

**EFFECTOS DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO SOBRE LA PRECIPITACIÓN DE  
ORGÁNICOS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.**

**ANDRES FERNANDO BURGOS MORA  
CARLOS MARIO PABA MARTINEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**EFFECTOS DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO SOBRE LA PRECIPITACIÓN DE  
ORGÁNICOS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.**

**ANDRES FERNANDO BURGOS MORA**

**CARLOS MARIO PABA MARTINEZ**

*Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:*

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

*Director*

**Emiliano Ariza León**

**Ingeniero de Petróleos, M.Sc**

*Codirector*

**Fernando Enrique Calvete**

**Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## DEDICATORIA

Con todo mi cariño y mi amor para las personas que hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis sueños, por motivarme y creer en mí, a ustedes por siempre mi corazón y mi agradecimiento.

Papá y mamá.

ANDRÉS BURGOS

## DEDICATORIA

Dedicado al ser que diseño y ha bendecido cada parte de mí ser DIOS.

A mis padres, por su ejemplo y confianza que  
tuvieron en mí, porque sin ellos no estaría aquí.

A mis hermanos, cómplices de juegos y  
enjos en esa época de niñez jajá.

Familia, después de DIOS ustedes lo más importante.

A cada uno de ustedes, que de alguna forma  
inspiraron en mí dar un poco más de lo que creía que era suficiente.

En fin a DIOS, familia, amistades, país, Universidad Industrial de Santander.

*CARLOS MARIO PABA MARTINEZ*

## AGRADECIMIENTOS

*Agradecimiento a Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, porque hiciste realidad este sueño.*

*A mis padres por su apoyo y confianza en todo lo necesario para a cumplir mis objetivos como persona y estudiante*

*Un agradecimiento singular al Ing. Emiliano Ariza que, como director de este proyecto, nos ha orientado, apoyando y corrigiendo con un interés y una entrega que han sobrepasado todas las expectativas como estudiante.*

**ANDRÉS BURGOS**

## AGRADECIMIENTOS

Más buscad primeramente el reino de Dios y su justicia, y todas estas cosas os serán añadidas. Mateo 6:33 Santa Biblia.

*Ante todas las cosas y personas, darle las gracias a **Dios** que desde el día de mi nacimiento hasta estos momentos ha estado aquí a mi lado, sin **DIOS** nada, con **DIOS** todo.*

*Agradecerle a Dios por la familia que me permitió tener en este mundo, padre, madre, hermanos, abuelos, tíos, primos y a la otra familia las de las amistades.*

*Agradecerle a mi madre Medelys Martinez Ordoñez, mi padre Carlos Noel Paba Casadiego, mis hermanos Ever José Paba Martinez y Camilo Noel Paba Martinez por estar hay en estos días de existencia que se me han permitido tener, gracias querida familia.*

*Un agradecimiento especial al Ingeniero **Emiliano Ariza León** por permitirme ser su pupilo en la asignatura perforación y en el proyecto de grado de pregrado que él nos dirigió, oriento y mejoro para adquirir la experiencia que él posee, gracias profe por ser participe de este logro.*

*A mi madre adoptiva Leonilde Martinez Vargas la Ingeniera, por sus consejos y regaños de vez en cuando en su oficina jeje.*

*Al señor Luis y la señora Rosa en el Socorro, Santander.*

*A las amistades y personajes que en este proceso de formación universitaria se conquistaron, gracias por soportarme y aguantarme tantas cosas de mi parte hacia ustedes jajá.*

*A mi país Colombia.*

*.Muchas Gracias.*

**CARLOS MARIO**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>20</b>
<b>1. FUNDAMENTOS DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS .....</b>	<b>22</b>
1.1. MECANISMOS DE RECOBRO .....	22
1.2. INYECCIÓN DE AGUA .....	24
1.3. INYECCIÓN DE GAS .....	26
1.4. RECUPERACIÓN TÉRMICA .....	29
1.5. RECUPERACIÓN QUÍMICA.....	32
1.6. COMPARACIÓN MÉTODOS DE RECOBRO Y SUS EFECTOS FÍSICOS .....	34
<b>2. PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS .....</b>	<b>36</b>
2.1. PARAFINAS .....	36
2.1.1. PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS .....	37
2.1.1.1. Solubilidad .....	37
2.1.1.2. Punto de Nube .....	38
2.1.1.3. Punto de fluidez.....	39
2.1.1.4. Punto de Cristalización .....	39
2.1.1.5. Acumulación .....	39
2.1.2. FACTORES QUE CAUSAN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS .....	40
2.1.2.1. Temperatura .....	40
2.1.2.2. Evaporación de los componentes ligeros o volátiles.....	41
2.1.2.3. Agua .....	42
2.1.2.4. Presión .....	42
2.1.3. EFECTOS SOBRE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS.....	42
2.2. ASFALTENOS.....	44
2.2.1. FACTORES QUE CAUSAN LA PRECIPITACIÓN DE LOS ASFALTENOS .....	45
2.2.1.1. Efecto de la presión .....	46
2.2.1.2. Efecto de la temperatura .....	47
2.2.1.3. Factores químicos.....	48
2.2.1.4. Factores eléctricos.....	49
2.2.1.5. Otros factores .....	49
2.2.2. MECANISMOS DE ACUMULACIÓN DE ASFALTENOS.....	50
2.2.2.1. Efecto de dispersión mixta .....	50
2.2.2.2. Efecto estérico coloidal .....	51

2.2.2.3. Efecto de agregación .....	52
2.2.2.4. Efecto electrocinético .....	53
2.2.3. EFECTOS SOBRE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS .....	54
<b>3. EFECTOS DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO EN LA ACUMULACIÓN DE ORGÁNICOS.....</b>	<b>57</b>
3.1. INYECCIÓN DE AGUA .....	57
3.1.1. EFECTOS DEL DESPLAZAMIENTO DE AGUA EN LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS .....	58
3.1.2. EFECTO DEL DESPLAZAMIENTO DE AGUA EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS.....	62
3.2. INYECCIÓN DE GAS .....	68
3.2.1. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE GAS EN LOS DEPÓSITOS DE ASFALTENOS .....	68
3.2.1. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE GAS EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS .....	73
3.2.2. INYECCIÓN DE CO <sub>2</sub> .....	74
3.2.2.1. Efecto de CO <sub>2</sub> sobre los asfaltenos.....	75
3.2.2.2. Efecto de CO <sub>2</sub> sobre las parafinas .....	77
3.3. MÉTODOS TÉRMICOS .....	80
3.3.1. EFECTOS DE LOS MÉTODOS TÉRMICOS EN LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS .....	81
3.3.1. EFECTOS DE LA RECUPERACIÓN TÉRMICA EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINA .....	84
3.4. MÉTODOS QUÍMICOS .....	87
3.4.1. EFECTOS DE LA RECUPERACIÓN CON QUÍMICOS EN LA PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS .....	88
<b>4. PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS EN EL CAMPO COLORADO AL IMPLEMENTAR UN MÉTODO DE RECOBRO.....</b>	<b>89</b>
4.1. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO .....	90
4.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO.....	92
4.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO.....	93
4.3. METODOLOGIA PARA SELECCIONAR POSIBLE MÉTODO DE RECOBRO PARA EL CAMPO COLORADO	95
4.3.1. SCREENING TÉCNICO BINARIO .....	95
4.4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA DE SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE RECOBRO A CAMPO COLORADO .....	99
4.4.1. SCREENING SELECCIÓN INYECCIÓN DE CO <sub>2</sub> .....	99
4.4.2. SCREENING SELECCIÓN INYECCIÓN DE GAS.....	100
4.4.3. SCREENING SELECCIÓN INYECCIÓN DE AGUA .....	101
4.4.4. SCREENING SELECCIÓN INYECCIÓN TERMICA.....	102
4.4.5. SCREENING SELECCIÓN INYECCIÓN QUÍMICA (SURFACTANTES, POLIMEROS, ALCALÍ) .....	103
4.4.6. SCREENING MEDIANTE EL SOFTWARE EORgui .....	104

4.5. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS EN LA INTERACCIÓN CON UN FLUIDO SECUNDARIO .....	106
4.5.1. MODELACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN PARA ASFALTENOS Y PARAFINAS.....	107
4.5.2. PREDICCIÓN DE RESULTADOS .....	119
4.5.3. ANALISIS DEL EFECTO EN LA PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS EN EL CAMPO COLORADO AL IMPLEMENTAR EL MÉTODO DE RECOBRO SELECCIONADO .....	124
4.5.3.1. Efecto de la precipitación de asfaltenos con la inyección de agua .....	125
4.5.3.2. Efecto de la precipitación de parafinas con la inyección de agua.....	130
5. CONCLUSIONES .....	133
6. RECOMENDACIONES .....	135
BIBLIOGRAFÍA .....	136

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Efectos físicos de los métodos EOR.....	35
Tabla 2. Efectos de la presión de CO <sub>2</sub> sobre los asfaltenos a 122 °F.....	76
Tabla 3. Propiedades en la combustión de los crudos.....	83
Tabla 4. Comportamiento de la fracción SARA en las diferentes zonas de combustión.....	84
Tabla 5. Propiedades del fluido y yacimiento de Campo Colorado.....	92
Tabla 6. Caracterización del crudo del pozo Col-25. ....	94
Tabla 7. Datos a analizar usando Screening Técnico Binario.....	96
Tabla 8. Ejemplo de Screening Técnico Binario. ....	98
Tabla 9. Puntuación de inyección de CO <sub>2</sub> (Arena B, formación mugrosa).....	99
Tabla 10. Puntuación Inyección de Gas (Arena B, formación mugrosa).....	100
Tabla 11. Puntuación Inyección de Agua (Arena B, formación mugrosa).....	101
Tabla 12. Puntuación Combustión in- situ (Arena B, formación mugrosa).....	102
Tabla 13. Puntuación Inyección Química (Arena B, formación mugrosa).....	103
Tabla 14. Presiones de burbuja de la Arena B de Campo Colorado.....	110
Tabla 15. Fracciones molares componente precipitante.....	115
Tabla 16. Coeficientes de interacción binaria del C30B+.....	118
Tabla 17. Comportamiento de la envolvente fase a diferentes relaciones de inyección de agua. ....	129

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación tradicional de los mecanismos de recobro.....	24
Figura 2. Inyección de agua.....	25
Figura 3. Proceso WAG de forma inmisible. ....	27
Figura 4. Inyección de CO <sub>2</sub> miscible. ....	28
Figura 5. Inyección cíclica de vapor.....	30
Figura 6. Combustión in situ. ....	31
Figura 7. Proceso ASP. ....	33
Figura 8. Cadena ramificada de una parafina C <sub>18</sub> .....	37
Figura 9. Solubilidad de la parafina a condiciones de presión y temperatura. ....	38
Figura 10. Envoltorio de precipitación de parafinas. ....	43
Figura 11. Mecanismos de acumulación de asfaltenos. ....	51
Figura 12. Acumulación de asfaltenos debido al incremento de parafinas. ....	52
Figura 13. Agregación irreversible de las partículas asfálticas. ....	53
Figura 14. Acumulación electrocinética. ....	54
Figura 15. Envoltorio precipitación de asfaltenos.....	55
Figura 16. Efecto de los depósitos de asfaltenos en la permeabilidad relativa. ....	59
Figura 17. Fracción de recuperación vs volumen inyectado de agua. ....	60
Figura 18. Caída de presión vs volumen de agua inyectada. ....	61
Figura 19. Viscosidad del aceite y salmuera a diferentes temperaturas. ....	64
Figura 20. Fotografías de parafinas en el espacio poroso.....	65
Figura 21. Análisis espectral elemental (EDS).....	66
Figura 22. Imagen ESEM después de inyectar agua fría en el núcleo de roca del yacimiento.....	67
Figura 23. Depósito de asfaltenos vs Inyección de aceite. ....	70
Figura 24. Variación contenido asfálticas durante la inyección de gas natural. .	71
Figura 25. Comportamiento de la porosidad (permeabilidad) del medio poroso durante la precipitación de asfaltenos por inyección de gas.....	72

Figura 26. Envolverte de precipitación de parafinas Campo Weyburn.....	77
Figura 27. Inyección de CO <sub>2</sub> a 0% en Campo WEYBURN. ....	78
Figura 28. Inyección de CO <sub>2</sub> a 20%. Campo Weyburn. ....	79
Figura 29. Inyección de CO <sub>2</sub> a 50%. Campo Weyburn.....	80
Figura 30. Curva TG/DTG para el crudo.....	82
Figura 31. Estudio comparativo de simulación entre vapor, agua caliente y Waterflooding.....	86
Figura 32. Estudio comparativo de simulaciones entre vapor y Waterflooding. ....	87
Figura 33. Ubicación geográfica del Campo Colorado.....	90
Figura 34. Selección de EOR para Campo Colorado mediante Software EORgui. ....	105
Figura 35. Comportamiento de rango aplicabilidad de los EOR mediante EORgui. ....	105
Figura 36. Calculo del plus fraction.....	109
Figura 37. Presiones de burbujas a diferentes temperaturas. ....	110
Figura 38. Especificación del componente de precipitación. ....	111
Figura 39. Composición del fluido.....	113
Figura 40. Ingreso de datos del separador. ....	114
Figura 41. Nodo Asphaltene / Wax Modelling.....	117
Figura 42. Comportamiento de parafinas a temperatura de yacimiento. ....	118
Figura 43. Comportamiento de asfaltenos a temperatura de yacimiento.....	119
Figura 44. Composición inicial de Col – 25.....	120
Figura 45. Precipitación de asfaltenos a diferentes temperaturas. ....	121
Figura 46. Envolverte de precipitación de asfaltenos para Col – 25. ....	122
Figura 47. Comportamiento de precipitación de parafinas.....	123
Figura 48. Envolverte de precipitación de parafinas. ....	123
Figura 49. Composición primaria y secundaria para simulación.....	124
Figura 50. Comportamiento de precipitación de asfaltenos con 5% de inyección de agua.....	126

Figura 51. Comportamiento precipitación de asfaltenos con 10% de inyección de agua.....	127
Figura 52. Comportamiento de precipitación de asfaltenos con 15% de inyección de agua.....	128
Figura 53. Comportamiento precipitación de asfaltenos con 20% de inyección de agua.....	128
Figura 54. Envolverte precipitación de asfaltenos a cada relación de inyección de agua.....	130
Figura 55. Comportamiento precipitación de parafinas a 20% de inyección de agua. ....	131
Figura 56. Comportamiento precipitación de parafinas a 50% de inyección de agua. ....	131
Figura 57. Envolverte de precipitación de parafinas. ....	132

## RESUMEN

**TITULO: EFECTOS DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO SOBRE LA PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.<sup>1</sup>**

**AUTORES: ANDRES FERNANDO BURGOS MORA**

**CARLOS MARIO PABA MARTINEZ<sup>2</sup>**

**PALABRAS CLAVES:** Métodos de recobro, Precipitación, Acumulación, Parafinas, Asfaltenos, Screening, Selección, Metodología.

**CONTENIDO:** Cuando la energía natural del yacimiento es insuficiente para llevar los fluidos desde fondo hasta superficie se recurre a la aplicación de métodos IOR o EOR para asegurar la vida productiva del campo. La aplicación de los métodos de recobro radica en el porcentaje de aceite remanente en el yacimiento el cual resulta muy atractivo aun.

Ya sea por la vida productiva del campo o por los mismos métodos de recuperación, las propiedades que comúnmente se ven afectadas son la presión, temperatura y la composición; al variar estas propiedades se incidirá en la precipitación de orgánicos tales como las parafinas y asfaltenos. En la literatura se reportan casos e investigaciones que ilustran la problemática de métodos de recobro vs precipitados de orgánicos. Por tal motivo, esta problemática es un criterio que se debe tener en cuenta para la aplicación de los métodos de recuperación y examinar como estos afectan a los diferentes materiales orgánicos que se encuentran en el crudo.

Para conocer el probable método de recobro que sería implementado en Campo Colorado se presentan investigaciones realizadas respecto a la acumulación de orgánicos debido a los métodos de recobro utilizados en diferentes partes del mundo. Con base a esto y a que todos los campos poseen propiedades y características diferentes, por lo que no hay un método de recobro único que se pueda aplicar en cualquier situación, se plantea un screening y una simulación, la cual podrá identificar el probable método de recobro a implementarse.

En este proyecto se planteó el probable método de recobro a implementarse en el Campo Colorado y el efecto en la problemática de precipitación de parafinas y co-precipitación de asfaltenos que ha presentado en la vida productiva del campo.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado

<sup>2</sup> Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Petróleos. Director: M.Sc. Emiliano Ariza León. Codirector: M.Sc. Fernando Enrique Calvete.

## ABSTRACT

**TITLE: EFFECTS OF RECOVERY METHODS ON THE PRECIPITATION OF ORGANIC. COLORADO FIELD APPLICATION.<sup>3</sup>**

**AUTHORS:** ANDRES FERNANDO BURGOS MORA  
CARLOS MARIO PABA MARTINEZ<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** Recovery Methods, Precipitation, Deposition, Paraffins, Asphaltenes, Screening, Selection, Methodology.

**DESCRIPTION:** When natural energy of reservoir is insufficient to carry fluids from bottom to surface, IOR or EOR methods are applied in order to ensure the productive life of the field. The application of recovery methods is based on the percentage of remaining oil in the reservoir which is even more attractive.

No matter if it is because of the productive life of the field or due to the recovery methods themselves, the properties that end up being affected are pressure, temperature and composition. Besides, when these properties vary, precipitation of organic compounds such as paraffins and asphaltenes will take place. Cases and investigations that have been reported in the literature illustrate the issue of recovery methods against precipitates of organics. For this reason, the problematic is a criterion that we must consider for the application of the recovery methods and the way to examine how all of these can affect the different organic compounds in the crude.

In order to know the likely recovery method that will be implemented in Colorado field, research carried out about the accumulation of organics due to the recovery methods used in different parts of the world. Based on this and on the fact that all fields have different properties and characteristics as well as there is not a unique recovery method that can be applied in any situation, a screening and simulation has been proposed, which can lead to identify the probable recovery method to be implemented.

In this project the probable recovery method that should be implemented in Colorado field has been suggested as well as how it will affect paraffins and co-precipitation of asphaltenes shown in their productive life in Colorado field.

---

<sup>3</sup> Project of Degree.

<sup>4</sup> Physicochemical Faculty, Petroleum Engineers School, Director: M.Sc. Emiliano Ariza León, Co-Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete.

## INTRODUCCIÓN

Cuando los métodos tradicionales de extracción de crudo son insuficientes para seguir produciendo, se recurre a los métodos de recuperación EOR e IOR con la finalidad de obtener el aceite que aún está atrapado en el yacimiento. El comportamiento de los métodos de recobro comúnmente altera varias propiedades, cambiando el equilibrio termodinámico ocasionando efectos positivos o negativos en la precipitación y acumulación de orgánicos, como se reporta en la literatura alrededor del mundo.

La precipitación y acumulación de orgánicos es uno de los mayores problemas en la industria petrolera, principalmente aquellos ocasionados por las parafinas y asfaltenos que se dan por cambios en la presión, temperatura, presencia de sustancias químicas o fluidos que afectan la solubilidad de estos dentro del crudo, haciendo que se separen y acumulen en diferentes zonas como el yacimiento, tubería de producción y las facilidades de superficie; disminuyendo la producción e incrementando costos operacionales.

La precipitación de los cristales parafínicos es un fenómeno termodinámico de saturación molecular, donde inicialmente las moléculas de parafinas están disueltas en el crudo bajo cierto estado molecular, al presentarse un eventual cambio termodinámico de estado, ya sea por efectos de cambio de temperatura y presión o liberación de livianos, la fase líquida iniciara una saturación de estos cristales y posteriormente una precipitación debido al exceso de estas moléculas.

Para el caso de la problemática por los asfaltenos, estos varían ampliamente dependiendo de la composición, presión y temperatura. La floculación y depositación de los asfaltenos en el medio poroso y sus interacciones con la roca y los fluidos representan el fenómeno complejo el cual necesita ser investigado bajo condiciones de flujo dinámico. La estabilidad de los asfaltenos suele permanecer más estables durante la producción, y no contribuyen a un posible taponamiento del

pozo, si estos están presentes en los petróleos pesados que son los que poseen las mayores concentraciones de estos. El problema de precipitación de asfaltenos es más común en aquellos petróleos livianos, los cuales poseen menor contenido de asfaltenos y estos a su vez están contenidos en yacimientos donde las presiones son superiores a la del punto de burbuja.

En este trabajo se presentan investigaciones realizadas respecto a la precipitación de orgánicos al implementar métodos de recobro en diferentes partes del mundo. Con base en esto y a que todos los crudos poseen propiedades y características diferentes, por lo que no existe un método de recobro único que se pueda aplicar, se plantea un screening y una simulación, la cual permitirá identificar cual es el método de recobro apropiado para ser aplicado a Campo Escuela Colorado teniendo en cuenta su problemática de precipitación de parafinas y coprecipitación de asfaltenos.

## 1. FUNDAMENTOS DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS

El crudo o petróleo que se dispone en el mundo se encuentra al alcance de la industria petrolera en términos de infraestructura. Las compañías operadoras saben dónde se encuentra y tienen una buena idea de su volumen<sup>5</sup>, pero un problema en el sector de los hidrocarburos es que los campos que se tienen la mayoría están en su etapa de madurez productiva y otros van para ese estado, por consiguiente excederán su pico de producción y una vez alcanzado este punto se debe trabajar para lograr optimizar la recuperación; debido a esta problemática se recurre a técnicas de recobro para garantizar la actividad del campo o pozo.

