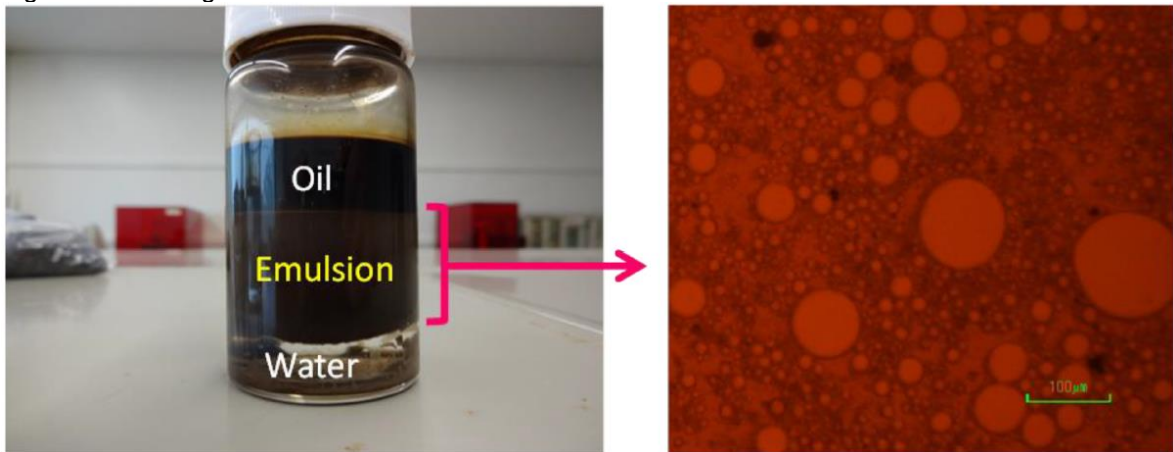
### 7.16 CASO 16 (SPE 182411)

Este caso de estudio expone una experiencia en campo donde el cambio de condiciones operacionales alteró la estabilidad de las emulsiones normalmente producidas, a las cuales se les aplicaba un tratamiento químico que al momento del cambio dejó de funcionar de forma correcta.

Las emulsiones estuvieron estables por días y presentaron dificultad para romperse. El contenido de *BS&W* en el crudo de venta excedieron la especificación de 0.5%. el operador fue forzado a reducir la tasa de producción de 50 a 35 m<sup>3</sup>/d.

Con observaciones micro graficas de la emulsión lograron identificar el tipo de emulsión como W/O (ver Figura 21).

Figura 21. Micro grafica de una muestra de emulsión



Fuente: SPE 182411, 5p.

Asfaltenos y partículas de arcilla fueron encontradas en la emulsión almacenada del tanque de agua después de filtrarse. Ambos tipos de partículas son conocidos por formar y estabilizar emulsiones en la industria del petróleo. Se realizaron

varias pruebas de botella para determinar el nuevo tratamiento químico adaptado a las nuevas condiciones actuales de operación en los fluidos de producción. El cambio en el fluido se atribuye al incremento en la tasa de producción, a la presencia de asfáltenos y a las partículas de arcilla. Una lección aprendida de este proyecto fue que los programas de tratamiento de emulsiones deberían ser revisados periódicamente, especialmente cuando las condiciones operacionales cambian.

## **8. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA TRATAMIENTO DE EMULSIONES ASOCIADAS A PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU**

La metodología propuesta para el tratamiento de emulsiones formadas en proyectos de combustión in situ aplicados a yacimientos de crudos pesados se explica por pasos a continuación:

- Paso 1: estudio de mercado de tecnologías en medición.

Es importante estar revisando las tecnologías probadas y reconocidas por la comunidad científica. Actualmente se pueden aplicar tecnologías como la fibra óptica para la medición del perfil de temperatura a lo largo del pozo, equipos de instrumentación instalados en fondo de pozo que ayuden a equilibrar las cargas eléctricas en el fluido como mecanismo de prevención de formación de emulsiones y equipos de laboratorio como los del caso de estudio 7 que permitan caracterizar diferentes tipos de emulsiones.

- Paso 2: evaluación financiera de la instrumentación de los pozos y equipos de laboratorio.