Muchos de los métodos EOR (Enhanced Oil Recovery) se inician con la selección de pozos candidatos para una posible aplicación de los métodos, esta selección depende de parámetros como temperatura, presión, salinidad y composición del crudo. Cuando el método seleccionado cumple los requerimientos establecidos (°API, presión, profundidad, etc.) pasan a una evaluación de estudios de laboratorio correspondientes a interacciones roca - fluido y simulaciones de yacimiento. Si los resultados a nivel de laboratorio y simulaciones son satisfactorios, se prosigue a pruebas de pozos pilotos y si las pruebas de estos pozos resultan económicamente aceptables, el método de recobro se procede a implementarse en el campo.

### 1.1. MECANISMOS DE RECOBRO

La explotación de un yacimiento de petróleo ocurre básicamente en tres etapas. En la primera, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento, a este tipo de recuperación se le conoce como **recobro primario** y para su

---

<sup>5</sup> Fuente: RIFAAT AL MJENI, SHYAMA A, PRADEEP C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

producción la energía se puede obtener a través de los mecanismos de producción como: gas en solución, expansión del gas libre, expansión roca – fluido, influjo de agua o segregación gravitacional; pero eventualmente la producción por estas energías naturales se agota.

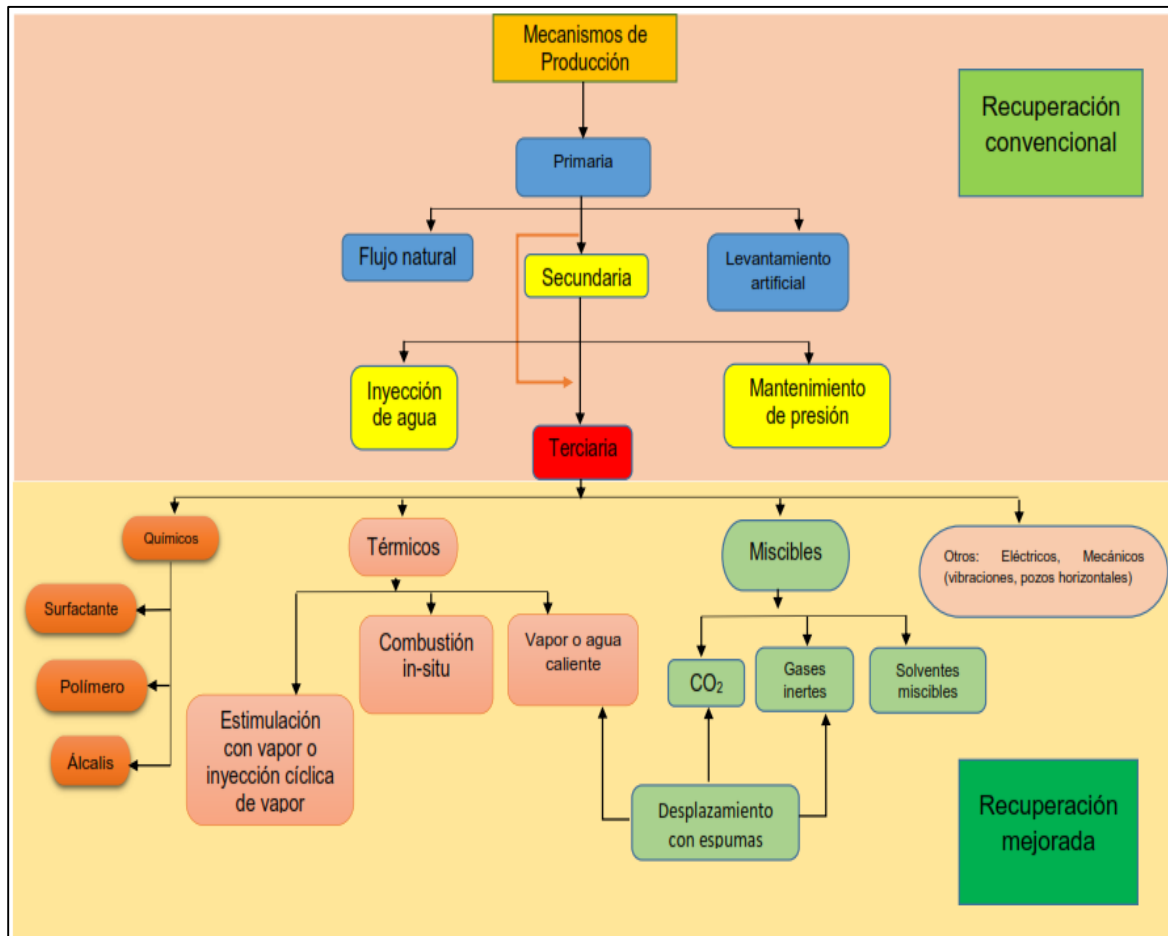
Cuando la presión del medio se hace inadecuada, o cuando se producen cantidades importantes de otros fluidos (agua y gas, por ejemplo), se inicia la segunda fase o **recobro secundario** en la cual se inyecta dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el crudo para mantener un gradiente de presión.

Durante las dos primeras etapas se logra recuperar un promedio aproximado de 25% a 30% del petróleo original en sitio (**OOIP**), quedando el resto atrapado en los poros de la estructura del yacimiento debido a fuerzas viscosas y capilares, además de la presencia de fracturas naturales o regiones de alta permeabilidad causantes de que al implementar una inyección de agua esta fluya a través de canales potenciales de menor resistencia y dejando cantidades importantes de crudo atrapado en la formación.

Producir este petróleo remanente es el objetivo de las operaciones de **recobro mejorado** o **recobro terciario** a través de procesos químicos o térmicos. El objetivo en esta etapa es incrementar la efectividad de la remoción de petróleo de los poros de la roca (eficiencia de desplazamiento), eliminando o minimizando las fuerzas capilares que retienen al petróleo, utilizando la fuerza de gravedad para la segregación vertical de fluidos en el yacimiento, disminuyendo la densidad del petróleo de manera que ésta fluya más fácilmente, y por último, incrementando la eficiencia de barrido causando que los fluidos inyectados tengan mayor contacto con el petróleo remanente en el yacimiento.

En la figura 1 se aprecia una clasificación de los mecanismos de producción para la explotación de un yacimiento.

Figura 1. Clasificación tradicional de los mecanismos de recobro.



Fuente: LAKE, L.W, SCHIMDT, R, L. "A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s, 1992.

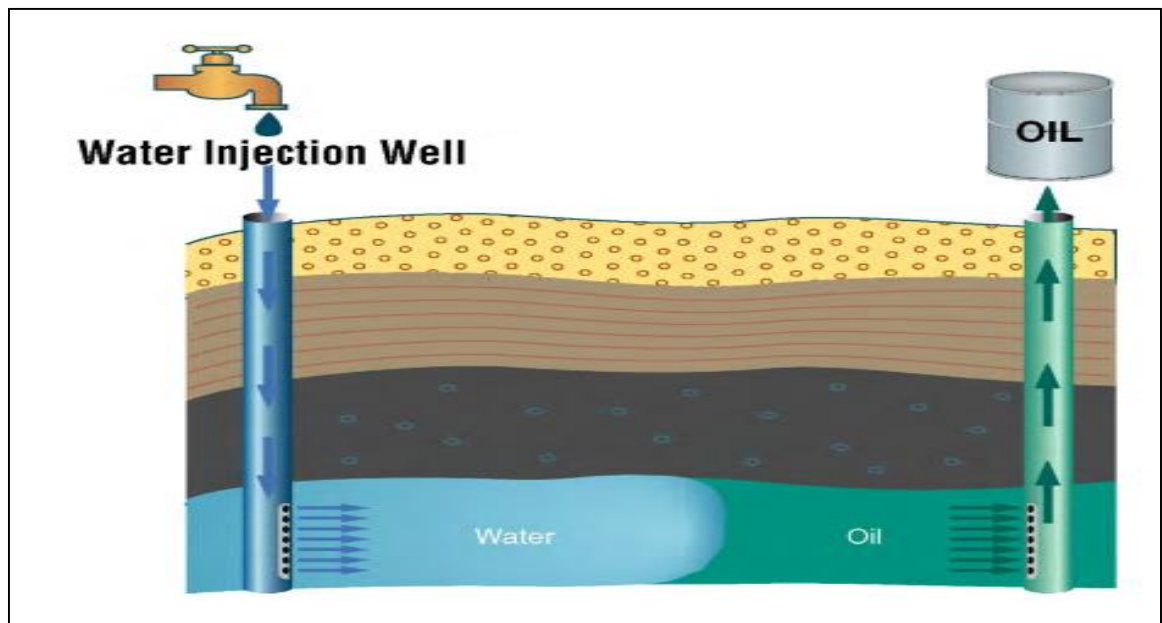
## 1.2. INYECCIÓN DE AGUA<sup>6</sup>

Es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria en la actualidad, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido a la extracción

<sup>6</sup> SALAGER J.L, Recuperación Mejorada del Petróleo, Cuaderno FIRP S 357-C, Universidad de Los Andes, 2005.

de petróleo debido a su económica aplicación y su soporte de presión. La figura 2 ilustra un proceso de inyección de agua.

Figura 2. Inyección de agua.



Fuente: WILLIAM M. COBB & ASSOCIATES, INC. Waterflooding. Marzo 2013.

El principio de inyectar agua reside en desplazar los fluidos del yacimiento hacia los pozos productores por medio de un frente de agua. Una característica de este método es la eficiencia del agua para desplazar a los hidrocarburos del medio que invade, aparte que aumenta rápidamente la presión del yacimiento<sup>7</sup>. Por lo general, se considera que después de una invasión con agua, todavía queda en el yacimiento más del 50% de petróleo original en sitio<sup>8</sup>. El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los

<sup>7</sup> PARIS DE FERRER MAGDALENA, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo-Venezuela, 2001.

<sup>8</sup> WESSON L; HARWELL, J. Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. American Chemical Society; Washington, DC. 1999.

fluidos varían con el tiempo, causando cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases.

Los criterios para una buena inyección de agua son: Profundidad del yacimiento, localización y arreglos de los pozos, permeabilidad de la formación, propiedades humectantes de las rocas, saturación de gas inicial, saturaciones de los fluidos, razón de movilidad, tasa de inyección y buzamiento de la formación.

### 1.3. INYECCIÓN DE GAS

La inyección de gas natural en sus inicios se hacía con el fin de mantener la presión. Posteriormente, se efectúan otras aplicaciones, a las cuales se les clasifica como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado al mismo tiempo de aumentar la energía del yacimiento, también debería desplazar el petróleo y generalmente al final de estos proyectos de inyección de gas se logra adquirir un recobro adicional de petróleo desinflando o agotando aceleradamente la presión del yacimiento<sup>9</sup>.

Otro beneficio de la inyección de gas es su uso después de realizarse una inyección de agua o también hacer una combinación, obteniendo una recuperación mejorada (EOR)<sup>10</sup>. Al efectuar una combinación de inyección de gas y agua que se presenta en la figura 3 conocido como **WAG** (agua alternada con gas), los ciclos que se obtienen mejoran la eficiencia de barrido mediante el incremento de la viscosidad en el frente de inundación combinado<sup>11</sup>.

Debido a factores como la presión, temperatura, composición del gas y el aceite, se puede hacer una inyección de gas en condiciones inmiscibles o miscibles. Para la

---

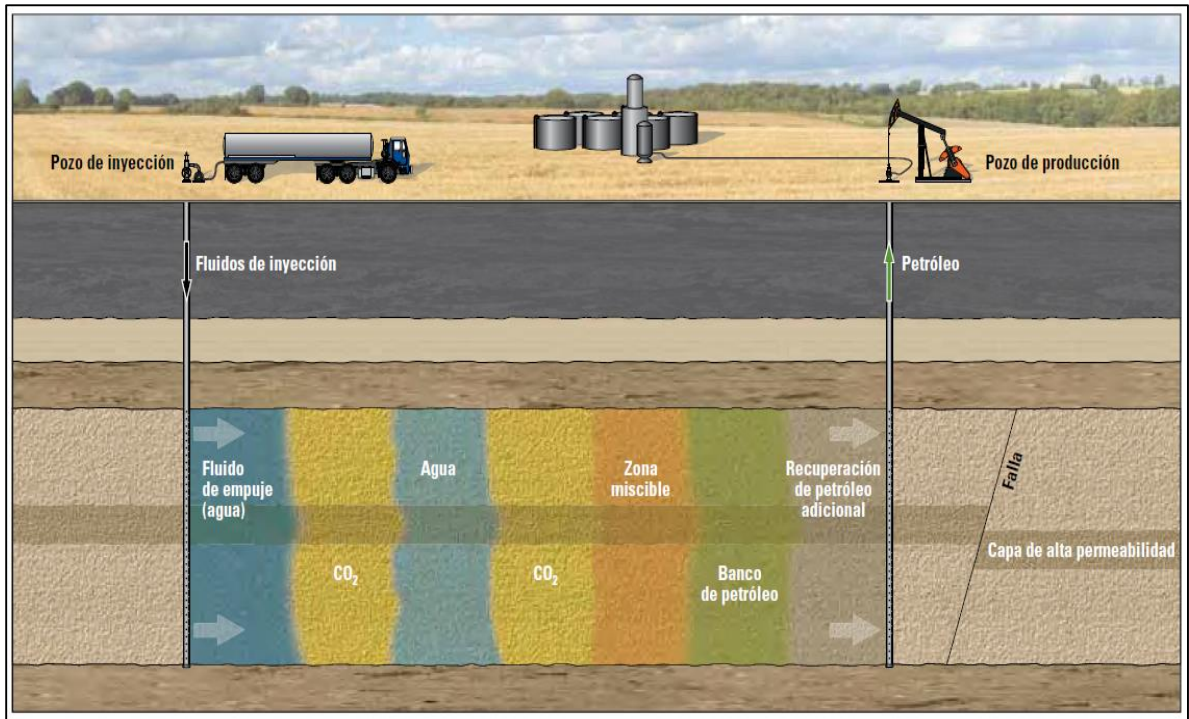
<sup>9</sup>PARIS DE FERRER MAGDALENA, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo-Venezuela, 2001.

<sup>10</sup> COMISION NACIONAL DE HIDROCARBURGOS, El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”.

<sup>11</sup> RIFAAT AL MJENI, SHYAMA A, PRADEEP C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

condición inmisible, el petróleo y el gas permanecen como una fase diferenciada, el gas invadirá la roca como fase no mojante, mediante el desplazamiento del crudo de los poros.

Figura 3. Proceso WAG de forma inmisible.

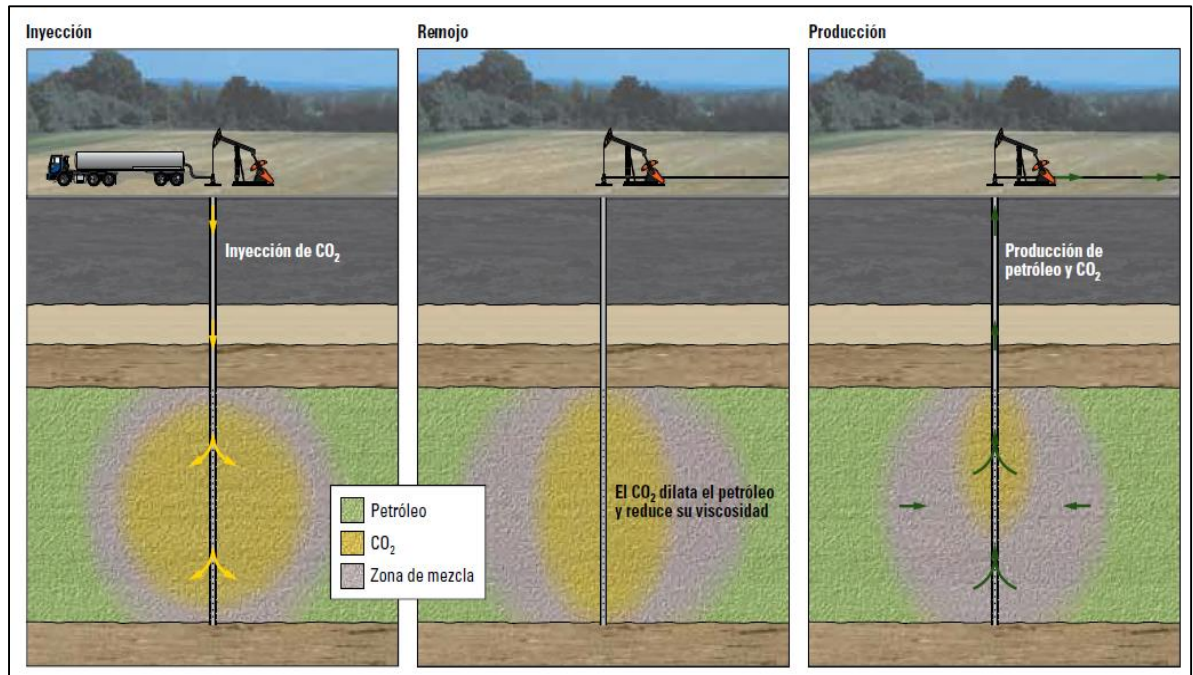


Fuente: RIFAAT AL MJENI, SHYAMA A, PRADEEP C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

Para la condición miscible que se observa en la figura 4, el gas y el crudo forman una fase. Generalmente esta mezcla hace que el crudo sea menos viscoso, logrando a su vez que la tensión interfacial entre la fase petróleo y agua se reduzca. El desplazamiento mediante inyección de gas miscible puede ser eficiente para la recuperación de crudo<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> RIFAAT AL MJENI, SHYAMA A, PRADEEP C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

Figura 4. Inyección de CO<sub>2</sub> miscible.



Fuente: RIFAAT AL MJENI, SHYAMA A, PRADEEP C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

Un aspecto que puede repercutir en la recuperación de crudo por un proceso miscible es la mojabilidad de la roca, este fenómeno se evidencia en el documento **“The Influence Of Reservoir Wettability On Waterflood And Miscible Flood Performance”**<sup>13</sup>. Este documento presentan las observaciones obtenidas de los ensayos en núcleos de laboratorio, tal como la que se refiere a que la mayor recuperación de crudo sucede cuando existe mojabilidad mixta al realizarle una inyección de agua y la menor cuando la mojabilidad es por petróleo. Seguido a esto, en un proceso de inyección de gas miscible el mayor volumen de crudo recuperado correspondió al núcleo mojado por petróleo. Para los otros núcleos que se

<sup>13</sup> Rao, D.N, Girard, M & Sayegh, S.G. The Influence of Reservoir Wettability on Waterflood and Miscible Flood Performance. 1992.

encuentran entre mojabilidad mixta e intermedia, exhibieron una alta recuperación a partir de un proceso WAG.

En los procesos EOR se emplean diferentes gases como fluidos inyectoros, como el gas natural extraído del mismo campo o de una localidad cercana; el metano, el nitrógeno el cual se separa del aire y el CO<sub>2</sub>.

Con respecto al CO<sub>2</sub> hay gran interés en usarlo como gas de inyección para lograr un incremento en la recuperación de petróleo y también para secuestrar las fuentes antropogénicas de este gas de efecto invernadero; pero para esto se debe contar con cierta proximidad entre la fuente del CO<sub>2</sub> y un campo petrolero adecuado para un proceso de inyección de CO<sub>2</sub><sup>14</sup>.

#### **1.4. RECUPERACIÓN TÉRMICA**

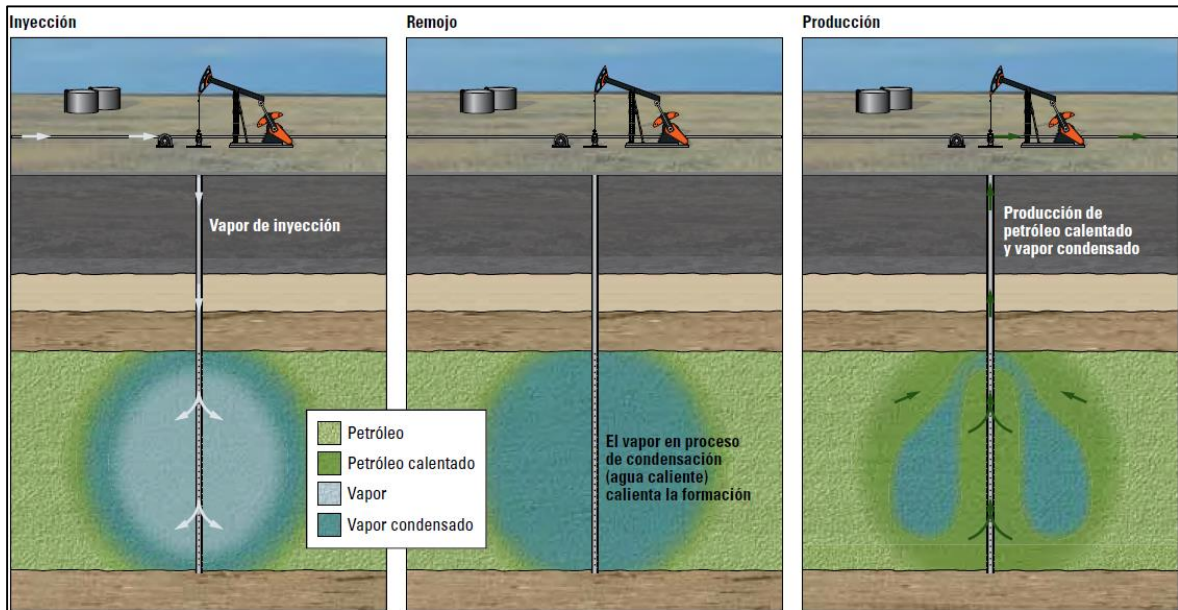
Se conoce por recuperación térmica a todo proceso donde se inyecta u origina energía térmica en el yacimiento con el fin de reducir la viscosidad de aquellos crudos pesado (5° - 20° API). Otros beneficios obtenidos con la recuperación térmica aparte de reducir la viscosidad del petróleo, es la reducción de la saturación residual de petróleo a consecuencia de la expansión térmica, aumento de la eficiencia areal por efecto de la mejora en la razón de movilidad, destilación con vapor, craqueo térmico, etc.

Se describen procesos térmicos como: inyección de fluidos calientes (agua, vapor), combustión in situ y calentadores eléctricos. Al iniciar un proceso térmico en pozos nuevos, se elige una inyección cíclica de vapor como método de producción ilustrado en la figura 5, esto es con el propósito de mejorar la movilidad del crudo en las regiones cercanas al pozo.

---

<sup>14</sup> RIFAAT AL MJENI, SHYAMA A, PRADEEP C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

Figura 5. Inyección cíclica de vapor.



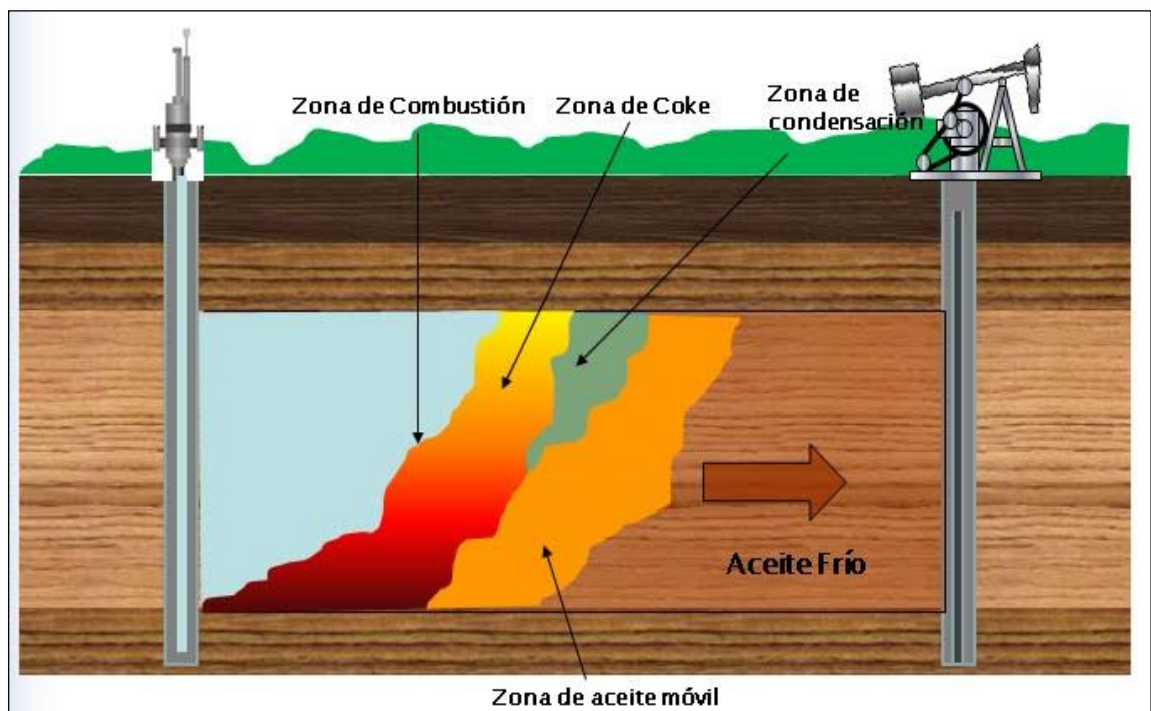
Fuente: RIFAAT AL MJENI, SHYAMA A, PRADEEP C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

En la inyección cíclica de vapor se usa un solo pozo que sirve de inyector y productor a la vez, en el que se presentan tres etapas: Primero se inyecta vapor luego ocurre una fase de remojo que permite transferir calor al yacimiento, y finalmente se coloca en producción el pozo. Este ciclo se puede repetir hasta que el vapor caliente un volumen de formación que sea suficiente para después realizar una incorporación de un proyecto de inyección de vapor pero bajo un patrón de espaciamiento.

Igualmente el petróleo pesado se puede calentar por combustión en situ (figura 6). En este proceso, se inyecta un gas con cierto contenido de oxígeno, comúnmente aire, una vez inyectado el gas se procede a encenderlo para así dar inicio a la combustión. El frente de combustión dentro del yacimiento se aleja del pozo donde se realizó la inyección; los gases calientes que se forman fluyen por delante de la zona de combustión y ayudan a disolver las fracciones livianas que se encuentran en el crudo.

Como resultado se obtendrá un banco de aceite. Debido a la combustión in situ, la saturación del petróleo que queda remanente experimenta un craqueo térmico a medida que el frente de combustión y el aceite liviano avanzan. El coque que se va formando reviste los granos de las rocas y se convierte en combustible para el frente de combustión.

Figura 6. Combustión in situ.



Fuente: PALMA J.M. Los procesos de combustión In Situ. 2010.

Las propiedades más importantes desde el punto de vista de recuperación térmica son: viscosidad de agua y del vapor, densidad del petróleo y del agua, calor específico, capacidad calorífica de rocas saturadas, conductividad térmica, difusividad térmica de rocas saturadas, permeabilidad relativa a tres fases.

## 1.5. RECUPERACIÓN QUÍMICA<sup>15</sup>

Se tiene una variada gama de productos químicos que pueden ayudar en la recuperación de crudo agrupados como: Polímeros, Surfactantes y Álcalis.

Los polímeros que presentan una cadena molecular larga, son inyectados junto con agua u otro agente al yacimiento con el fin de mejorar la relación de viscosidad que repercute en una reducción de la digitación viscosa cuyo fenómeno nos ocasionara canales preferentes para el avance del agua. El propósito de inyectar un polímero, es para dar control y reducir la relación de movilidad **agua - petróleo**.

Los surfactantes (moléculas con cadenas moleculares intermedias a largas) poseen una parte hidrofílica (afinidad por el agua) como también una parte hidrofóbica (no es miscible con el agua), estas moléculas se acumulan en la interfase de agua – petróleo logrando reducir la tensión interfacial entre las fases.

Debido a los precios de los surfactantes se presenta una alternativa con los químicos alcalinos los cuales poseen un pH elevado y reaccionan formando sustancias jabonosas (surfactantes) con los ácidos del crudo. El objetivo de los álcalis es igual que el de los surfactantes, pero las características de diseño que presenta el surfactante originado del álcali no son las mejores para el sistema, la recuperación de crudo no será tan alto como el de los surfactantes que se seleccionan adecuadamente.

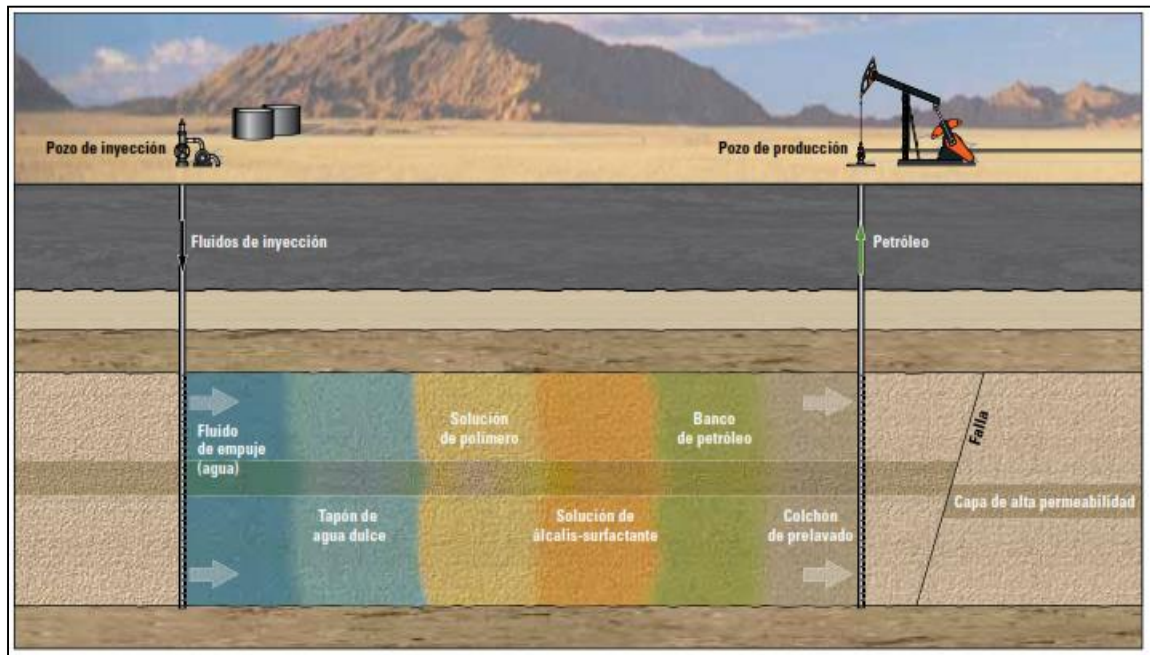
Una de las primeras combinaciones usadas de estos químicos fue de surfactante y polímero conocida como soluciones micelares. El proceso describe en inyectar un bache de surfactante para mover el crudo, acto seguido por un bache de polímero que evitara el problema de la digitación viscosa. Este proceso se asemeja al del lavado de grasa con detergentes ya que se logra separar el crudo del medio poroso de la formación, para luego ser desplazado con agua. Otro tipo de combinación es

---

<sup>15</sup> PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998.

**Álcali-Surfactante-Polímero** conocido como **ASP** descrito en la figura 7, la cual es un método que probablemente tenga buenos resultados en términos EOR.

Figura 7. Proceso ASP.



Fuente: RIFAAT AL MJENI, SHYAMA A, PRADEEP C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

Para ciertos procesos de ASP primeramente se hace un prelavado con salmuera en la formación para obtener un cambio en la salinidad u otras propiedades que presenten la roca y los fluidos. Seguido a esto, el primer bache a inyectar es una combinación de álcali-surfactante para así modificar propiedades del crudo que repercuten en una reducción de la tensión interfacial y que alterara la mojabilidad de la roca una vez el bache se haya mezclado con el petróleo. El siguiente bache es el del polímero para así lograr una mejor diferencia de movilidad entre el crudo y los fluidos inyectados; al bache de polímero habitualmente le sigue uno de agua dulce para lograr una mejor recuperación de los químicos y brindar empuje.

## 1.6. COMPARACIÓN MÉTODOS DE RECOBRO Y SUS EFECTOS FÍSICOS

La tabla 1 presenta algunos efectos físicos que los métodos de recobro inducen en propiedades del yacimiento y del crudo. En la primera columna (parte izquierda de la tabla 1) se encuentran de forma general los cinco tipos de recobro representados por un color cada uno para diferenciarlos entre sí como son: 1) **inyección de agua** (color amarillo), 2) **gas a condiciones inmiscibles** (color verde), 3) **gas a condiciones miscibles** (color azul), 4) **métodos térmicos** (color rojo) y 5) **métodos químicos** (color púrpura).

La segunda columna de la tabla es una serie de combinaciones o subdivisiones de los métodos de recobro presentados. Las columnas restantes corresponden a propiedades como presión, barrido, tensión interfacial, mojabilidad, viscosidad, dilatación, cambio composicional del hidrocarburo líquido y factor de recuperación que se obtiene con los métodos.

También en la tabla 1 se tienen casillas con colores las cuales indican que propiedad se está afectando por el método de recobro y las casillas sin color indican que el método de recobro no tiene ningún efecto en esa propiedad; por ejemplo al usar el método químico ASP este repercutirá en las propiedades de presión, barrido, tensión interfacial, mojabilidad y que el factor de recuperación de crudo es alta y las casillas de viscosidad, dilatación y cambio composicional no presentan color alguno lo que indica que el método químico ASP no afecta estas propiedades. De esta manera se puede interpretar los otros métodos de recobro que la tabla 1 contiene y ver que propiedades son afectadas.

Tabla 1. Efectos físicos de los métodos EOR.

Método EOR		PRESION	BARRIDO	TENSIÓN INTERFACIAL	MOJABILIDAD	VISCOSIDAD	DILATACION	CAMBIO COMPOSICIONAL DEL HIDROCARBURO LÍQUIDO	FACTOR RECUPERACION
Inyección de agua	Inyección de agua	X							Inyección de agua es el caso base para comparar los EOR.
	Agua preparada	X		X	X				Bajo
Inyección de gas inmisible	Hidrocarburo	X					X		Moderado
	CO <sub>2</sub>					X	X		Alto
	N <sub>2</sub> o gas chimenea	X						La separación del gas natural del petróleo se produce a medida que se desarrolla la miscibilidad.	Moderado
Inyección de gas miscible	Hidrocarburo		X			X	X	Intercambio de evaporación-condensación.	Alto
	Hidrocarburo-WAG	X	X			X	X	Intercambio de evaporación-condensación.	Muy alto
	CO <sub>2</sub>		X			X	X	X	Alto
	CO <sub>2</sub> – WAG	X	X			X	X	X	El más alto
Método térmico	Vapor					X			Alto
	Aire a alta presión					X	X	X	Alto
Método químico	Polímero	X	X						Bajo
	Surfactante	X		X	X				Moderado
	ASP	X	X	X	X				Alto
		WAG: agua alternada con gas.							
		ASP: álcali-surfactante-polímero							

Fuente: RIFAAT AL MJENI, SHYAMA A, PRADEEP C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

## 2. PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS

Las variaciones en factores tales como presión, temperatura y la composición en los fluidos del yacimiento durante la producción, pueden originar precipitación de orgánicos. Pequeñas cantidades de depósitos pueden adherirse dentro de los poros de la formación, la tubería de producción, las bombas, las válvulas y las líneas de flujo sin perturbar el flujo; sin embargo, los depósitos de gran espesor pueden producir la interrupción de la producción<sup>16</sup>.

### 2.1. PARAFINAS

Las parafinas pertenecen al grupo de hidrocarburos tipo alcanos de fórmula general  $C_nH_{2n+2}$ <sup>17</sup>. Las parafinas están compuestas principalmente de largas cadenas de hidrocarburos lineales y algunas ramificaciones (figura 8). La mayoría de las parafinas poseen un punto de fusión en el rango de 80 a 200 °F. Comúnmente tienen una apariencia de ceras y una gama de colores desde blanco hasta café oscuro.

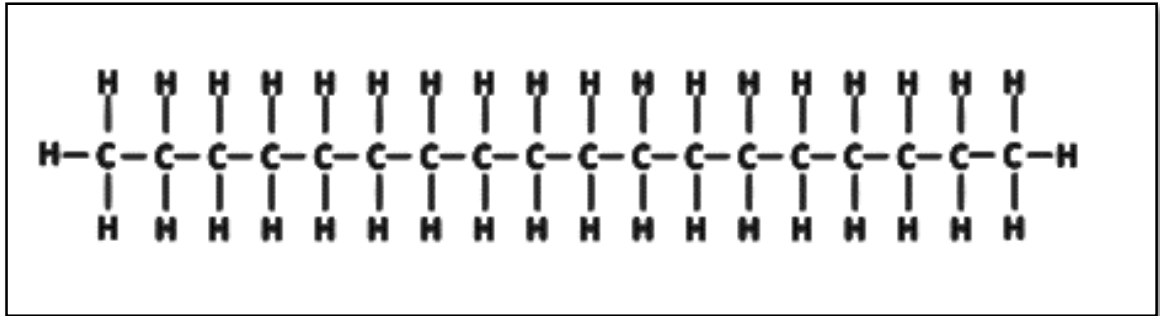
Debido a su acumulación genera grandes inconvenientes en el flujo producido por la obstrucción, incrementando costos debido a la utilización de métodos técnicos o químicos para la posible remoción o prevención de este problema.

---

<sup>16</sup> AMIN A, RIDING M. Desarrollo submarino desde el espacio poroso hasta el proceso. OILFIELD REVIEW 17. 2005

<sup>17</sup> SUESCÚN Y, BETANCOURT I. Remoción de depósitos de parafina mediante un sistema de reacción exotérmica. Tesis 2013. Veo diferentes tamaños de letras, unificar

Figura 8. Cadena ramificada de una parafina C<sub>18</sub>.



Fuente: LIRA G, NARVAEZ C. Depósitos de parafinas y asfaltenos en campos petroleros. México.

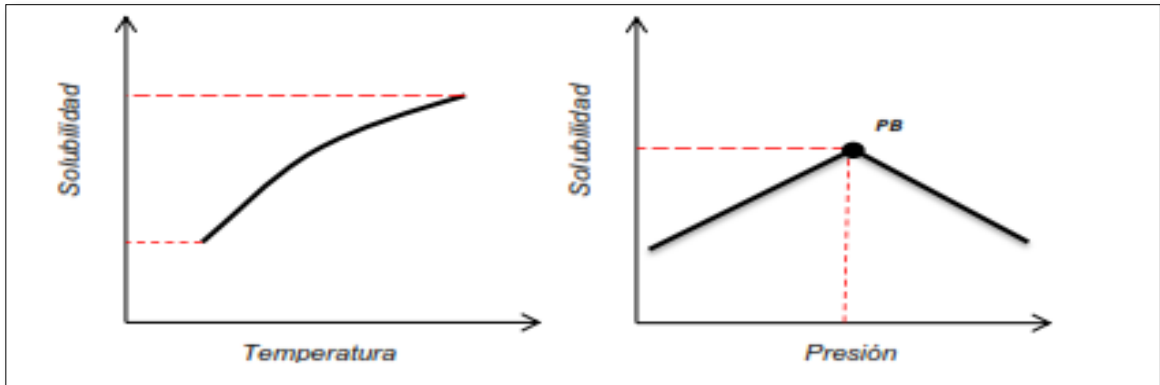
### 2.1.1. PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS

El crudo es un sistema o mezcla compleja con propiedades únicas de presión, temperatura, viscosidad, composición, etc. Estas propiedades permiten que las parafinas estén en equilibrio con el crudo que las contenga, pero al ser afectadas las propiedades se presentaran problemáticas con ellas, por consiguiente es de relativamente importancia conocer y estudiar estas propiedades para minimizar la problemática de las parafinas.

#### 2.1.1.1. Solubilidad

Como se presenta en la figura 9 con el aumento de la temperatura se incrementa la solubilidad de las parafinas en el crudo. Un cambio de temperatura en el yacimiento es muy poco probable que ocurra, sin embargo en la tubería de producción ira decayendo hasta superficie. La inyección de fluidos fríos como en un tratamiento de estimulación o de recobro podría ocasionar caída en la temperatura.

Figura 9. Solubilidad de la parafina a condiciones de presión y temperatura.



Fuente: MENDOZA Carlos, Depósitos de parafinas y asfaltenos en campos petroleros. Universidad Autónoma del Carmen. México.

Otro factor a tener en cuenta en relación a la solubilidad es la presión. En la mayoría de crudos, la solubilidad de parafinas es mayor cuando se llega al punto de burbuja. Cuando la presión está debajo del punto de burbuja la solubilidad es menor, debido a la liberación de aquellos componentes livianos del crudo que servían de solventes naturales. Por encima de la presión de burbuja, al incrementarse la densidad y las fuerzas de atracción, inducirán a la disminución de solubilidad y posible precipitación de las parafinas.

#### 2.1.1.2. Punto de Nube

Es la temperatura a la cual las parafinas comienzan su precipitación en el crudo a presión atmosférica, es decir se determina en el crudo muerto. El punto de cristalización es función del peso molecular de los hidrocarburos elevándose por los componentes parafínicos en el petróleo crudo. Así que a mayor peso molecular se eleva el punto de cristalización y hace que las parafinas depositen más fácilmente.

### **2.1.1.3. Punto de fluidez**

El punto de fluidez o pour point de un crudo es un índice de la temperatura más baja a la cual todavía fluye, es decir, a partir de este punto el fluido pierde su capacidad para moverse. Este fenómeno puede ocurrir con crudos livianos así como con los crudos pesados<sup>18</sup>.

### **2.1.1.4. Punto de Cristalización**

Es la temperatura en la cual aparecen los primeros cristales de parafina a una presión dada en un crudo con gas en solución, es decir crudo vivo. En la industria del petróleo, la temperatura de cristalización es conocida ya que a partir de esta aparecen las ceras en el crudo.

### **2.1.1.5. Acumulación**

La acumulación (“deposition”) de parafinas es un claro ejemplo del equilibrio existente entre las fases líquido/sólido y esto se puede explicar por medio de la termodinámica que envuelve a una solución. Estudios exponen que soluciones sobresaturadas refiriéndose a las parafinas, no siempre depositaran como se espera. La velocidad y cantidad de depósito se ven afectadas por otros factores tales como la difusión molecular, y la difusión browniana.

Los problemas con depósitos de parafinas se identifican si se comparan las temperaturas del punto de cristalización en el yacimiento y el pozo. Si el crudo experimenta una temperatura menor que la del punto de cristalización mientras se esté produciendo ocurre precipitación y podrá ocurrir la acumulación si se dan

---

<sup>18</sup> PINEDA, CÉSAR AUGUSTO. Practica # 5 Punto de fluidez. Guía de laboratorios de fluidos. UIS. 2009.

condiciones hidrodinámicas tales como cambios de dirección en el flujo y temperaturas en las paredes internas de la tubería menores a las del fluido.

### **2.1.2. FACTORES QUE CAUSAN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS**

La acumulación de parafinas se debe a variedad de causas una de la más importante es la reducción de la temperatura. El efecto de enfriamiento en el crudo resulta de una expansión rápida del gas asociado en las inmediaciones del pozo lo cual es una causa común de la acumulación de parafinas. También una reducción en la presión genera una reducción del gas en solución que repercutirá en la solubilidad de los hidrocarburos sólidos en los líquidos. La depositación de parafinas es más severa en aquellos campos depletados, donde la presión del gas no es lo suficiente grande para mantener los poros de la arena productora abiertos<sup>19</sup>.

#### **2.1.2.1. Temperatura**

Normalmente la temperatura del petróleo varía durante el recorrido que hace desde el yacimiento hasta superficie, por eso es importante conocer el comportamiento de la solubilidad en dichos cambios de temperatura.