Toda tecnología de interés para el proyecto debe ser evaluada financieramente teniendo en cuenta sus costos asociados a la marca, calidad, respaldo, mantenimiento, versatilidad, eficiencia, garantía, tiempo de vida útil, entre otros.

- Paso 3: selección de la instrumentación y equipos de laboratorio.

Según el resultado de la evaluación financiera sometida a un árbol de decisión que tenga en cuenta su costo, costos asociados, indicadores como el VPN, la probabilidad de funcionamiento correcto y el riesgo.

- Paso 4: medición de los parámetros operacionales antes de la inyección de aire.

Es bueno antes de iniciar cualquier proyecto tener una referencia o curva base con la cual comparar y así poder ver diferencias. Ya sea para el día a día del proceso como para su evaluación final de éxito o fracaso.

- Paso 5: monitoreo y seguimiento de los parámetros operacionales durante el proyecto.

Para optimizar cualquier proceso es necesario medir y hacer seguimiento a las diferentes variables involucradas para así detectar oportunidades de mejora continua.

- Paso 6: inspección periódica en busca de presencia de emulsiones.

Se debe hacer inspecciones periódicas en busca de presencia de emulsiones a lo largo del proceso, principalmente la aparición de la primera emulsión ya que esta permite identificar las variables operacionales asociadas a su formación.

- Paso 7: determinación del tipo de emulsión y caracterización.

Después de la aparición de la primera emulsión y cada vez que se presenten anomalías en las condiciones normales de operación se requiere analizar una muestra y volver a caracterizar el tipo de emulsión.

- Paso 8: selección de tratamiento adecuado según tipo y caracterización de la emulsión.

la determinación del tipo y caracterización de la emulsión es el primer paso para su adecuado tratamiento, debido a que esto da una idea del tipo de tratamiento que debe ser probado. Todo tratamiento debe ser probado antes en el laboratorio con el fin de garantizar si efectividad y correcta selección.

- Paso 9: reconocimiento de patrones asociados a los parámetros operacionales.

Con la aparición de la primera emulsión es posible hacer un análisis de reconocimiento de patrones para identificar las variables que más se correlacionan a dicha aparición. Con esto es posible anticiparse a la producción de emulsiones en pozos vecinos que no haya presentado esta condición operacional. Adicionalmente el reconocimiento de patrones permite programar alarmas en caso de algún cambio relevante que dé algún indicio de que se forme una emulsión más fuerte, es decir, una emulsión con caracterización diferente que requiere un tratamiento distinto al actual.

- Paso 10: detección de cambios en los patrones.

Estos cambios son alarmas para ejecutar acciones operacionales correctivas de forma rápida y oportuna. Garantizando con esto la continuidad en la producción durante el proyecto. Es importante aplicar diferentes técnicas de análisis de datos e ir aprendiendo del proceso. Entre más se conozca el proceso existe mayor probabilidad de éxito.

➤ Paso 11: documentación de las lecciones aprendidas.

Este es el punto más importante de toda investigación, proceso, metodología, método o técnica. Ya que la documentación de las lecciones aprendidas ayuda a futuros proyectos y alimenta la base de conocimiento. El conocimiento se debe compartir con el propósito de ser cada vez mejores y mantener el avance y continuo aprendizaje.

En la Figura 22 se esquematiza la metodología propuesta para el tratamiento de emulsiones presentes en los procesos de *EOR* mediante el método de combustión in situ aplicado en la explotación de yacimientos de crudos pesados a manera de flujo de trabajo.

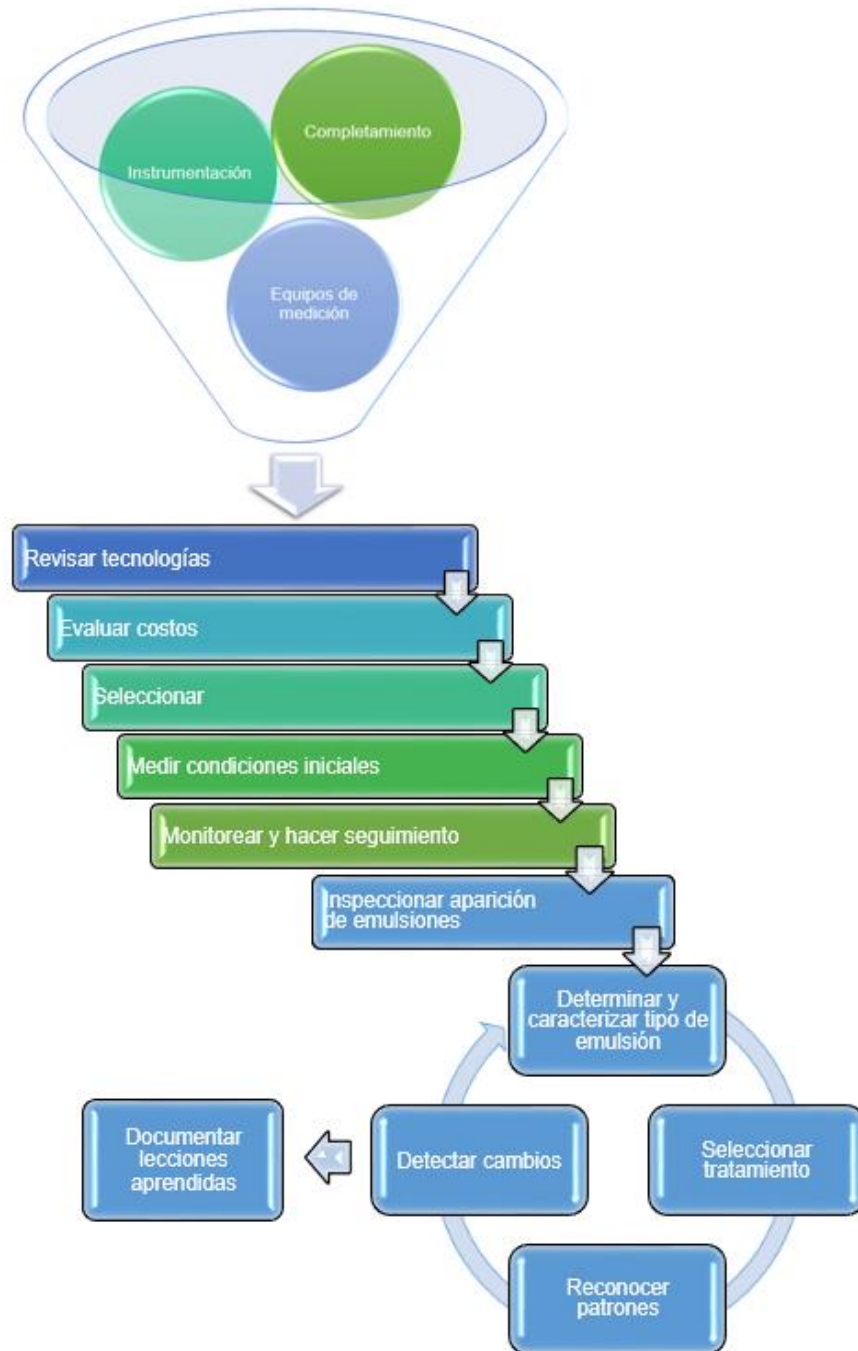
El diagrama esquemático de la metodología propuesta comienza de arriba hacia abajo siguiendo las flechas, en donde los pasos del 1 al 4 se ejecutan desde la etapa de diseño del proyecto de combustión in situ que se vaya a implementar hasta antes de su arranque operacional en campo.

Desde el inicio de las operaciones en campo al momento de comenzar a inyectar el aire al yacimiento hasta unos dos meses después de suspender la inyección de aire (cuando se apague el frente de combustión) se procede con el paso 5.

Debido a que cada yacimiento es un mundo completamente diferente es posible que no se presenten problemas de emulsiones. Es por eso que se debe inspeccionar durante todo el proceso de combustión en caso de evidenciar la aparición de alguna emulsión. Dado el caso en que se presenten emulsiones, las primeras por lo general son emulsiones simples y a medida que el frente de combustión se acerca al pozo productor se vuelven complejas. En un proyecto de combustión in situ en donde se presenten problemas por emulsiones, estas pueden tener durante la etapa del proceso de combustión hasta 6 tipos de dureza y estabilidad. De menor a mayor grado a medida que la temperatura aumenta. El paso 6 de la metodología determina si en el proceso se presentan emulsiones y con este se da inicio a un ciclo entre los pasos 7, 8, 9 y 10 que iteran o se repiten según cambie la complejidad o fuerza de la emulsión. No existe un demulsificador universal o rompedor estándar, es por eso que es importante el paso 11 en donde se documentan la evidencias y resultados del proyecto. A medida que se tenga

más información es posible determinar semejanzas o diferencias que ayuden a enriquecer la metodología.