En relación a la temperatura del petróleo se evidencian tres situaciones de precipitación de parafinas. La primera de las situaciones es cuando la temperatura del petróleo y la tubería se encuentran por encima del punto de cristalización, la precipitación no será posible. La segunda situación será cuando la temperatura del petróleo este por encima del punto cristalización, pero la temperatura de la tubería estará por debajo del punto de cristalización, la precipitación se presentara ligeramente por lo tanto los cristales serán llevados con el flujo. La tercera situación

---

<sup>19</sup> Noll, Leo. TREATING PARAFFIN DEPOSITS IN PRODUCING OIL WELLS. Enero 1992.

corresponde cuando la temperatura del crudo y la de la tubería están por debajo del punto de cristalización, al presentarse esta situación la precipitación se dará y será de una manera severa y ocurrirá acumulación.

La influencia de la temperatura en función del porcentaje de parafina precipitada es inversamente proporcional, a menor temperatura, mayor es el volumen de parafina precipitada en función de la fracción  $C_7^+$ .<sup>20</sup>

### **2.1.2.2. Evaporación de los componentes ligeros o volátiles**

En campos de petróleos, a medida que el aceite es llevado de la formación a superficie se ocasiona una pérdida de los componentes livianos asociado a cambios de presión y temperatura<sup>21</sup> (BARRUFET, 1998).

Las posibles causas de pérdida de componentes livianos puede ser a:

- a. El volumen de aceite es reducido debido a aquellos componentes livianos en los cuales era más soluble la parafina, quedando en menor proporción para disolverla.
- b. Al disminuir la solubilidad de la parafina en el petróleo, ya que esta se disuelve mejor en crudos livianos que en los pesados, ya que estos últimos tienen menor proporción de componentes livianos.

Se puede decir que la liberación de componentes livianos genera una separación de parafinas del petróleo. En el caso de producción utilizando bombeo neumático, este remueve una gran cantidad de componentes livianos del petróleo que se encuentran en yacimiento, obteniendo la cristalización de la parafina que queda en el aceite.

---

<sup>20</sup> BARRUFET. Influencia de la temperatura de la mezcla en la precipitación de parafinas. 1998.

<sup>21</sup> BETANCOURT A, Efecto de los orgánicos pesados en la producción de hidrocarburos. 1998.

### **2.1.2.3. Agua**

Debido a la insolubilidad del agua en las parafinas y en el petróleo, esta se presenta como un factor preventivo para la acumulación de parafinas. A través de experiencias de campo, se afirma que a mayor producción de agua el problema de las parafinas empieza a disminuir considerablemente por lo que es apropiado considerarla como factor preventivo en la acumulación de parafinas. Se puede tener en cuenta que el calor específico del agua es aproximadamente el doble que el calor específico del aceite, esto hace que mantenga el suficiente calor para prevenir el enfriamiento, y evitar que se llegue al punto de cristalización generando que las ceras parafínicas se separe de la solución. Debido al contenido extra de agua, su volumen total aumenta, incrementando también la velocidad de flujo del petróleo a través de la tubería de producción, disminuyendo la probabilidad de que los cristales de parafina se adhieran a las paredes de la tubería, iniciando con más facilidad un depósito de parafinas.

### **2.1.2.4. Presión**

Habrà menor cantidad de parafina precipitada en la zona cercana a la presión de saturación. A menor presión, la liberación del gas en solución colabora al rompimiento del equilibrio de la fase sólida en la mezcla. Arriba de la presión de burbuja, las mayores densidades en la cadena molecular del crudo y las fuerzas de atracción causaran la precipitación de las parafinas.

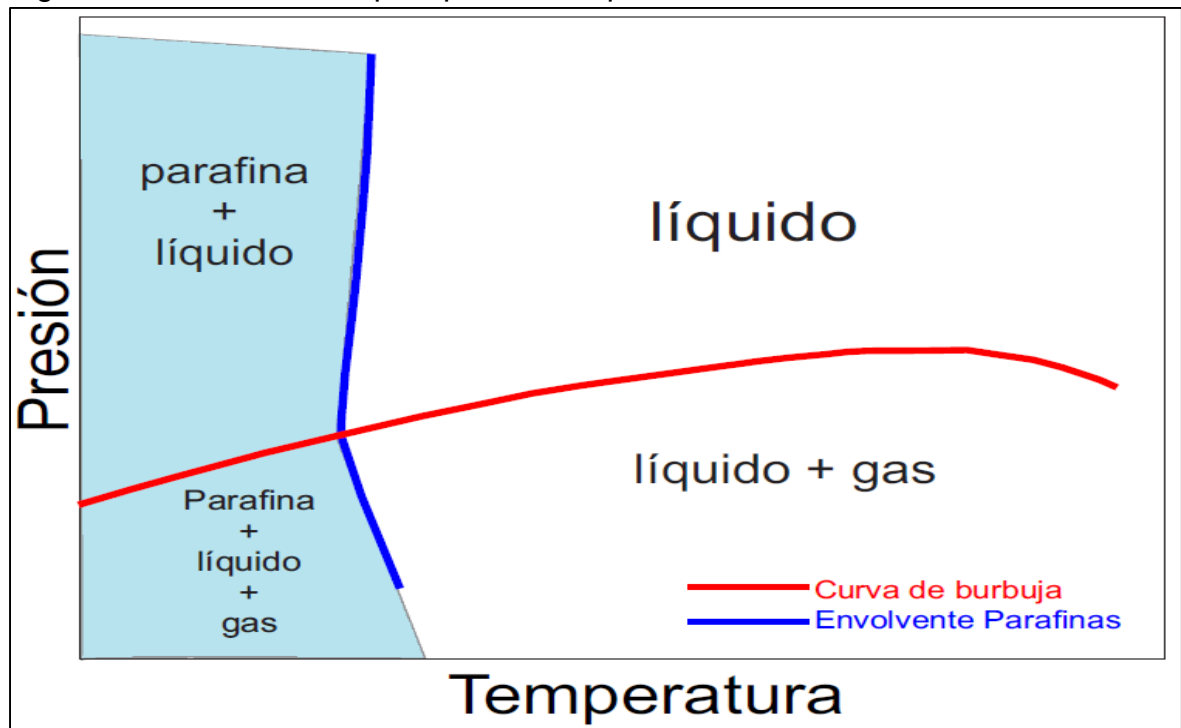
## **2.1.3. EFECTOS SOBRE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS**

La temperatura incrementa la solubilidad de las parafinas en el petróleo crudo. Aunque el cambio de temperatura en el yacimiento no es común que ocurra durante

la producción, el crudo se irá enfriado en la tubería de producción en su recorrido hacia la superficie. Cuando el crudo es calentado en el fondo del pozo a una temperatura superior, las parafinas podrán descomponerse antes de que se desintegre, aunque la temperatura tiene influencia en la solubilidad, la presión también es un factor importante.

En la figura 10 se observa la intersección del límite de la envolvente con la curva de burbuja; en la parte izquierda superior a la curva de burbuja corresponde al inicio de la cristalización de parafinas en presencia de líquidos y por debajo de esta curva habrá presencia de parafina con gas y líquido. Los trabajos de investigación que se han realizado, muestran que la precipitación de las parafinas se presenta a bajas temperaturas. Concluyendo que la energía cinética de las fracciones pesadas influye considerablemente en la cristalización de parafinas. El concepto de envolvente fue introducido por el señor Leontaritis.

Figura 10. Envolvente de precipitación de parafinas.



Fuente: Modificada de PETROWIKI. Wax Precipitation.

## 2.2. ASFALTENOS

Los asfaltenos son otra clase de componentes de los hidrocarburos<sup>22</sup>, constituyen la fracción más pesada del crudo con un punto de fusión no definido. Se piensa que están disueltos en el crudo como partículas coloidales que le dan coloración negra-marrón al crudo. Debido a que los asfaltenos contienen una alta complejidad macromolecular, solo se conocen sus estructuras químicas promedios<sup>23</sup>.

El término asfalteno se originó en 1837 cuando J.B. Boussingault<sup>24</sup> denotó a los asfaltenos como el residuo de la destilación del bitumen: insoluble en alcohol y soluble en trementina. Actualmente se definen como la fracción de crudo insoluble en solventes no polares de bajo peso molecular, pero solubles en tolueno, benceno, tetracloruro de carbono y disulfuro de carbono<sup>25</sup>.

Los asfaltenos a condiciones iniciales del petróleo, se encuentran dispersos en el crudo, gracias a la presencia de las resinas, conformando así una estructura micelar. El grado de dispersión de los asfaltenos llega a elevado en petróleos pesados debido a la gran capacidad de solvencia de los compuestos nafténicos y aromáticos sobre los parafínicos, en comparación con petróleo liviano.

Las moléculas de asfaltenos están rodeadas de resinas encontrándose en el crudo en forma de dispersión coloidal permitiendo la transición de asfaltenos altamente polares a crudo con características no polares<sup>26</sup>. Tales asfaltenos se dispersan en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento browniano y se mantienen separados debido a que la fuerza de repulsión electrostática llegan a

---

<sup>22</sup> MULLINS OC. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroelomics*. 2007

<sup>23</sup> ESLAVA G. *Análisis de la fractalidad de Agregados Asfalténicos Vías simulación por computadora en ambientes paralelos*. Mexico 2000

<sup>24</sup> MANSOORI A *Journal of Petroleum Science and Engineering* (2001).

<sup>25</sup> BOUSSINGAULT JB. *Memoire sur la composition desbitumens*. 2002

<sup>26</sup> SPEIGHT, JG (2001). *The Stability/Instability of the Crude Oil System*. En *handbook of Petroleum Analysis*.

ser mayor que la fuerza de atracción de Van der Waals si el sistema se encuentra estabilizado.

La composición del crudo involucra las características y concentración de asfaltenos y de las resinas, a la naturaleza del resto de los componentes en el petróleo, así como también a su alteración por la adición de un solvente suministrado al crudo.

### **2.2.1. FACTORES QUE CAUSAN LA PRECIPITACIÓN DE LOS ASFALTENOS**

Cuando dos partículas de asfaltenos presentan contacto en áreas libres de resina, quedan pegadas formando una acumulación asfáltica de dos partículas que se propagará en el sistema con la probabilidad de quedar junto a otras partículas individuales o a otros agregados asfálticos de tamaño variable que se encuentren en el aceite, a este fenómeno se le conoce como agregación.

Conforme el proceso de agregación transcurre en el tiempo, el número de partículas individuales y cúmulos asfálticos disminuye, debido a que se juntan para formar agregados más grandes y pesados. Además, elementos externos tales como la gravedad, adsorción, etc., ocasionan que las partículas y agregados asfálticos tiendan a precipitarse hacia el fondo y adherirse a las paredes de las tuberías. A este fenómeno se le conoce como acumulación orgánica<sup>27</sup>.

Al desestabilizarse los asfaltenos, estos causan la floculación y precipitación de asfaltenos, que se deben a alteraciones del balance que mantiene a los coloides en solución. Las variaciones se pueden dividir en varios tipos, termodinámico, químico, eléctrico, mecánico entre otros. Los principales parámetros que controlan la estabilidad de los asfaltenos son presión, temperatura y la composición del crudo

---

<sup>27</sup> DELGADO J.G. (2006) Asfaltenos: composición, Agregación y Precipitación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela

ante cualquier situación que afecte la naturaleza química, eléctrica o mecánica, en un proceso de operación o producción que altere dichos parámetros se ocasiona la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo.

#### **2.2.1.1. Efecto de la presión**

La presión es la principal variable que influye en la precipitación de los asfaltenos. Una fuerte caída de presión en los procesos u operaciones, hasta por debajo del punto de burbuja ocasiona que los componentes livianos como las cadenas de n-alcanos se expandan más que los componentes pesados. El aumento de este volumen molar de los componentes livianos continúa mientras que la presión del crudo decaiga. A través de la despresurización por debajo del punto de burbuja las cadenas livianas abandonan el fluido en forma de gas y se provoca una disminución en el volumen molar de los compuestos livianos y el consecuente descenso en la concentración de los n-alcanos en el crudo.

Esta disminución de presión y del volumen molar de los compuestos livianos en el petróleo se considera en un descenso de la densidad del fluido e igualmente en una disminución de la solubilidad de los asfaltenos. La separación entre moléculas de la fase líquida del crudo y las micelas de resina-asfalteno resulta mayor en densidades bajas cuando las interacciones resultan menos atractivas. Esta es la razón por la cual al caer la presión y por consiguiente la densidad, varias micelas de resina – asfalteno se precipitan y forman grandes flóculos que pueden llegar a formar grandes cúmulos<sup>28</sup>.

Los cambios de presión en un yacimiento de petróleo son frecuentes, ocurre disminución de presión natural debido al agotamiento del pozo y por trabajos durante las operaciones que son manifestadas en el pozo y en las facilidades de

---

<sup>28</sup> JU, B. (2001). A Study of Removal of Organic Formation Damage by Experiments and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers. SPE 68752

superficie. La cara de pozo sería la parte más afectada a la caída de presión, lo cual se evidenciará con un daño a la formación relacionado comúnmente a la acumulación de orgánicos. Los depósitos de asfaltenos se presentan en instalaciones de superficie, tubería de producción, cara de la formación, yacimiento. Los grumos se componen de pequeñas y delgadas escamas sin una alineación estructural particular<sup>29</sup>.

#### **2.2.1.2. Efecto de la temperatura**

La temperatura es un factor de menor incidencia para los asfaltenos, puede afectar la solubilidad de los máltenos y las resinas o puede afectar drásticamente la precipitación de las parafinas.

Cuando la temperatura de la formación se incrementa, la solubilidad de la resinas en los n-alcanos igualmente aumenta provocando que los asfaltenos sean menos solubles en el crudo. Al disminuir la solubilización de los componentes del petróleo, sin incluir a los asfaltenos, las micelas resina – asfalteno se desestabilizan y se agregan formando flóculos.

Al reducirse la temperatura, pasando por el punto de cristalización de las parafinas, estas empiezan su proceso de solidificación quedando los asfaltenos atrapados junto con ellas.

La temperatura de la cara de la formación puede cambiar por la inyección de líquidos y gases como agua caliente, vapor, dióxido de carbono u operaciones en el pozo. Los primeros estudios acerca del comportamiento de los asfaltenos con la temperatura corresponden a Hirschberg<sup>30</sup> et al quienes observaron que ante un incremento de temperatura, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos aumentan

---

<sup>29</sup> JU, B. (2001). A Study of Removal of Organic Formation Damage by Experiments and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers. SPE 68752

<sup>30</sup> DELGADO JG. Asfaltenos: Composición, Agregación y Precipitación. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela 2006.

mientras que la solubilidad de los asfaltenos disminuye<sup>31</sup>, Burke et al realizaron trabajos experimentales sobre el efecto que la solubilidad de los asfaltenos encontró que aumenta cuando decrece la temperatura.

### 2.2.1.3. Factores químicos

Diferentes maneras por las cuales se puede provocar una variación de cambios en la composición del petróleo haciendo la floculación de los asfaltenos debido a la alteración del equilibrio termodinámico del crudo. Diversos factores que llevan a la precipitación de asfaltenos se encuentran relacionados con fluidos en los que hace contacto directo con el petróleo y no precisamente en aquellos involucrados en su proceso natural, sino en otra instancia con métodos de recobro mejorado, estimulación de pozos, inyección química y en otras operaciones como workover y control de arenas.

- **Inyección de dióxido de carbono:** El dióxido de carbono es utilizado en procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad y en el hinchamiento del crudo. Sin embargo el CO<sub>2</sub> representa una de las causas más comunes de floculación de asfaltenos en pozos productores. El CO<sub>2</sub> produce una desestabilización en el equilibrio de la solución por disminución del pH, cambios de composición y formación de turbulencias.
- **Inyección de gases ricos:** La inyección de gases ricos desestabiliza a los asfaltenos porque disminuye la proporción de carbonos e hidrógenos. Los hidrocarburos livianos tienen una menor afinidad con las estructuras asfálticas comparado con el crudo que posee una proporción de carbono e hidrógeno alta.

---

<sup>31</sup> DELGADO JG. Asfaltenos: Composición, Agregación y Precipitación. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela. 2006.

- **Procesos de estimulación:** El contacto del crudo con aditivos de estimulación incompatibles como el alcohol isopropílico, alcohol metílico, acetona e incluso glicol o solventes duales a base de surfactantes, que no poseen aromáticos, pueden causar la floculación de los asfaltenos a partir de la solución. En procesos de acidificación con ácidos minerales fuertes se causa cambios bruscos en el equilibrio químico local por pH y por liberación de dióxido de carbono, como también se eleva la concentración de iones.

#### **2.2.1.4. Factores eléctricos**

Diferentes estudios relacionados con los depósitos orgánicos en yacimiento han mostrado que una de los principales variables de desestabilización de los asfaltenos constituye la presencia de un campo eléctrico generado por el flujo de partículas cargadas dentro del medio poroso y de la tubería.

Los asfaltenos por su característica polar, poseen una carga eléctrica intrínseca, que se considera responsable en cierta forma de la estabilidad de micela resina – asfalteno según el modelo coloidal. Las micelas se mantienen estabilizadas debido a las fuerzas de repulsión electrostática de los núcleos cargados de igual signo. La generación de un potencial eléctrico debido al flujo de partículas cargadas o la aplicación de un potencial externo grande, puede llegar a neutralizar las cargas eléctricas, perturbar el balance de fuerzas entre las micelas y causar la floculación de asfaltenos.

#### **2.2.1.5. Otros factores**

Ciertos sólidos que suspendidos en el fluido como arcillas o minerales, limaduras, sedimentos o algunas gravas favorecen los procesos de precipitación de depósitos orgánicos en especial de los asfaltenos estas partículas suspendidas actúan como

núcleos que sirven para la adhesión de los coloides como los asfaltenos. Se forman así grandes cadenas de moléculas que tienden a precipitarse más rápido de la solución. Este efecto ocurre a nivel de las perforaciones y en las tuberías donde la rugosidades internas “sitios de nucleación” que favorecen los depósitos orgánicos.

## **2.2.2. MECANISMOS DE ACUMULACIÓN DE ASFALTENOS**

La clase y la cantidad determinada de depósitos orgánicos que están en el petróleo varían dependiendo de los hidrocarburos presentes y la cantidad relativa de cada familia orgánica involucrada. Cuatro mecanismos se pueden dar durante la acumulación de los asfaltenos como son: efecto de la polidispersidad o dispersión mixta, efecto estérico coloidal, efecto de agregación, efecto electrocinético. Estos mecanismos pueden explicar la forma en que se depositan este tipo de orgánicos durante los diferentes procesos de producción, transporte o procesamiento de petróleo<sup>32</sup>.

### **2.2.2.1. Efecto de dispersión mixta**

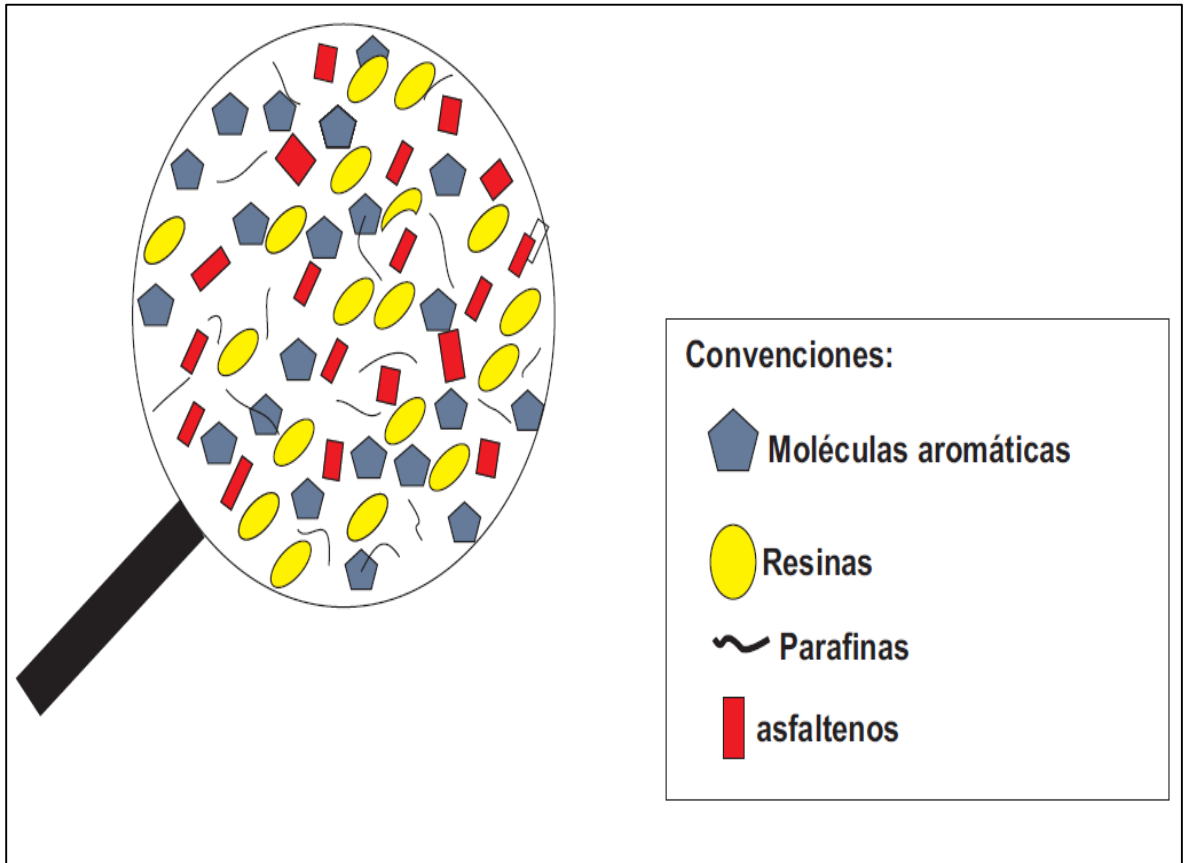
Dependiendo de la composición química del crudo tal sera el grado de dispersión de las fracciones pesadas. La relación de moléculas polares y no polares y partículas presentes son los factores responsables de la estabilidad de la dispersión presente en el seno del crudo; cualquier perturbación que altere el balance de los factores mencionados dará origen a la acumulación de fracciones pesadas.