Figura 22. Metodología para el tratamiento de emulsiones



## 9. CONCLUSIONES

Los tratamientos convencionales para romper emulsiones pueden funcionar con las primeras apariciones, pero a medida que la temperatura aumenta se hace necesario reevaluar la química y reformular.

Hasta el momento el tratamiento más eficaz para romper emulsiones es el químico, las nuevas tecnologías o métodos novedosos han demostrado que favorecen en cierto grado la separación, pero no de forma completa.

Una emulsión muy fuerte formada por temperaturas mayores a 250 °C después de llegar a superficie y comenzar su enfriamiento se hace mucho más fuerte. Es importante tratar las emulsiones más fuertes antes de que se enfríen.

El completamiento de los pozos y sus facilidades hasta las primeras etapas de separadores deben ser resistentes a las altas presiones y temperaturas según pruebas previas en laboratorio de tubos de combustión. Se deben tener plantas de tratamiento de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> principalmente. Además, los materiales deben ser resistentes a la corrosión y en ocasiones se deben instalar equipos de control de arena según el yacimiento.

La clave en el correcto tratamiento de las emulsiones de producción está en la determinación de su tipo y caracterización de la misma.

Todo proyecto debe empezar con una matriz de selección de tecnologías que puedan mejorar de alguna forma los métodos tradicionales o que contribuyan a la optimización de sus procesos haciéndolo más rentable y atractivo.

En los procesos de recuperación *EOR* con combustión in situ aplicados en yacimientos de crudos pesados es posible estimar la aparición de emulsiones fuertes mediante la medición y análisis de variables como el pH del agua, la temperatura y la concentración de oxígeno en el gas en cada uno de los pozos productores dentro del radio de acción de la combustión.

Todos los casos de estudio en donde determinaron el tipo y caracterización de la emulsión concuerdan en que el proceso de combustión in situ crea un ambiente bastante propenso a la formación de emulsiones complejas fuertes del tipo *W/O/W*.

La mayoría de los casos de estudio atribuyen la estabilidad de la emulsión a la presencia de asfaltenos, finos, arcillas y micro burbujas.

## **10. RECOMENDACIONES**

Antes de iniciar cualquier proyecto es necesario consultar si existen antecedentes de lecciones aprendidas que mitiguen y/o eviten diferentes problemas operacionales.

La formación de equipos multidisciplinarios permite un mejor análisis en la búsqueda de soluciones a problemas operacionales explorando la causa raíz de las fallas asociadas desde varias perspectivas, dando un mejor panorama y mayor cantidad de posibles soluciones a explorar y verificar su efectividad.

Como ingenieros es importante cultivar la creatividad y curiosidad por la investigación y el desarrollo para así seguir creciendo y compartiendo la experiencias y conocimientos adquiridos.

## BIBLIOGRAFÍA

- AHMED, T.: Reservoir Engineering Handbook, cuarta edición, editorial Elsevier, 2010.
- BAHAR, M., LIU, K. y RASHID, A. Stimulation of Stable Micro-Emulsion at Oil-Water Interface Using Co-Surfactants as an Alternative Method for Enhanced Oil Recovery. En SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth-Australia, Octubre 22-24 de 2012.
- BALSAMO, V., PHAN, J. y NGUYEN, D. Effect of Diluents on Interfacial Properties and SAGD Emulsion Stability: II. Differential Scanning Calorimetry and Light Scattering Methods. En SPE Heavy Oil Conference Canada, Alberta-Canada, Junio 11-13 de 2013.
- BROWN, G. The Essentials of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis, Schlumberger Educational Services. Schlumberger 2005–2009.
- CARDENAS, A. y SALAGER, J. L. Emulsiones Múltiples. Cuaderno FIRP S277-C, Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química, Mérida-Venezuela, Versión # 3, 2011.
- CASTRO, L. U. y MORALES, R. A. A Practical Guideline for Selection and Application of Chemical Treatments for Production Enhancement in Heavy Oil Reservoirs. En SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference, Lima-Peru, Octubre 19-20 de 2016.
- CHU, Ch. State-of-the-Art Review of Fireflood Field Projects. En Journal of Petroleum Technology, 1982.
- CINAR, M., HASCAKIR, B., CASTANIER, L. y KOVSCEK, A. Predictability of crude oil in-situ combustion by the isoconversional kinetic approach. Society of Petroleum Engineers, SPE-148088. February 2011.
- DAYAL, H., PANDEY, V., MITRA, S., BHUSHAN, B., BHANDARI, A. y DWIVEDI, M. Monitoring of in-situ combustion process in Southern part of Balol field through analysis of produced fluids. En Society of Petroleum Engineers, SPE-150310. December 2011.
- ESCOBAR, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, primera edición, editorial Universidad Surcolombiana, 2012.

- EZEUKO, C. C., WANG, J. y GATES, I. D. Investigation of Emulsion Flow in Steam-Assisted Gravity Drainage. En Society of Petroleum Engineers Journal, Junio de 2013.
- EZEUKO, C. C., WANG, J. y GATES, I. D. Investigation of Emulsion Flow in SAGD and ES-SAGD. En SPE Heavy Oil Conference Canada, Alberta-Canada, Junio 12-14 de 2012.
- FAROUQ ALI, S. M. A Current Appraisal of In-Situ Combustion Field Tests. En Journal of Petroleum Technology, Abril de 1972.
- FREITAG, N. P. Chemical reaction mechanisms that govern oxidation rates during in-situ combustion and high-pressure air injection. Society of Petroleum Engineers, SPE-170162. June 2014.
- FU, X., LANE, R. y MAMORA, D. Water-in-oil emulsions: flow in porous media and EOR potential. Society of Petroleum Engineers, SPE-162633. November 2012.
- GIL, E., QUINTERO, N., ROJAS, L., FUENMAYOR, M. y FAROUQ ALI, S. M.: Monitoring and optimization of an in-situ combustion pilot applying STAR™ Technology. Society of Petroleum Engineers, SPE-174435. June 2015.
- GUTIERREZ, D., MOORE, R. G., MEHTA, S. A., URSENBACH, M. G. y SKOREYKO, F. The Challenge of Predicting Field Performance of Air Injection Projects Based on Laboratory and Numerical Modeling. En Journal of Canadian Petroleum Technology, Volume 48, No. 4, Abril de 2009.
- HASCAKIR, B. y KOVSCEK, A. R. Analysis of In-Situ Combustion Performance in Heterogeneous Media. En SPE Heavy Oil Conference-Canada, Alberta-Canada, Junio 10-12 de 2014.
- HASCAKIR, B., GLATZ, G., CASTANIER, L. y KOVSCEK, A. In-situ combustion dynamics visualized with x-ray computed tomography. Society of Petroleum Engineers, SPE-135186. November 2010.
- ISLAM, M. R., GENYK, R. y MALIK, Q. Experimental and Mathematical Modelling of Ultrasonic Treatments for Breaking Oil-Water Emulsions. En Canadian International Petroleum Conference, Calgary-Alberta, Canada, Junio 4-8 de 2000.
- KLOCK, K. y HASCAKIR, B. Simplified reaction kinetics model for in-situ combustion. Society of Petroleum Engineers, SPE-177134. November 2015.