En la Figura 11 se evidencia la composición del petróleo a nivel macroscópico. Una variación en la temperatura, presión, composición, así como la adición de un solvente miscible en el crudo puede desestabilizar el sistema.

---

<sup>32</sup> MANSOORI A., Journal of Petroleum Science and Engineering. 2001.

Figura 11. Mecanismos de acumulación de asfaltenos.

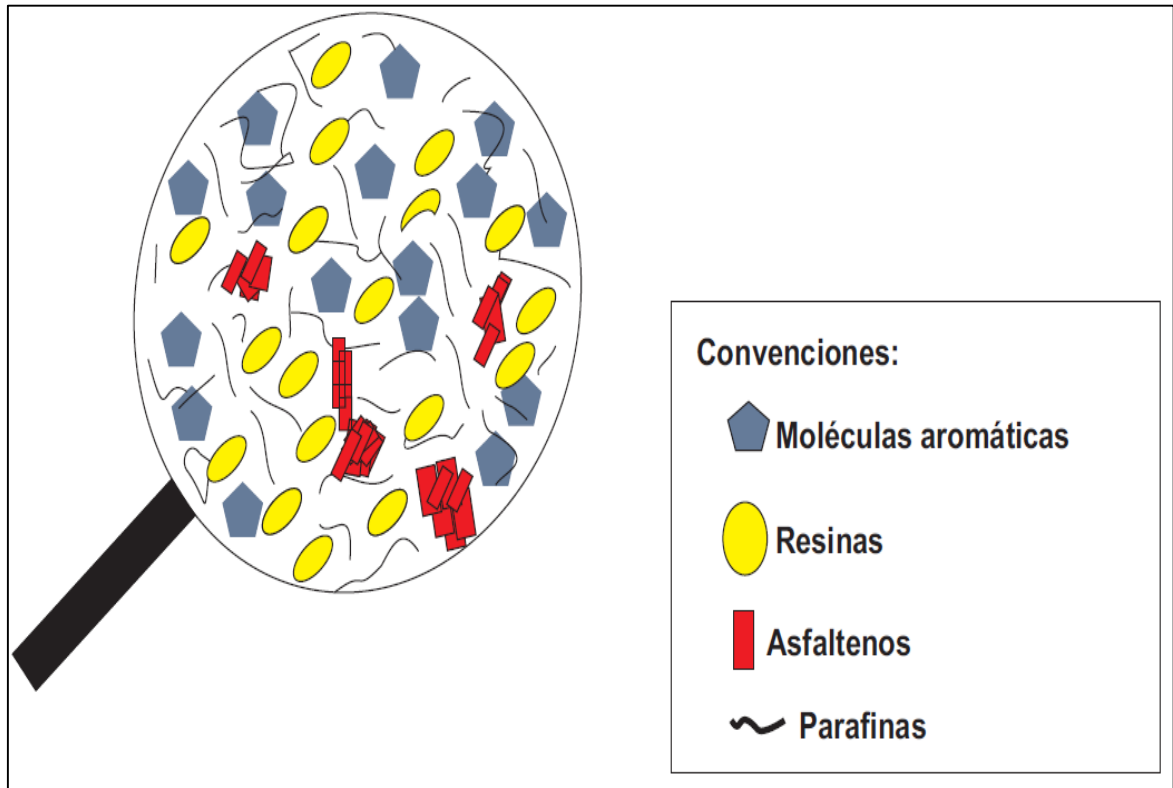


Fuente: Modificada de DELGADO JG. Asfaltenos; composición, agregación, precipitación. Mérida-Venezuela. 2006.

#### 2.2.2.2. Efecto estérico coloidal

Ciertos componentes del petróleo, especialmente los asfaltenos tienen una gran tendencia a auto-asociarse. Un aumento en el contenido de parafinas ocasiona que parte de los asfaltenos formen coloides que se van a separar del aceite en forma de acumulaciones, en tanto que otra parte permanezca suspendida como las resinas, que se adsorben en su superficie y evitan la agregación como se ilustra en la figura 12.

Figura 12. Acumulación de asfaltenos debido al incremento de parafinas.

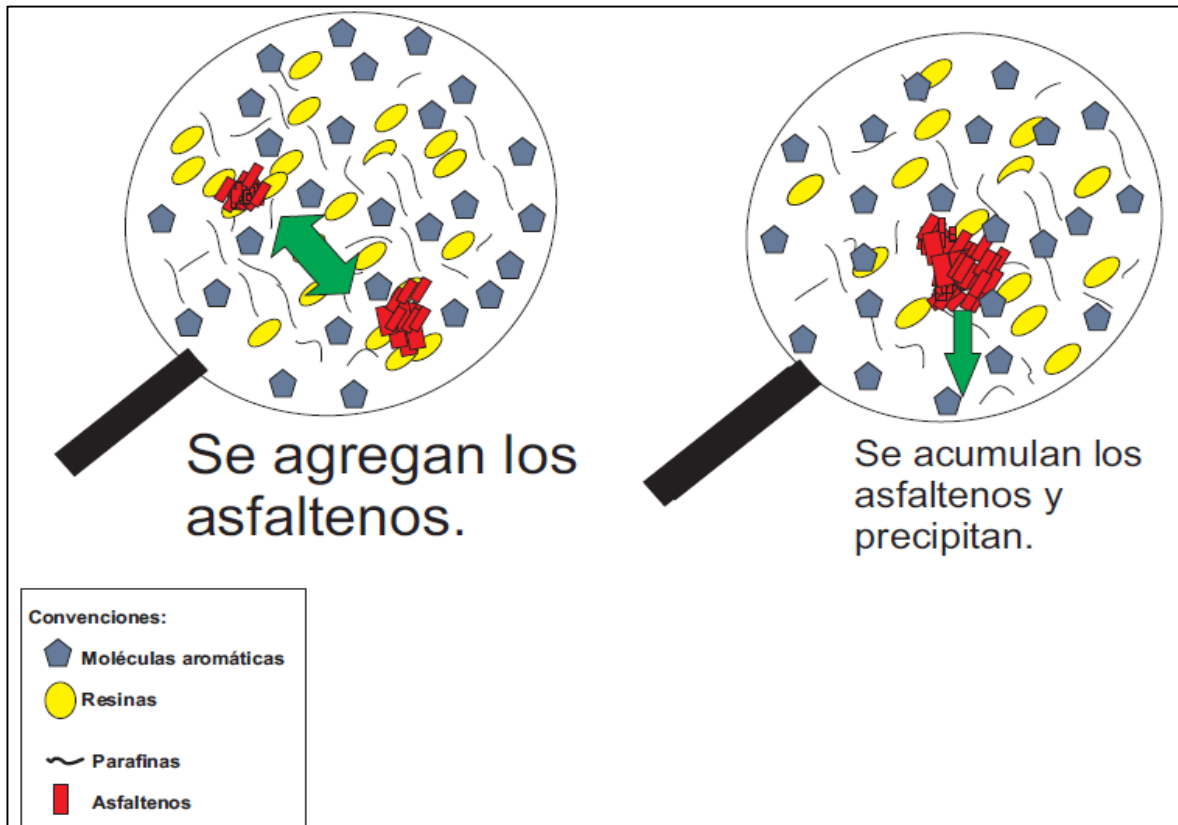


Fuente: Modificada de DELGADO JG. Asfaltenos; composición, agregación, precipitación. Mérida-Venezuela. 2006.

### 2.2.2.3. Efecto de agregación

Una variación en la cantidad de resina origina un cambio en la cantidad de asfaltenos que se absorbe sobre su superficie. La concentración de las resinas puede caer a tal punto que la cantidad presente no sea suficiente para cubrir toda la superficie de los asfaltenos. Esto permite la agregación irreversible de partículas asfálticas y su posterior floculación.

Figura 13. Agregación irreversible de las partículas asfálticas.

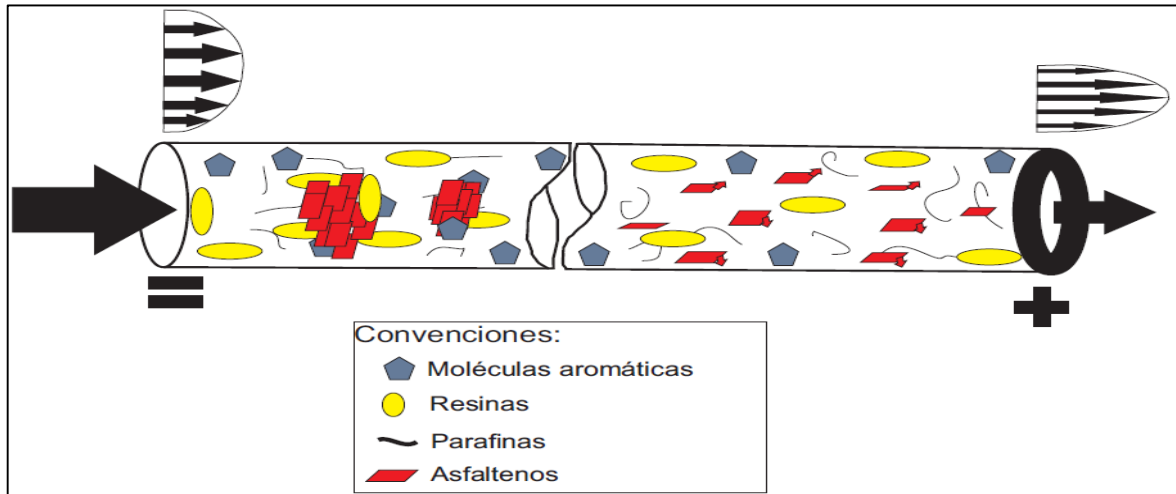


Fuente: Modificada de DELGADO JG. Asfaltenos; composición, agregación, precipitación. Mérida-Venezuela. 2006.

#### 2.2.2.4. Efecto electrocinético

Una diferencia de potencial eléctrico debido al movimiento de partículas coloidales cargadas se genera cuando el crudo circula por determinado ducto (medio poroso, tubería). Esto constituye un factor determinante en la acumulación de asfaltenos. Los factores que influyen en este efecto son: eléctrico, térmico y las características de mojabilidad del conducto, régimen de flujo, temperatura, presión, propiedades de transporte de crudo y características de las partículas coloidales.

Figura 14. Acumulación electrocinética.



Fuente: Modificada de DELGADO JG. Asfaltenos; composición, agregación, precipitación. Mérida-Venezuela. 2006.

### 2.2.3. EFECTOS SOBRE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Los cambios producidos en la presión, temperatura, composición y la tasa de corte pueden estimular la precipitación y acumulación de asfaltenos<sup>33</sup>. Estos cambios pueden ser inducidos por una diversidad de procesos, incluyendo el agotamiento primario, la inyección de gas natural o dióxido de carbono, los tratamientos de acidificación y la producción mezclada de fluidos incompatibles entre sí. Los asfaltenos pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación hasta las bombas, la tubería de producción, los cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones de superficie.

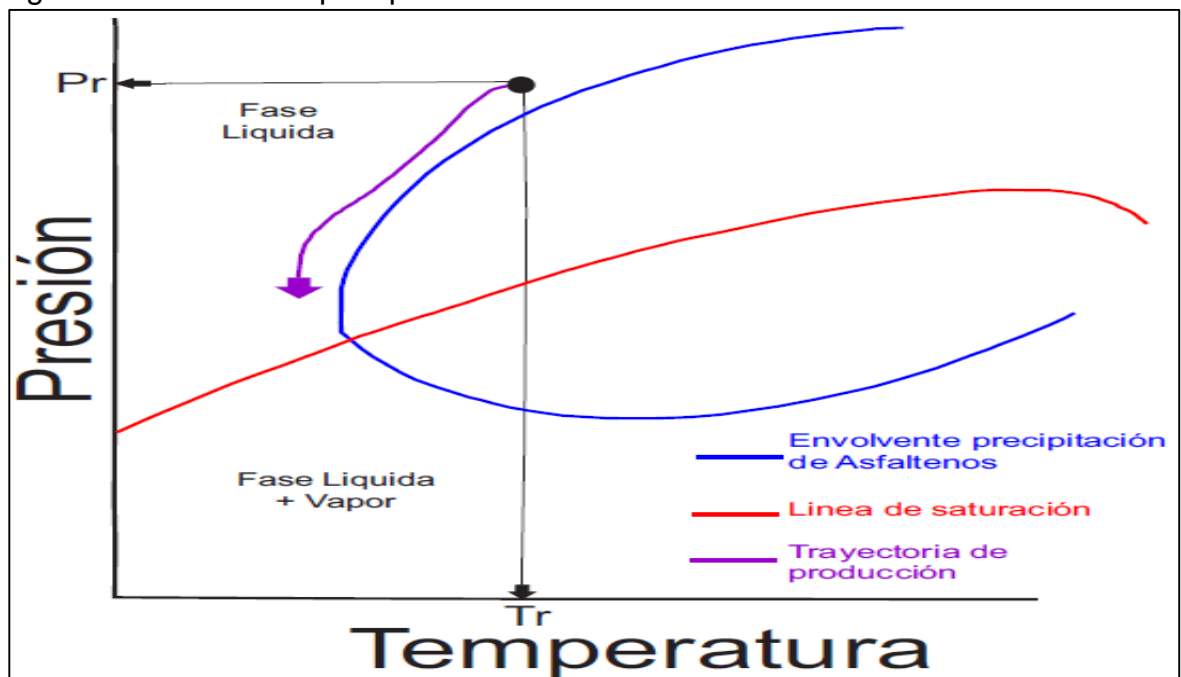
<sup>33</sup> JAMALUDDIN AKM. Impact of flow Assurance in the Development of a Deepwater Project. SPE 2007.

Los problemas de precipitación de asfaltenos son más comunes en los petróleos más livianos que contienen cantidades bajas de asfalteno y se encuentran en yacimientos cuyas presiones son muy superiores a la del punto de burbuja.

Durante la producción del yacimiento, a una temperatura constante, una vez que la presión se reduce para intersectar la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE), también conocida como presión de inicio de la precipitación de asfaltenos, los asfaltenos disueltos comienzan a precipitar y se depositan potencialmente en el yacimiento y en las líneas de flujo.

Generalmente la envolvente de precipitación de asfaltenos esta delineada como lo muestra la figura 15. Dadas unas condiciones de yacimiento y la puesta en producción del mismo, la reducción de presión es inminente debido al recobro primario. Comúnmente, la cantidad de asfaltenos precipitado se incrementa con la reducción de la presión de burbuja.

Figura 15. Envolvente precipitación de asfaltenos.



Fuente: Modificada de Leontaritis, K.J. Amaefule, J.O. and Charles, R.E. 1994. A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition. *SPE Prod & Oper* **9** (3): 157–164. SPE-23810-PA.

La línea de Presión-Temperatura (P-T), que describe las condiciones en la que se precipitan por encima del punto de burbuja, se le denomina límite superior de la envolvente de asfaltenos. Conforme la presión se reduce por debajo de la presión de burbuja, el gas de solución es removido del petróleo, lo que lo vuelve más denso y más refractivo desde el punto de vista óptico debido a esto los asfaltenos de menor solubilidad precipitarán hasta que se alcance la presión de burbuja, y se libere el gas de la solución. La caída de presión por debajo del punto de burbuja favorece la redisolución de los asfaltenos precipitados previamente si el sistema y la cinética de la redisolución son relativamente rápida. El diagrama P-T muestra un límite inferior de la envolvente de precipitación de asfaltenos, por debajo de esta, los asfaltenos nuevamente se disuelven<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup> AKBARZADE. Envolvente de precipitación de asfaltenos.2007

### **3. EFECTOS DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO EN LA ACUMULACIÓN DE ORGÁNICOS**

Uno de los fenómenos más recurrentes en la extracción del crudo ha sido la precipitación y acumulación de algunos compuestos orgánicos del tipo asfaltenos y parafinas, las cuales interactúan con el medio poroso y con la roca y/o fluidos; por lo cual muchas investigaciones en la actualidad se han desarrollado teniendo en cuenta las condiciones del yacimiento.

Actualmente muchos de los métodos de recobro que se han empleado están directamente relacionados con la precipitación de los compuestos orgánicos, que en cierta manera pueden tener un efecto significativo en el proceso, por lo cual es fundamental que se determine el comportamiento con su envolvente de fase. Por tal motivo, es indispensable encontrar una solución a la precipitación y formación de depósitos orgánicos.

A continuación se evalúan los aspectos más influyentes de los principales métodos de recobro en los procesos de precipitación y acumulación de compuestos orgánicos teniendo en cuenta las características del yacimiento y el efecto en el rendimiento del crudo.

#### **3.1. INYECCIÓN DE AGUA**

El proceso de recobro empleando inyección de agua es uno de los más importantes, debido a que cerca del 50% de la producción de crudo emplea éste método para su recuperación. Dicho método se fundamenta en la presión que genera un flujo de agua proveniente de un pozo inyector, el cual penetra y a través de la roca impulsa el crudo hacia zonas de menor presión, aumentando la producción del pozo en general. Dado a que el proceso de recobro mediante inyección de agua genera un

flujo considerado de crudo, es natural que ocurran procesos de precipitación de sustancias orgánicas.

### **3.1.1. EFECTOS DEL DESPLAZAMIENTO DE AGUA EN LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS<sup>35</sup>**

Se ha observado que el desplazamiento de agua a través del lecho rocoso consolidado y no consolidado, durante la extracción del crudo, tiene efectos significativos en la acumulación de asfaltenos y otros compuestos orgánicos.

En gran medida, se ha demostrado que un efecto que resulta de la acumulación de asfaltenos en un medio poroso, durante el proceso de inyección de agua es la reducción de la permeabilidad absoluta del medio. Sin embargo, estudios han demostrado que la reducción en la permeabilidad por dicho proceso depende significativamente de las características del yacimiento en general, entre las que encontramos:

- La distribución del tamaño de las partículas precipitadas de asfaltenos en relación al tamaño del poro del medio.
- El grado de precipitación de los compuestos orgánicos.
- El grado de adsorción de los asfaltenos dentro de los poros pequeños y/o grandes.
- El grado de la redisolución de los asfaltenos de la superficie del poro durante el flujo de fluidos.

A medida que se incrementa la cantidad de depósitos de asfaltenos en el medio poroso se observa un efecto significativo y diferente frente a ciertos parámetros y características del proceso o del medio.

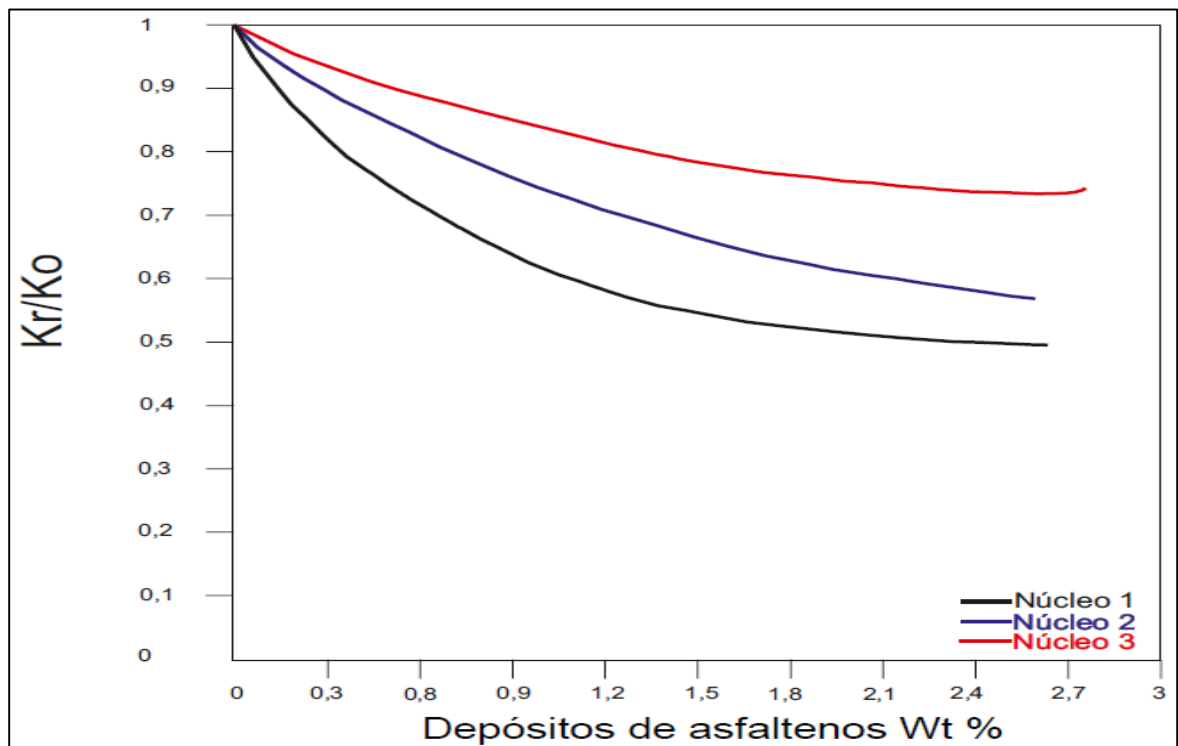
---

<sup>35</sup> KAMATH V.A, YANG J. Effect of Asphaltene deposition on dynamic displacements of oil by water. SPE. 1993.

### a) Efecto en la permeabilidad absoluta

Generalmente se ha observado que el incremento en los depósitos de asfaltenos está muy relacionado con una variación en la permeabilidad absoluta de los medios porosos. Se ha observado que en medios con baja permeabilidad, la acumulación de asfaltenos, causan una disminución en la permeabilidad absoluta cercana al 50%; en comparación con los medios con alta permeabilidad en donde la disminución es mucho menor, cercana entre el 25% y el 13%. De manera general, se ha encontrado que ocurre una reducción de la permeabilidad, a medida que se incrementa el grado de precipitación de las fases orgánicas en el medio poroso, como se aprecia en la figura 16.

Figura 16. Efecto de los depósitos de asfaltenos en la permeabilidad relativa.



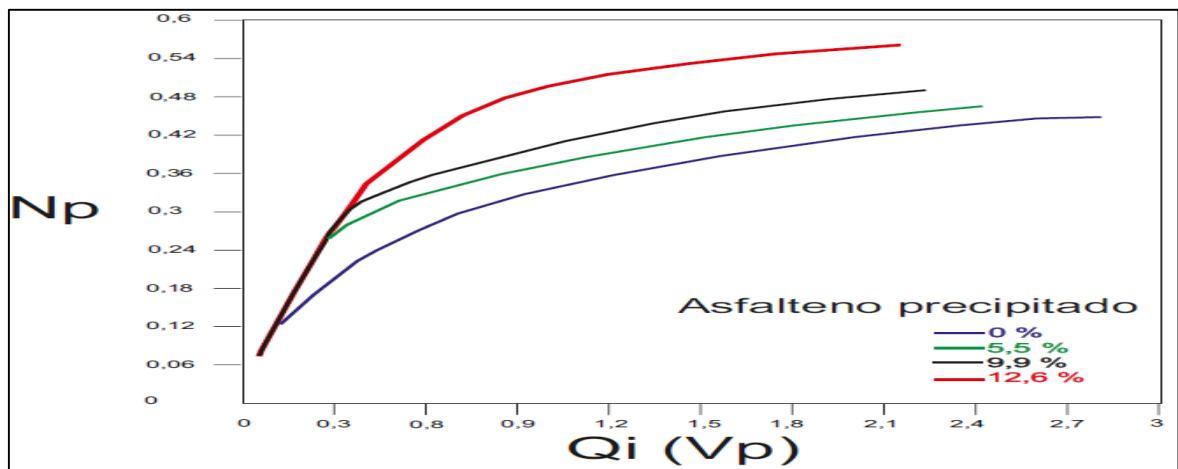
Fuente: KAMATH V.A, YANG J. Effect of Asphaltene deposition on dynamic displacements of oil by water. SPE. 1993.

## b) Rendimiento del desplazamiento

Dado a que en gran medida con el proceso de inyección de agua se desea aumentar la producción de crudo, se ha encontrado que hay efecto de la precipitación de asfaltenos en la recuperación del petróleo, tal como:

- La fracción recuperada y el flujo fraccional se incrementa con el aumento en la acumulación de asfaltenos, debido a que ocurre un mejoramiento barrido de desplazamiento del aceite promovido por algunos mecanismos como la alteración de la mojabilidad de la roca entre el agua/petróleo, que puede incrementar la saturación del crudo pero también causa una drástica reducción a la saturación de agua irreducible.
- Se genera un mejoramiento en la relación permeabilidad efectiva del crudo y la permeabilidad efectiva del agua obteniendo un nivel de saturación que es favorable al flujo fraccional del crudo.
- Mejoramiento en la eficiencia de barrido como un resultado de división de flujo por el efecto de los depósitos orgánicos (figura 17).

Figura 17. Fracción de recuperación vs volumen inyectado de agua.

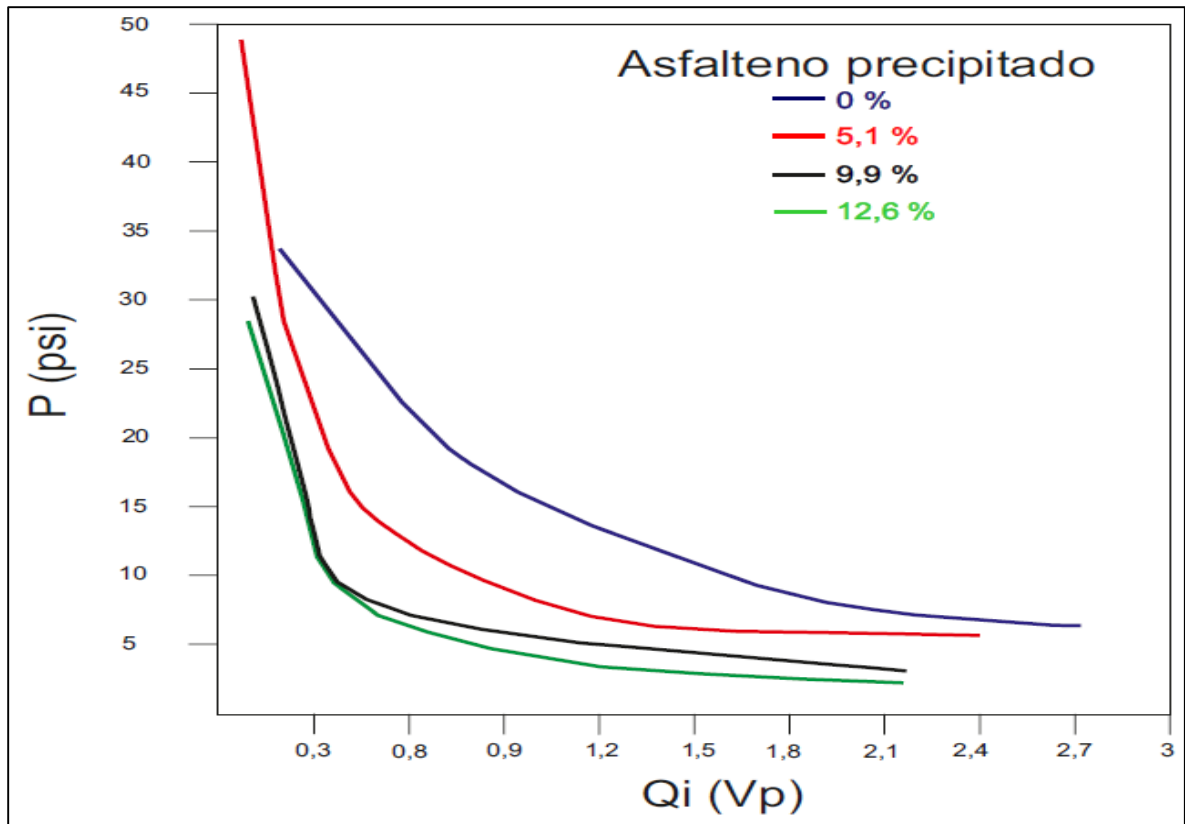


Fuente: KAMATH V.A, YANG J. Effect of Asphaltene deposition on dynamic displacements of oil by water. SPE. 1993.

### c) Efecto de la caída de presión

Al observar el efecto en la presión durante el proceso de inyección del agua y su volumen en la figura 18 se presenta en la etapa inicial de inyección una elevada caída de presión por la presencia de los depósitos orgánicos; sin embargo al aumentar la cantidad de precipitados orgánicos se observa claramente que ocurre una mayor caída de presión en las etapas iniciales y un mejoramiento en la etapa de ruptura del agua. Lo anterior sugiere que la acumulación de asfaltenos reduce la capacidad de inyección inicial del agua; pero mejora durante y después de la ruptura del agua.

Figura 18. Caída de presión vs volumen de agua inyectada.



Fuente: KAMATH V.A, YANG J. Effect of Asphaltene deposition on dynamic displacements of oil by water. SPE. 1993.

Al observar el efecto de la precipitación de compuestos orgánicos en la rápida caída de presión y en la permeabilidad, se puede referenciar que está directamente relacionado con el desplazamiento con agua. En general, la caída de presión permite que la velocidad con la que se llega al punto de burbuja del crudo, sea muchos más rápido, provocando que los componentes más livianos en el producto, como las cadenas de n-alcanos, se expandan más que los componentes pesados. La caída en la presión y el volumen molar de los compuestos livianos en el crudo se traduce en un descenso de la densidad del fluido, por la separación de fases líquidas, lo cual causa disminución de la solubilidad de los asfaltenos, que se agrupan en flóculos que promueven su acumulación.

Así mismo, la precipitación de los asfaltenos pueden verse promovidos por la presencia de agentes contaminantes como arcillas, minerales, sedimentos y rocas; sirviendo de agentes nucleantes en la adhesión de las partículas coloidales de asfaltenos.

### **3.1.2. EFECTO DEL DESPLAZAMIENTO DE AGUA EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS<sup>36</sup>**

De la misma manera que con los asfaltenos, se ha observado que la inyección de agua es uno de los factores más críticos en la acumulación de las parafinas, dado a que ésta influye en la solubilidad de las parafinas. Este fenómeno es ocasionado porque el calor específico del agua, el cual es el doble del crudo, evita el enfriamiento tanto del crudo como del agua, y como consecuencia impide que la parafina se precipite por cambios en la solubilidad y posteriormente se deposite.

Adicionalmente se ha observado, que en gran medida proporciona un volumen extra de líquidos, que aumenta la velocidad de flujo del aceite a través de la tubería de

---

<sup>36</sup> KAMATH V.A, YANG J. Effect of Asphaltene deposition on dynamic displacements of oil by water. SPE. 1993.

producción, disminuyendo la posibilidad de que cristales de parafina se adhieran a las paredes de la tubería sirviendo como nucleantes.

### **CASO. INYECCIÓN DE AGUA FRÍA EN UN YACIMIENTO CARBONATADO FRACTURADO<sup>37</sup>**

**Arvid Østhus** y **Dan Maloney** (2005) efectuaron una investigación con el objetivo de conocer el efecto potencial de precipitación de ceras parafínicas durante una operación de desplazamiento de crudo por agua de mar. Determinaron que el agua fría de mar reducía la temperatura en los pozos a una distancia de decenas a metros en los pozos inyectoros a una temperatura mínima de 10 °C.

La temperatura del yacimiento es de 130 °C, pero con la inyección continua del agua de mar se generó un frente de temperaturas fría que se propagó en los pozos inyectoros. Una vez se propagó el frente de temperatura, la precipitación de las parafinas ocurrió cuando el crudo se enfrió por debajo de los 25 °C el cual es el punto de cristalización.

En el estudio los investigadores plantearon inquietudes como: ¿Podría ser esto una problemática con respecto a la inyectividad del agua y la recuperación de petróleo? ¿Cuál es la naturaleza y la distribución de las ceras precipitadas en yacimiento? ¿Cómo se propaga el frente de temperaturas frías en relación al frente de agua inyectada? ¿Se requiere calentar el agua que se está usando para esta inyección?

La figura 19 ilustra las mediciones de viscosidad para crudo muerto (petróleo sin gas en solución), crudo vivo y salmuera a diferentes temperaturas. Tanto en la salmuera como en el crudo vivo se observa que la tendencia es consistente de temperaturas altas a bajas, pero se puede discernir fácilmente en la tendencia del

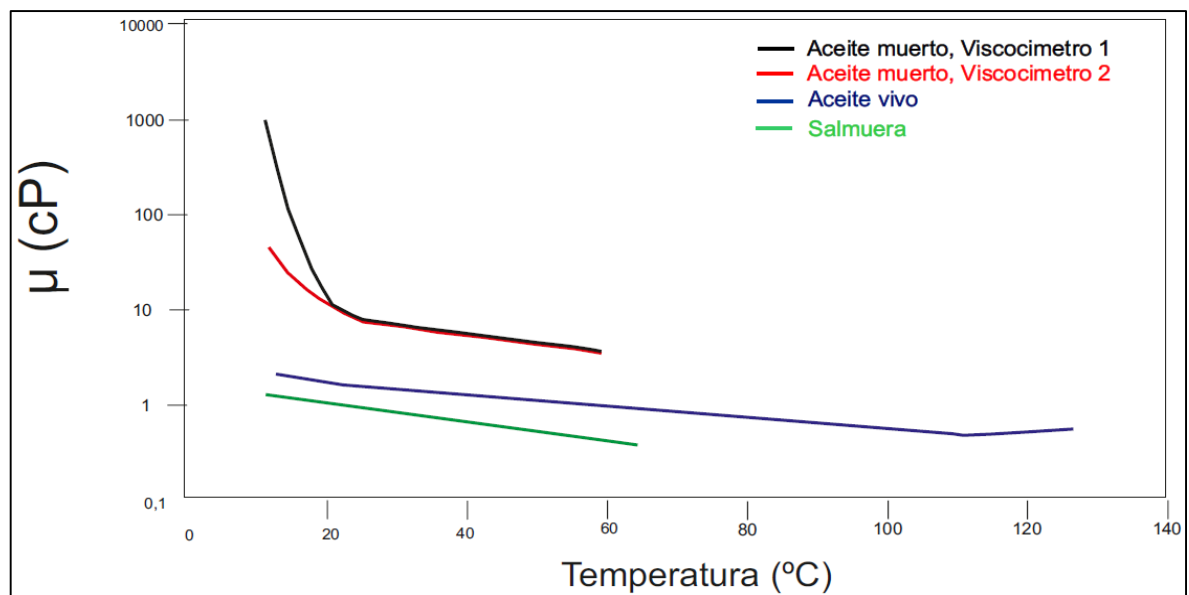
---

<sup>37</sup> Effects of Paraffin Wax Precipitation during Cold Water Injection in a Fractured Carbonate Reservoir. Dan Maloney and Arvid Østhus.

crudo muerto, ya que las mediciones hechas con dos viscosímetros diferentes presentaron un cambio abrupto por debajo de la temperatura de 25 °C.

Al realizar una comparación entre el crudo vivo y crudo muerto se aprecia el efecto del gas en solución sobre la viscosidad y se infiere que la precipitación de parafinas está influenciada por la composición del crudo.

Figura 19. Viscosidad del aceite y salmuera a diferentes temperaturas.



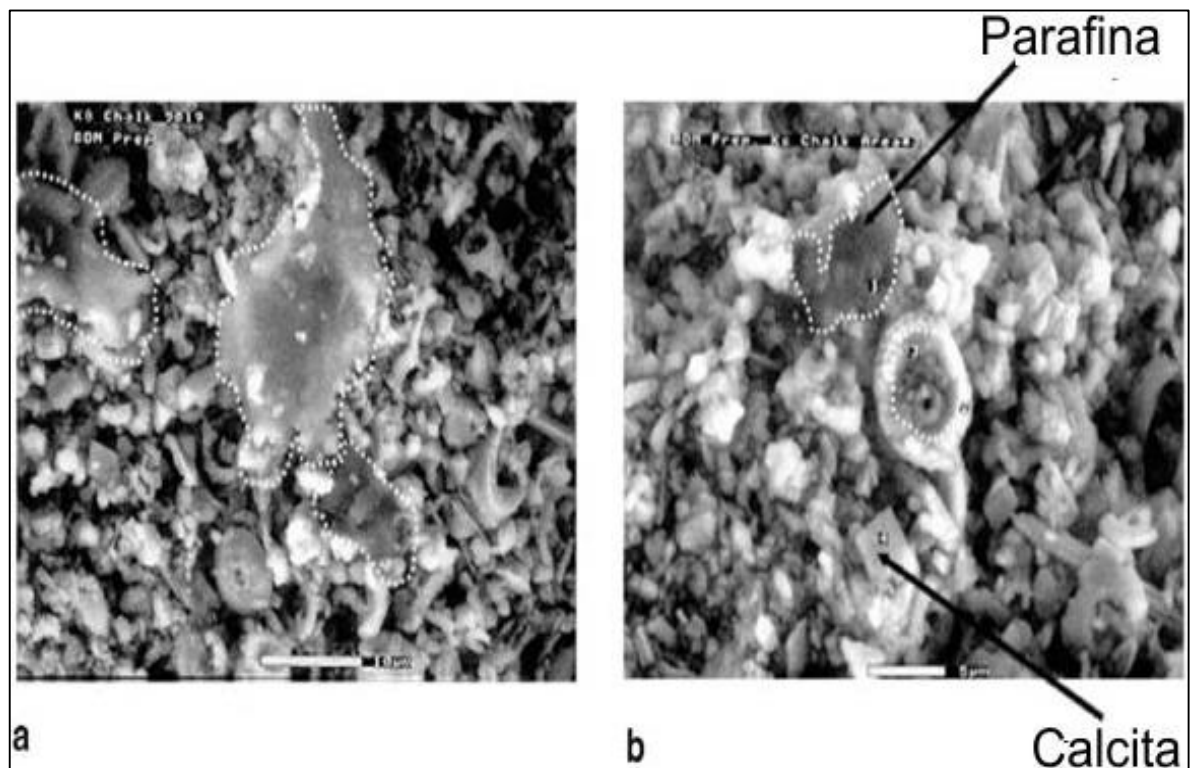
Fuente: Effects of Paraffin Wax Precipitation during Cold Water Injection in a Fractured Carbonate Reservoir. Dan Maloney and Arvid Østhus.

Dos series de experimentos se aplicaron en la investigación; en el primer se utilizó un núcleo con una distribución de tamaño de poro similar a la de núcleo del yacimiento, se investigó cómo influye la precipitación de cera parafínica en la inyectividad de agua cerca de los pozos de inyección de agua. El segundo experimento se realizó utilizando núcleos del yacimiento para observar donde tiene lugar el enfriamiento antes de que el petróleo remanente haya sido recuperado del yacimiento.

Para determinar los puntos de cristalización tanto para el crudo vivo (24 °C) y el crudo muerto (25 °C), se usaron técnicas como el sistema de detección de sólidos y microscopía de polarización cruzada respectivamente para cada tipo de crudo.

Para establecer si el crudo exhibía contenido parafínico se trabajó con la técnica **ESEM** (**E**nvironmental **S**canning **E**lectron **M**icroscope). La presencia de contenido parafínico se confirmó por microfotografías; en las que se notó que la distribución de las parafinas era desigual, por lo que había poros libres de parafinas. Donde se evidenció presencia de parafinas, se notaron como masas en vez de cristales. Al identificar las estructuras se observó que eran más grande que la porosidad promedio de los poros y estas estaban adheridas a los minerales de roca como se puede ver en la figura 20.

Figura 20. Fotografías de parafinas en el espacio poroso.

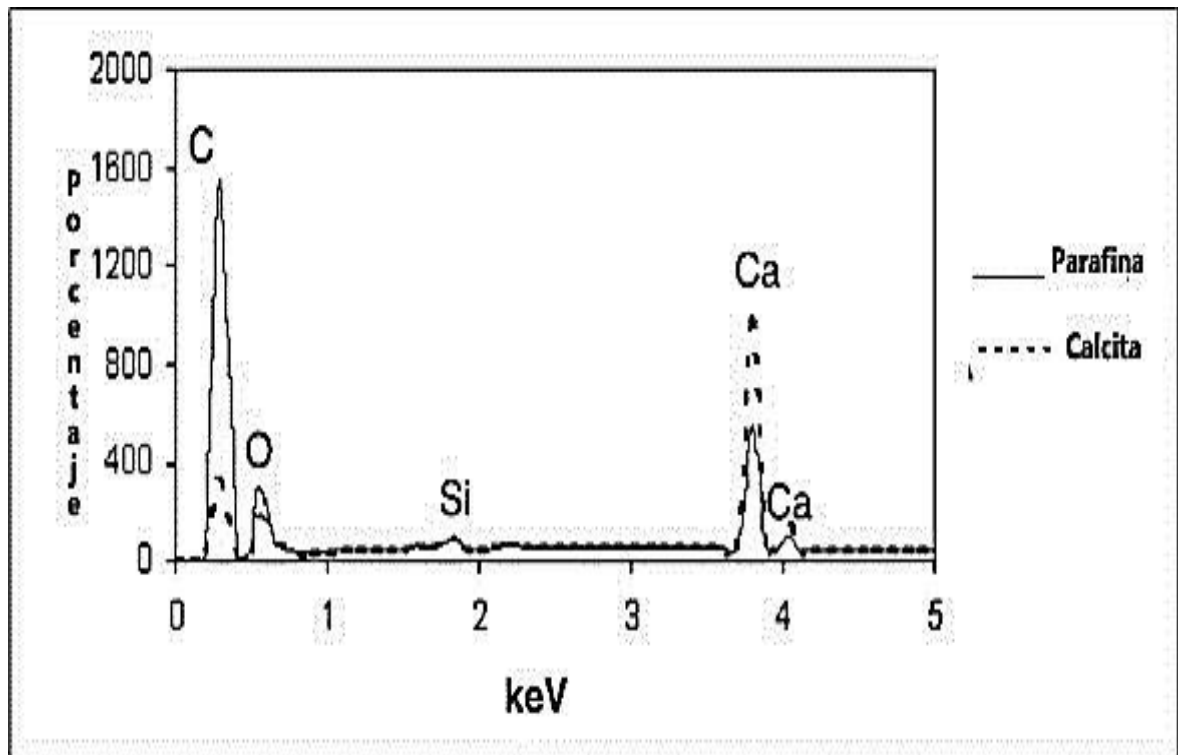


Fuente: Effects of Paraffin Wax Precipitation during Cold Water Injection in a Fractured Carbonate Reservoir. Dan Maloney and Arvid Østhus.

En la figura 20 para la parte **a** se realizó un aumento de 2000x y en la parte **b** un aumento de 3000x, en la que se identifica la presencia de las parafinas y los minerales.

A través de un **EDS** (análisis espectral elemental) se evidenció más fácilmente las parafinas y los minerales en la muestra tal como se observa en la figura 21 en la que se identifica la parafina por la magnitud relativa del pico del carbono en comparación con la de calcio.

Figura 21. Análisis espectral elemental (EDS).