- KUDRYAVTSEV, P. y HASCAKIR, B. Towards dynamic control of in-situ combustion: effect of initial oil and water saturations. Society of Petroleum Engineers, SPE-169542. April 2014.
- KULAGIN, V. KULAGINA, T. y KULAGINA, L. Nanotechnology cavitation effects in the head-and-power engineering and other branches of production, Journal of Siberian Federal University. Russia, 2008.
- KUMAR, R., DAO, E. y MOHANTY, K. Heavy-oil recovery by in-situ emulsion formation. Society of Petroleum Engineers, SPE-129914. September 2011.
- LANGEVIN, D., POTEAU, S., HÉNAUT, I. y ARGILLIER, J. F. Crude Oil Emulsion Properties and their Application to Heavy Oil Transportation. En Oil & Gas Science and Technology, Rev. IFP, Vol. 59, No. 5, 511-521p, 2004.
- LI, G., MOJARAD, M. y DEGHANPOUR, H. Emulsion Flow at the Edge of a Steam Chamber. En SPE Heavy Oil Conference-Canada, Alberta-Canada, Junio 10-12 de 2014.
- MA, H., SULTAN, A. S., SHAWABKEH, R. y NASSER, M. S. Destabilization and Treatment of Production Water-Oil Emulsion Using Anionic Polyacrylamide with Electrolyte of Aluminium Sulphate and Ferrous Sulphate. En Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi-UAE, Noviembre 7-10 de 2016.
- MARFISI, Sh. y SALAGER, J. L. Deshidratación de crudo. Principios y tecnología. Cuaderno FIRP S853-PP, Universidad de los Andes, Mérida-Venezuela, Mayo de 2004.
- MENDOZA, A., OLIVEROS, D., ARELLANO, D., PEROZO, H., REINOZA, J. y RIVAS, A. New approach to upgrade the combustion in situ process by using an emulsified additive on heavy oil from Orinoco Belt. Society of Petroleum Engineers, SPE-145056. July 2011.
- MERCADO, R., BRACHO, C. y AVENDAÑO, J. Emulsiones asfálticas, usos-rompimientos. Cuaderno FIRP S365-A, Universidad de los Andes, Escuela de ingeniería Química, Mérida-Venezuela, Versión #1, 2008.
- NGUYEN, D., SADEGHI, N. y HOUSTON, C. Emulsion characteristics and novel demulsifiers for treating chemical induced emulsions. Society of Petroleum Engineers, SPE-143987. July 2011.

- PARIS, M.: Fundamentos de ingeniería de yacimientos, primera edición, editorial Ediciones Astro Data S. A., 2009.
- PLASENCIA, J. SCHAEFER, E. y NYDAL, O. J. Pipe flow of water in oil emulsions in different pipe diameters, Multiphase flow assurance innovation centre. Department of energy and process engineering. Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2012.
- PRIETO, H., LIMA, E., GAVIRIA, E., GIL, E., BENITEZ, N. y FUENMAYOR, M. Design and operation of production facilities of the Quifa field in-situ combustion Project. Society of Petroleum Engineers, SPE-174970. September 2015.
- RAZAK, W., ZAIN, Z., ZHANG, Y. y MUTHIAH, C. An investigation on factors influencing in-situ emulsion stability. Offshore Technology Conference, OTC-24780. Kuala Lumpur, Malaysia. 2014.
- REYES, Y. y MÉNDEZ, G. Metodología integrada para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de combustión in situ. Tesis Universidad Industrial de Santander, 2009.
- RIOS, E.: Curso de Combustión In Situ, Bogotá-Colombia, 2012.
- SALAGER, J. Formulación, composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas. Estado del arte. Parte A. Introducción y conceptos de formulación fisicoquímica. Cuaderno FIRP S747-A, 1999.
- SALAGER, J. Formulación, composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas. Estado del arte. Parte B. Propiedades de las emulsiones y su medición. Cuaderno FIRP S747-B, 1999.
- SALAGER, J. Fenómenos electrocinéticos. Cuaderno FIRP S611-A, Universidad de los Andes, Escuela de ingeniería Química, Mérida-Venezuela, Versión #1, 1988.
- SPEIGHT, J. Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands, publicado por Gulf Publishing Company, 2009.
- STRASSNER, J. E. Effect of pH on Interfacial Films and Stability of Crude Oil-Water Emulsions. En Journal of Petroleum Technology, Marzo, 1968.
- UETANI, T., FURUICHI, N., YOROZU, H., SASAYA, K., SHIBUYA, T., KIMINAMI, N. y YONEBAYASHI, H. Regaining Oil Production by Overcoming Emulsion Problems After Artificial Lift Installation. En SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth-Australia, Octubre 25-27 de 2016.

- WANG, X. y ALBARADO, V. Effect of Salinity and pH on Pickering Emulsion Stability. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver-Colorado, USA, Septiembre 21-24 de 2008.
- WANG, Zh., LIN, X., YU, T., HU, Zh., XU, M. y YU, H. Case History of Dehydration-Technology Improvement for HCPF Production in the Daqing Oil Field. En Oil and Gas Facilities, Diciembre, 2016.