Fuente. Effects of Paraffin Wax Precipitation during Cold Water Injection in a Fractured Carbonate Reservoir. Dan Maloney and Arvid Østhus.

La figura 22 es una imagen ESEM aumentada en una magnitud de 4000x de la muestra después de realizar un test de enfriamiento. La masa parafínica se encontró

ocupando regiones del espacio poroso, similar al observado en la figura 20 pero esta vez la cantidad era mayor.

Figura 22. Imagen ESEM después de inyectar agua fría en el núcleo de roca del yacimiento.



Fuente. Effects of Paraffin Wax Precipitation during Cold Water Injection in a Fractured Carbonate Reservoir. Dan Maloney and Arvid Østhus.

Una vez realizada las pruebas para determinar el contenido de parafinas, procedieron a una simulación de inyección de agua fría. Con la simulación se evidenció que el frente de las temperaturas frías se situaba por delante del frente del agua de inyección.

Las conclusiones de la investigación determinaron que las parafinas precipitadas se adhieren a las superficies minerales del yacimiento, ocasionando taponamientos en poros y microfisuras, la cantidad de cera parafínica que precipita se relaciona con la saturación de petróleo. Ahora, debido al flujo continuo de salmuera y la baja saturación de petróleo en el yacimiento, la precipitación de la parafina se da como resultado de un enfriamiento, pero esta precipitación no afecta apreciablemente la inyectividad del agua en el yacimiento.

### **3.2. INYECCIÓN DE GAS**

Generalmente los procesos de recobro empleando inyección con gas son procesos que emplean un flujo de fluido gaseoso para promover el movimiento y la extracción del producto. Esta clase de procesos requieren de ciertos parámetros a considerar como las propiedades de los fluidos producidos y las del gas de inyección, la temperatura, presión y el medio poroso.

De manera similar, a los procesos de recobro por inyección de agua, el gas genera flujo que puede promover la precipitación de compuestos orgánicos.

#### **3.2.1. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE GAS EN LOS DEPÓSITOS DE ASFALTENOS**

Los asfaltenos precipitados pueden reducir la porosidad, permeabilidad, alterar la mojabilidad de la roca, afectar la productividad, causar taponamiento en la cara de pozo, tubería, y equipos de procesos.

Una de las razones para la depositación de los asfaltenos es cuando son usados solventes para desplazar el aceite en los EOR. Una variedad de solventes han sido

usados entre los cuales se destacan el Gas Natural, Gas Licuado del Petróleo, Líquidos del Gas Natural, CO<sub>2</sub>).

### **CASO. YACIMIENTO EN IRAN<sup>38</sup>**

En una investigación realizada por Mousavi et al en el 2007, demostraron que generalmente los procesos de recobro de hidrocarburos empleando la inyección de gas, presentan una afinidad a la precipitación de componentes orgánicos como asfaltenos y parafinas debido a factores como: presencia de agua durante el proceso, porosidad y permeabilidad del medio y grado de mojabilidad.

#### **a) Efecto de la presencia de agua de saturación.**

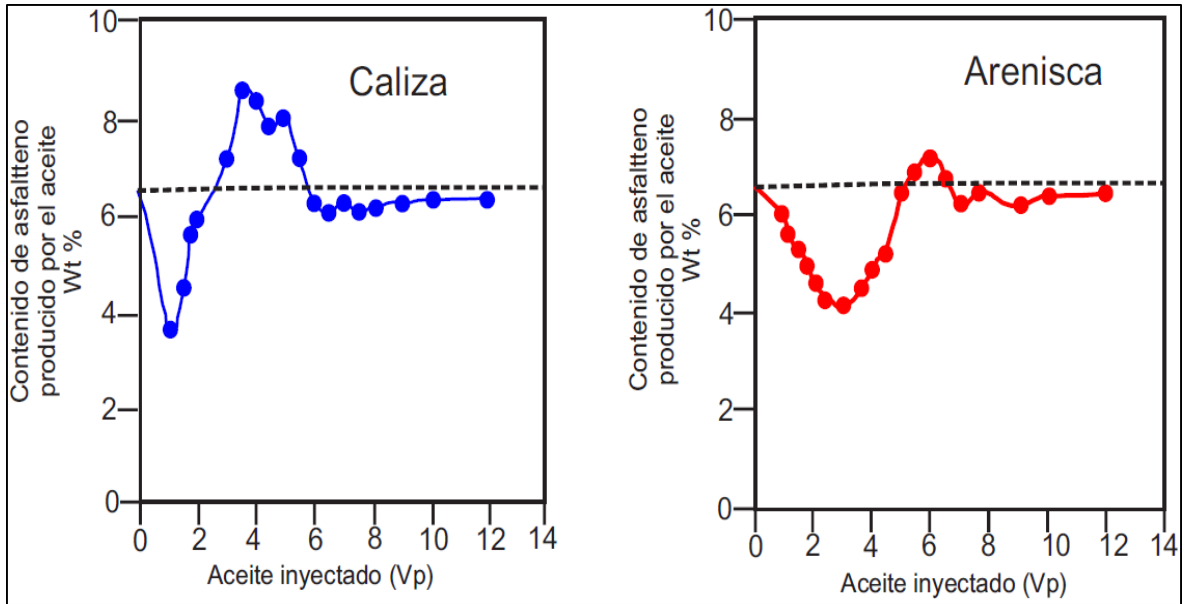
En gran medida el agua es factor indispensable en la precipitación de los asfaltenos como se mencionó anteriormente, sin embargo en el caso de la inyección de gas, autores como Mousavi et al, demostraron que la inyección del hidrocarburo a través de un medio poroso y permeable, como la arenisca o piedra caliza, están propensos a la precipitación de asfaltenos.

La figura 23 ilustra el comportamiento fluctuante en la cantidad de asfaltenos precipitados a medida que el hidrocarburo es inyectado, en las primeras etapas de la inyección ocasionando una disminución en la porosidad alrededor del 4%.

---

<sup>38</sup> MOGHADASI J. Formation Damage Due to Asphaltene Precipitation Resulting From CO<sub>2</sub> Gas Injection in Iranian Carbonate Reservoir. SPE 2006.

Figura 23. Depósito de asfaltenos vs Inyección de aceite.



Fuente: Modificada de MOUSAVI D, VAFAI S., Experimental investigation on asphaltene deposition in porous media during Miscible Gas Injection. Iran J Chem Vol 26 No 4. 2007.

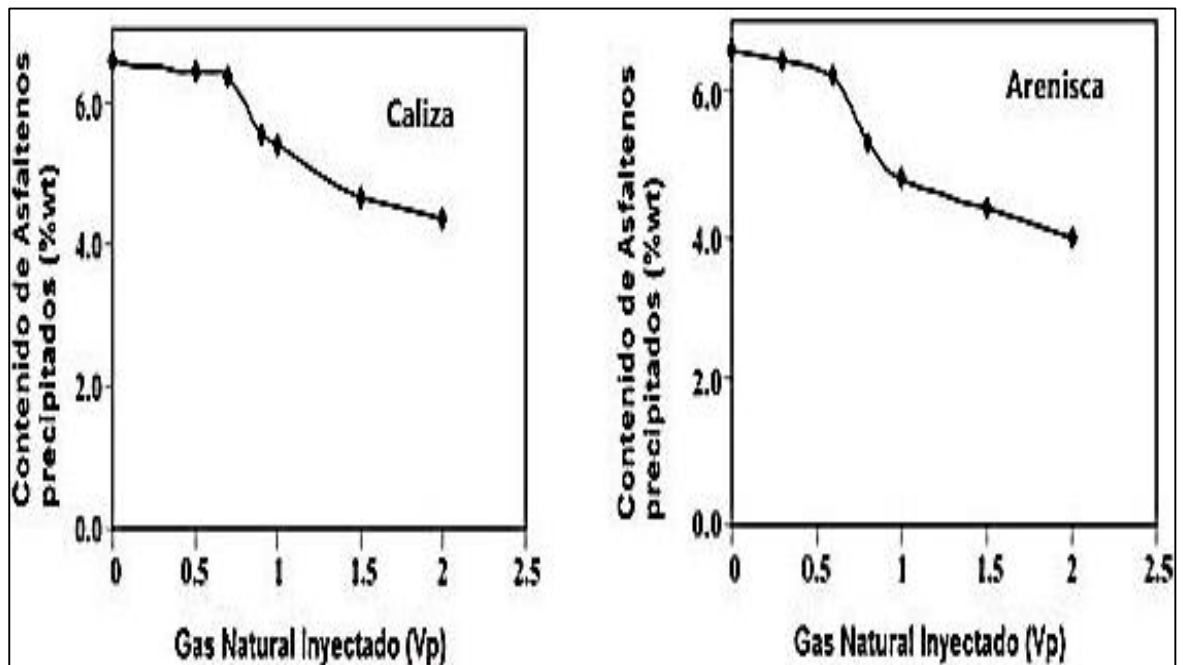
Posteriormente, el sistema y la acumulación de asfaltenos se estabilizan hasta cantidades un poco inferiores a las iniciales del producto, después de un flujo adicional de gas que promueve una ligera redisolución y despegue de asfaltenos adsorbidos en la superficie del medio. Dicho estado estacionario indica que la capacidad del medio poroso para adsorber asfaltenos ha sido alcanzada.

El fenómeno de precipitación de los asfaltenos en los procesos de recobro con inyección de gas ha sido atribuido a la formación de una película agua sobre la superficie de la roca que puede reducir o retardar el procesos de acumulación de asfaltenos; por lo que es probable encontrar diferentes precipitaciones de asfaltenos dependiendo del comportamiento de la fase orgánica con el agua.

## b) Efecto de las características del Gas Natural

El uso de gas natural proveniente del yacimiento, en los procesos de inyección de gas, promueve la precipitación de fases orgánicas como los asfaltenos, debido a que el gas al entrar en contacto con el hidrocarburo, ocurre un cambio de composición química de los fluidos lo cual rompe el equilibrio de los asfaltenos en solución, causando su precipitación, como se aprecia en la figura 24.

Figura 24. Variación contenido asfálticas durante la inyección de gas natural.

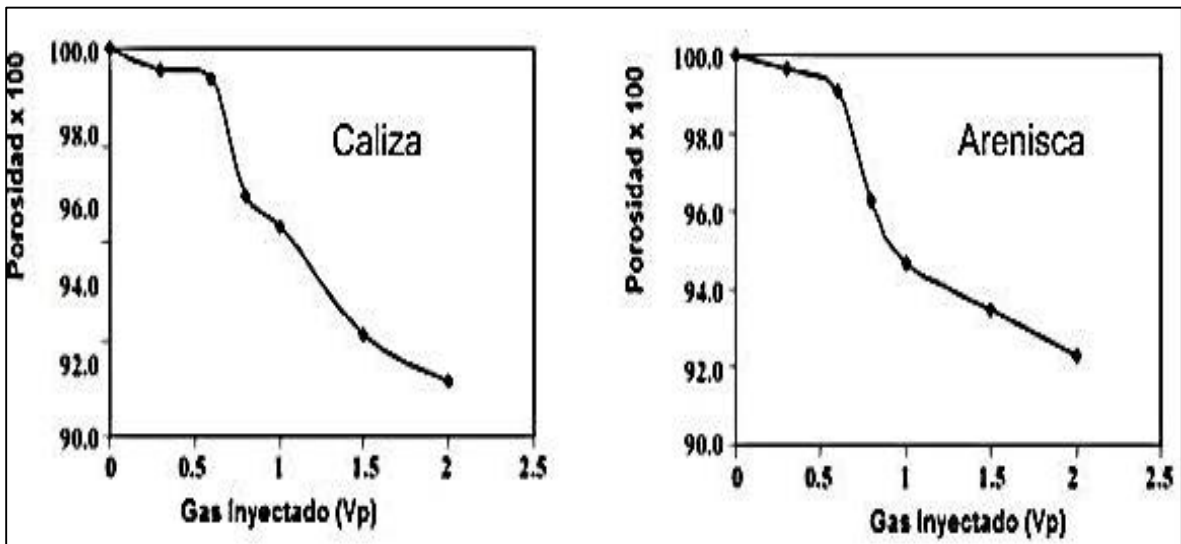


Fuente: MOUSAVI D, VAFAI S., Experimental investigation on asphaltene deposition in porous media during Miscible Gas Injection. Iran J Chem Vol 26 No 4. 2007.

### c) Porosidad y permeabilidad

La porosidad del lecho rocoso sufre una reducción significativa a medida que es inyectado el gas inmiscible, por su precipitación en el medio poroso causando disminución del medio poroso como presenta la figura 25.

Figura 25. Comportamiento de la porosidad (permeabilidad) del medio poroso durante la precipitación de asfaltenos por inyección de gas.



Fuente: MOUSAVI D, VAFAI S. Experimental investigation on asphaltene deposition in porous media during Miscible Gas Injection. Iran J Chem Vol 26 No 4. 2007.

### d) Mojabilidad

Aunque se ha demostrado que la formación de una película de agua en la superficie de las rocas del medio, promueve la precipitación de asfaltenos, se ha observado que la acumulación de asfaltenos, causa generalmente un cambio en la mojabilidad del medio poroso con tendencia de preferencia por el hidrocarburo.

### 3.2.1. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE GAS EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

El uso del gas como método de recobro resulta beneficioso para el mantenimiento de las parafinas en solución dentro del crudo, ya que el gas aparte de dar de presión, permite que aquellos componentes livianos perdidos sean sustituidos por el gas que se está empleando. En otros casos la problemática de las parafinas se puede deber a las fuentes usadas para enriquecer el gas. En este documento se reporta que las parafinas detectadas tuvieron lugar en las líneas de flujo que el sistema de enriquecimiento del gas necesitaba<sup>39</sup>.

#### **CASO. PARAFINAS EN PROCESO WAG – CARDIUM, ALBERTA (CANADA)<sup>40</sup>**

Los procesos WAG son mecanismos de recobro mediante el cual se utiliza inyección de agua alternando con la inyección de un gas mediante la cual se evita:

- Una escape del CO<sub>2</sub> a través del yacimiento.
- El rebasamiento por gravedad del petróleo

Ambos factores reducen significativamente la eficiencia de barrido del CO<sub>2</sub> a través de los canales de flujo del yacimiento, disminuyendo en cierta medida la eficiencia.

Evidencias mostradas por Nenninger y sus colaboradores, permitieron observar que durante procesos WAG, el agua con iones C<sub>2</sub><sup>+</sup> generaba la formación de depósitos con una similitud al alquitrán, correspondientes a parafinas, las cuales obstruían gran parte de las tuberías.

---

<sup>39</sup> K.M, Barker. J.M, Bigler. Paraffin Problems in Gas Systems. 2003.

<sup>40</sup> K.M, Barker. J.M, Bigler. Paraffin Problems in Gas Systems. 2003.

Posterior a un descarte de posibles agentes generadores de estas parafinas, se conoció mediante técnicas de cromatografía que las parafinas eran generadas por los sistemas que el proceso WAG usado, por lo que se plantearon 4 estrategias de limpieza:

1. Encontrar una fuente limpia de  $C_2^+$ .
2. Determinar la extensión de los depósitos.
3. Eliminar los depósitos en la cabeza de inyección
4. Remover los depósitos de los tubing de los pozos inyectoros sin causar daño a la formación.

Con el fin de eliminar la presencia del ion  $C_2^+$ , se optó por propano enriquecido, el cual durante un tiempo de prueba de cuatro meses de propano - gas enriquecido, permitió la eliminación de una variedad de los depósitos. Posteriormente los depósitos en el sistema de inyección de agua alternada con gas (WAG) mostraron que estos depósitos se debían a la contaminación de los líquidos de gas natural usados para enriquecer la inyección de gas agregando propano.

### **3.2.2. INYECCIÓN DE $CO_2$**

El dióxido de carbono ( $CO_2$ ) en los últimos años, ha sido empleado como una alternativa para el proceso de recobro por inyección<sup>41</sup>, los cuales han mostrado un incremento cercano al 22% del petróleo original en el pozo; sin embargo es común encontrar la formación de fases de alta viscosidad a la salida del gas. Así mismo, es indispensable conocer los efectos que acarrearán el uso de éste método en la precipitación de los compuestos asfaltenos y de parafinas.

---

<sup>41</sup> RIFAAT AL MJENI, SHYAMA A, PRADEEP C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

### **3.2.2.1. Efecto de CO<sub>2</sub> sobre los asfaltenos**

Cuando se desea usar CO<sub>2</sub> miscible en procesos de desplazamiento de crudo, los asfaltenos contenidos en el crudo pueden flocular en presencia de CO<sub>2</sub> y pueden causar numerosos problemas de producción con un perjudicial efecto en el recobro de aceite. Por tal motivo se exhibe los efectos efecto del CO<sub>2</sub> sobre los asfaltenos a continuación con el caso del yacimiento Weyburn<sup>42</sup>.

#### **CASO. YACIMIENTO WEYBURN<sup>43</sup>**

Autores han demostrado que la precipitación de los asfaltenos se encuentra influenciados por la concentración de CO<sub>2</sub> inyectado. Al entrar en contacto el CO<sub>2</sub> con el crudo en el yacimiento, causa un cambio en las condiciones de comportamiento y equilibrio de los fluidos, lo cual promueve la precipitación de solidos orgánicos principalmente asfaltenos.

Como se ha dicho anteriormente, la precipitación de asfaltenos en el lecho rocoso puede alterar la mojabilidad y consecuentemente afectar el rendimiento del flujo durante el proceso de recobro. Así mismo, lo anterior puede causar daño a la formación y taponamiento en la cara de pozo, requiriendo tratamientos costos y procesos de limpieza.

Investigaciones realizadas por SRIVASLAVA et al en el año de 1993, emplearon un crudo con una concentración de 4,9 Wt % de compuestos de asfaltenos, observaron que en un rango de presión de saturación del CO<sub>2</sub> entre las 350 psia y 2820 psia, ocurre un incremento en la floculación y precipitación de los compuestos asfaltenos,

---

<sup>42</sup> SRIVASLAVA R.K. HUANG S.S, Quantification of Asphaltenes flocculation during miscible CO<sub>2</sub> flooding in the Weyburn reservoir.

<sup>43</sup> SRIVASLAVA R.K. HUANG S.S, Quantification of Asphaltenes flocculation during miscible CO<sub>2</sub> flooding in the Weyburn reservoir

cuando la concentración de CO<sub>2</sub> llega a valores cercanos al 43% de concentración molar, como se aprecia en la tabla 2.

Tabla 2. Efectos de la presión de CO<sub>2</sub> sobre los asfaltenos a 122 °F.

Fluido	Presión del CO <sub>2</sub> (psia)	Concentración CO <sub>2</sub> (% mol)	Asfalteno floculado (Wt. %)
Fluido yacimiento + CO <sub>2</sub>	348	0	0
	609	12,9	0
	1247	45,1	0,2
	1450	52,4	1,08
	2233	73,8	3,96
	2813	81,9	4,26
Fluido yacimiento + CO <sub>2</sub> + salmuera	565,5	12,4	0
	1145,5	42,1	0,4
	2001	71,5	3

Fuente: SRIVASLAVA R.K. HUANG S.S, Quantification of Asphaltenes flocculation during miscible CO<sub>2</sub> flooding in the Weyburn reservoir.

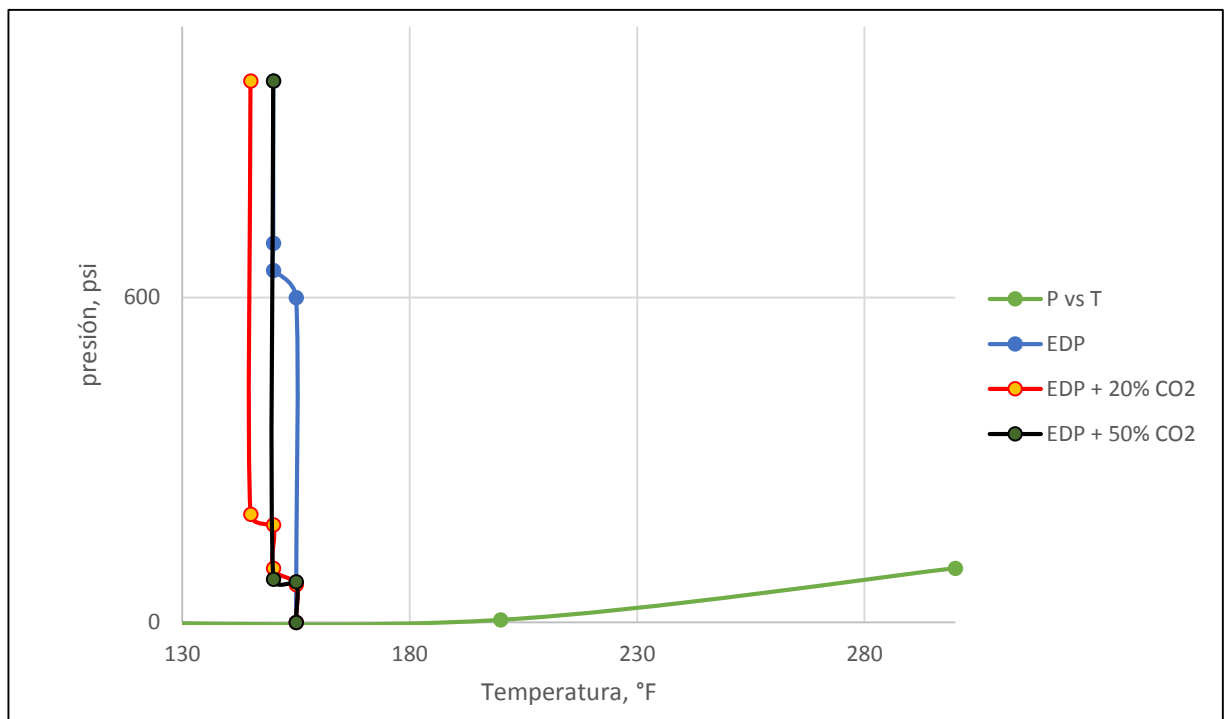
De igual manera se puede observar que el tiempo de interacción entre el gas inyectado CO<sub>2</sub> y los hidrocarburos, no presenta un efecto significativo en la cantidad de compuestos asfaltenos precipitados.

De igual manera se ha observado que la presencia de impurezas como Nitrógeno (N<sub>2</sub>) y Metano (CH<sub>4</sub>) junto con el CO<sub>2</sub> empleado en el gas de inyección, genera un leve incremento en el porcentaje de precipitados de asfaltenos. Cabe mencionar que existe un cambio de comportamiento en la precipitación de los asfaltenos, promoviendo su redisolución cuando las concentraciones del CO<sub>2</sub> se encuentran por encima de 73% mol, probablemente debido al cambio de composición química que causa un desequilibrio en el crudo.

### 3.2.2.2. Efecto de CO<sub>2</sub> sobre las parafinas<sup>44</sup>

En el trabajo realizado por Srivastava et al se enfocaron solo en el efecto del CO<sub>2</sub> sobre la floculación de asfaltenos y no mencionan efectos sobre las parafinas. A partir de la información sobre los fluidos y condiciones dadas en ese trabajo, con ayuda del simulador WinProp (con licencia en la sala de cómputo en la escuela de petróleos) los autores de este proyecto de grado realizaron simulación para encontrar la envolvente de parafinas con un análisis de sensibilidad a diferentes concentraciones de CO<sub>2</sub> como se muestra en la figura 26, obtenida de tabulación de datos que es obtenida de la interpretación de las gráficas que aporta el simulador.

Figura 26. Envoltura de precipitación de parafinas Campo Weyburn.



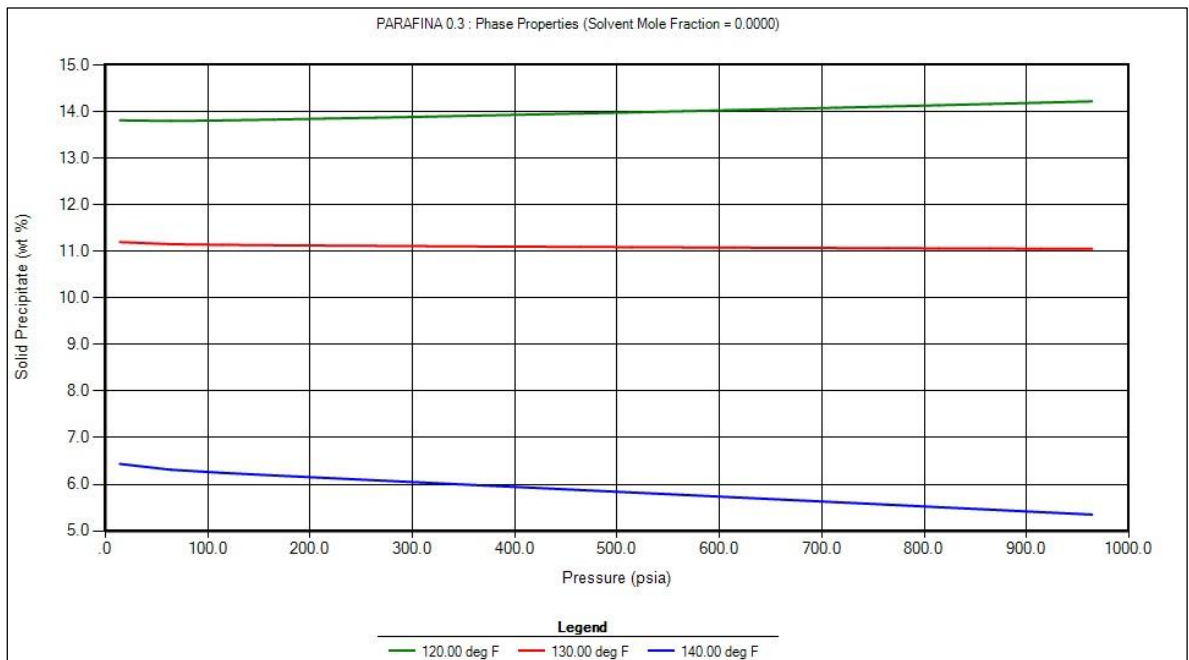
Fuente: autores.

<sup>44</sup> SRIVASLAVA R.K. HUANG S.S, Quantification of Asphaltenes flocculation during miscible CO<sub>2</sub> flooding in the Weyburn reservoir

La inyección de CO<sub>2</sub> ocasiona un desplazamiento de la envolvente hacia la izquierda a temperaturas inferiores a 145 °F, lo cual es favorable para el fluido.

En las figuras 27, 28 y 29, se plantea el comportamiento que tiene la precipitación de las parafinas del Campo Weyburn, cuando se inyectan concentraciones de 0%, 20% y 50% de CO<sub>2</sub>.

Figura 27. Inyección de CO<sub>2</sub> a 0% en Campo WEYBURN.

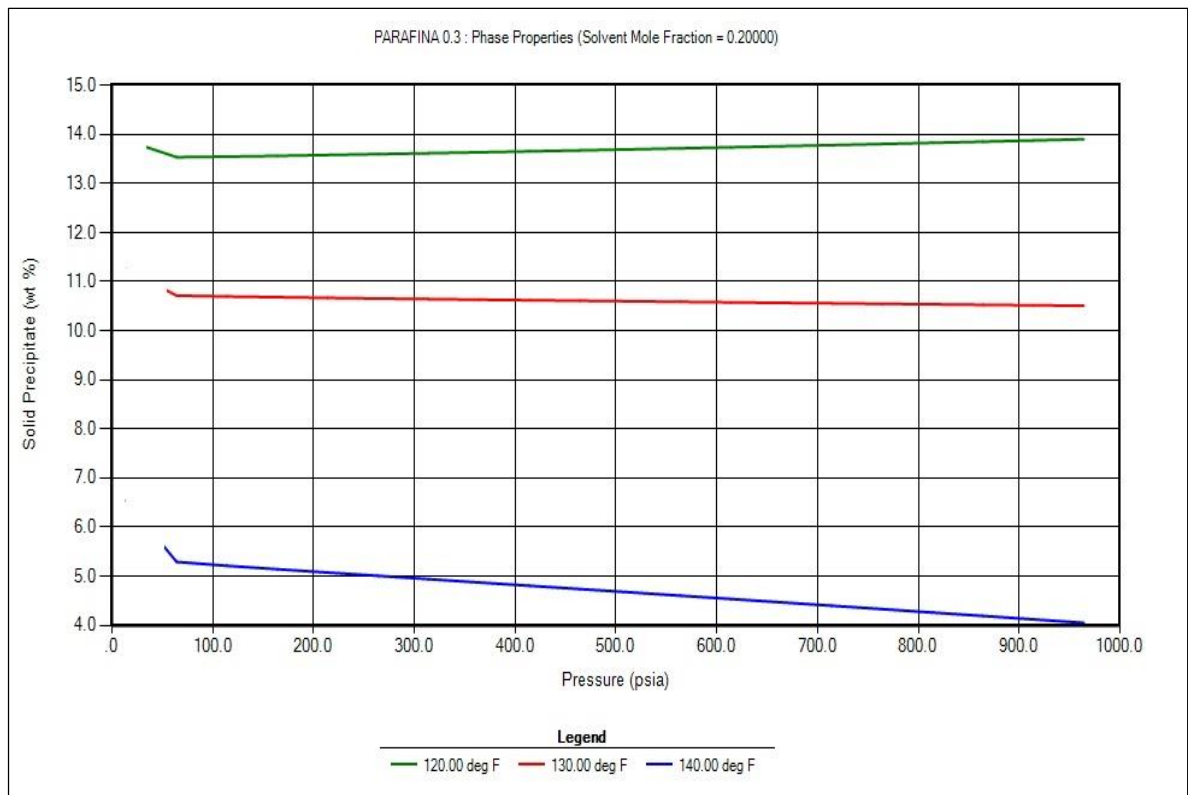


Fuente: simulador WinProp. CMG 2012.

Se determinó que la primera temperatura en la cual se evidencian sólidos precipitados, corresponden a 145 °F. En la figura 27 se ha presentado a partir de 140 °F (Isotherma color azul) donde a 0% de inyección de CO<sub>2</sub>, el Campo Weyburn ha aportado aproximadamente 6,3 Wt % de parafinas precipitadas. A medida que la temperatura desciende se presenta mayor cantidad de parafinas precipitadas, para 130 °F y 120 °F (línea de color roja y verde respectivamente) 11,1 Wt % y 14 Wt %.

Comparando las figuras 27 y 28, para las mismas temperaturas, la cantidad de parafinas precipitadas se ha reducido. Para 140 °F (color azul) ha caído de 6,3 Wt % a 5,2 Wt % a 100 psia. De igual manera sucede con las temperaturas a 130 °F y 120 °F, donde la cantidad de parafinas precipitadas ha caído 3 Wt % aproximadamente.

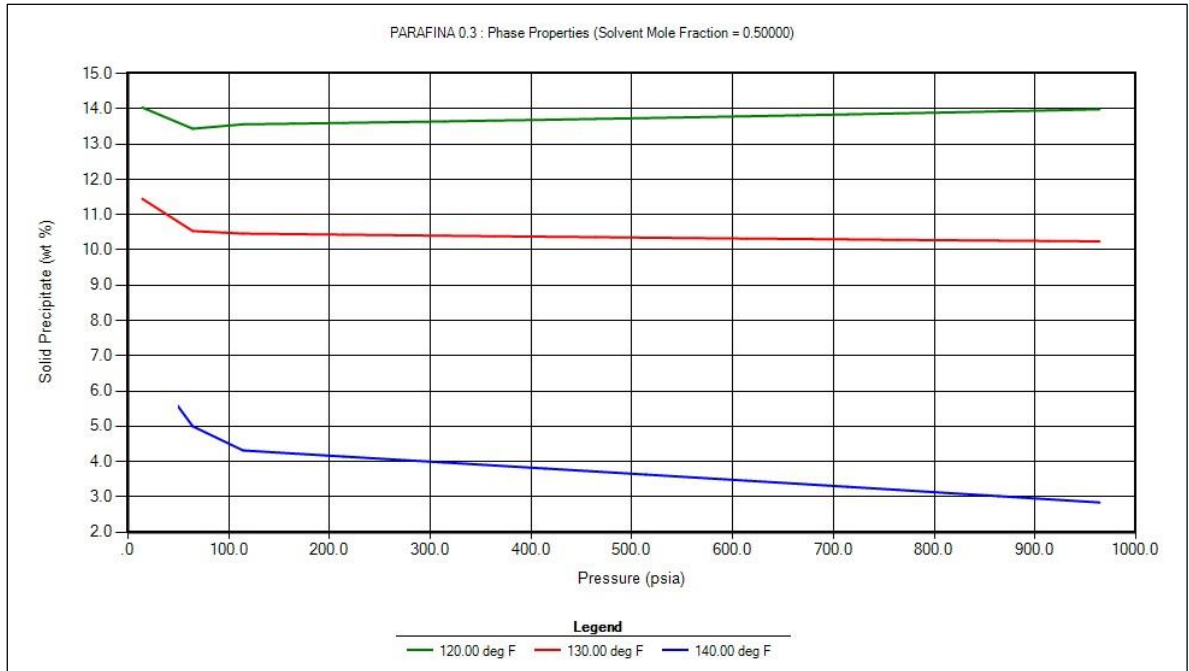
Figura 28. Inyección de CO<sub>2</sub> a 20%. Campo Weyburn.



Fuente: simulador WinProp. CMG 2012.

En La figura 29, da la tendencia a ser menor la cantidad de precipitados de parafinas a medida que la relación de inyección de CO<sub>2</sub> aumenta. A 140 °F y 100 psia se presentaría 4,1 Wt % y para 130 °F se precipitarían 10,4 Wt %. Entonces para el Campo Weyburn sería favorable, debido a que la cantidad de parafinas precipitadas disminuye a medida que se aumenta la cantidad de CO<sub>2</sub>.

Figura 29. Inyección de CO<sub>2</sub> a 50%. Campo Weyburn.



Fuente: simulador WinProp. CMG 2012.

### 3.3. MÉTODOS TÉRMICOS

La combustión In- Situ es un proceso de recuperación de hidrocarburos por vía térmica, por la ignición del producto para crear un frente de combustión que es propagada a través del yacimiento por la inyección continua de aire. El éxito de cada uno de los procesos depende principalmente de las propiedades del crudo y propiedades de la roca como las condiciones de operación del pozo.

En combustión In-Situ, tres diferentes regiones son identificadas y conocidas como<sup>45</sup>:

<sup>45</sup> KOK M.V. KARACAN C.O. Behavior and effect of SARA fractions of oil during combustion. SPE. 2000.

- **Temperatura baja de combustión:** Se da el rompimiento de las cadenas débiles, por medio de reacciones de pirólisis y oxidación de alcoholes y cetonas.
- **Temperatura mediana de combustión:** Se genera el proceso de combustión de los hidrocarburos, transformándolos en hidrocarburos pesados.
- **Temperatura alta de combustión:** En esta zona se la combustión de los hidrocarburos pesados y son completamente oxidados.

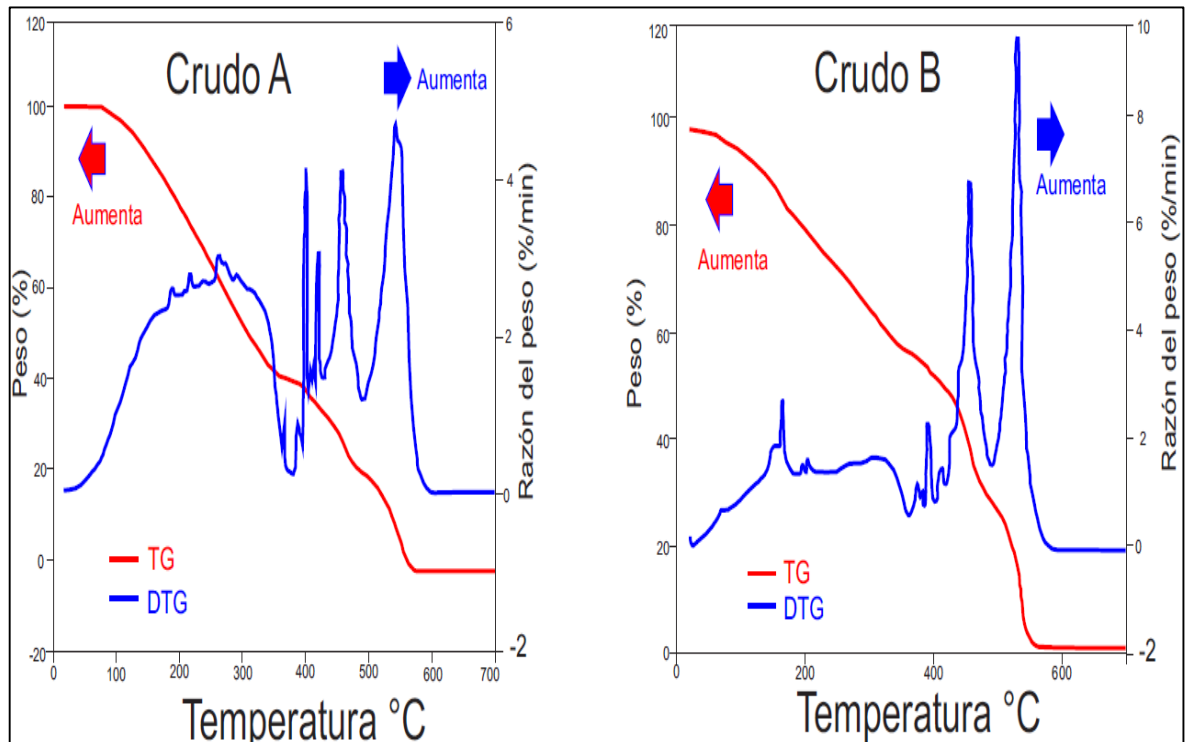
### 5.3.1. EFECTOS DE LOS MÉTODOS TÉRMICOS EN LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS<sup>46</sup>

Investigaciones como las realizadas por Kok y sus colaboradores en el año 2000, han permitido mostrar mediante diagramas de TG/DTG en algunas muestras de crudo, la presencia de tres regiones principales como se aprecia en la figura 30. La región que es identificada en la curva DTG de ambos crudos empieza de 25 °C a 377 – 367 °C en la cual se evidencia procesos de destilación, reducción de viscosidad y donde algunas cadenas de hidrocarburos son divididas y craqueadas a baja temperatura. El total de material perdido de la muestra de aceite en esta temperatura difiere de la muestra pero se encuentra entre el 60% y 42%, como se muestra en la tabla 3. En el crudo A (26,12 °API), la combustión a baja temperatura ocurre en un intervalo de 300 a 377 °C causando una pérdida del 12%; sin embargo para la muestra B (14,95 °API), la combustión a baja temperatura el intervalo es de 310 °C a 367 °C y causa el 8,5% de pérdida en peso. Aquí, notamos que los crudos livianos pierden 48% debido a la vaporización mientras que los pesados pierden 33,5% del peso inicial.

---

<sup>46</sup> KOK M.V. KARACAN C.O. Behavior and effect of SARA fractions of oil during combustion. SPE. 2000.

Figura 30. Curva TG/DTG para el crudo.



Fuente: KOK M.V. KARACAN C.O. Behavior and effect of SARA fractions of oil during combustion. SPE. 2000.

En cuanto a las zonas de combustión a las temperaturas medias, es responsable de formar materia para la combustión de alta temperatura. Un intervalo de temperatura de 377 °C a 467°C para la muestra A y 367 a 460°C para la muestra B, generando una pérdida de peso de 16% y 20,5% para las muestras A y B respectivamente. De igual manera la zona de combustión de alta temperatura ocurre a 490 °C a 580 °C para la muestra A y 460 °C a 560 °C para la muestra B, con pérdidas de peso entre el 23% y 35,5%.

Tabla 3. Propiedades en la combustión de los crudos.

	DESTILACIÓN		TEMPERATURAS BAJAS		TEMPERATURAS MEDIAS		TEMPERATURAS ALTAS	
	T °C	% peso perdido	T °C	% peso perdido	T °C	% peso perdido	T °C	% peso perdido
<b>Muestra A</b>	25 – 300	48	300 – 377	12	377-467	16	467-557	23
<b>Muestra B</b>	25 – 310	33,45	310 – 367	8,5	367-460	20,5	460-560	35,5

Fuente: KOK M.V. KARACAN C.O. Behavior and effect of SARA fractions of oil during combustion. SPE. 2000.

#### a) Comportamiento de los asfaltenos en la combustión.

El comportamiento de los componentes SARA (Saturados, asfaltenos, resinas, aromáticos) en el ambiente de combustión, permite hacer un análisis del comportamiento de los asfaltenos durante el proceso de combustión (tabla 4).

Una de las principales características que presentan las moléculas de los asfaltenos son sus pesadas y resistentes cadenas, lo cual requieren de elevada energía para poder combustionar. Lo anterior descarta que durante la combustión a baja temperatura y media temperatura se dan bajas pérdidas de peso de los asfaltenos entre el 1,2% y 2,1% para baja temperatura, y 29,5% y 32% para temperaturas medias, en cada una de las muestras A y B respectivamente.

El anterior análisis concluye que la combustión general de asfaltenos ocurre en la zona de combustión de alta temperatura con los componentes de alto peso molecular, eliminando la mayor cantidad de masa como se aprecia en la tabla 4.

Tabla 4. Comportamiento de la fracción SARA en las diferentes zonas de combustión.

Autor	Fracción	Destilación		Temperaturas bajas		Temperaturas medias		Temperaturas altas	
		T (°C)	% peso perdido	T (°C)	% peso perdido	T (°C)	% peso perdido	T (°C)	% peso perdido
<b>GARZAN</b>	Saturados	25 – 300	74,9	300 – 390	14,5	390 – 460	3,7	460 – 550	4,9
	Aromáticos	25 – 320	44	320 – 380	9	380 – 480	21,47	480 – 580	24,53
	Resinas	25 – 320	13,96	320 – 375	13,96	375 – 490	17,62	480 – 600	37,42
	Asfaltenos	25 – 340	1	340 – 380	1,2	380 – 490	29,25	490 – 580	67,43
<b>B. RAMAN</b>	Saturados	25 – 305	76	305 – 380	12,6	380 – 450	2,4	450 – 550	7
	Aromáticos	25 – 330	19,9	330 – 390	18,3	390 – 475	21,6	475 – 590	38,2
	Resinas	25 – 320	40	320 – 370	11	370 – 470	16	470 – 560	31
	Asfaltenos	25 – 340	0,3	340 – 390	2,1	390 – 500	32	500 – 580	64,6

Fuente: KOK M.V. KARACAN C.O. Behavior and effect of SARA fractions of oil during combustion. SPE. 2000.

### 3.3.1. EFECTOS DE LA RECUPERACIÓN TÉRMICA EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINA

El caso que se presenta a continuación ilustra cómo la recuperación térmica puede inducir efectos sobre las parafinas. En el campo Dom Joao en Brasil participaron consultores a nivel local e internacional para estudiar y analizar lo que ocurría con el factor de recobro y las causas de esta problemática.

## CASO. CAMPO DOM JOAO, BRASIL<sup>47</sup>

En el campo Dom Joao se inicia una operación de aumento de presión con inyección de agua seguida de inyección de gas para junio de 1954 con el fin de obtener un mejor factor de recuperación, debido a que durante 50 años de producción el factor de recuperación era de 15% del OOIP de 113 MMm<sup>3</sup> que el campo presento, antes de 1960 se alcanzó una producción de 2500 m<sup>3</sup>/d para después bajar a 80 m<sup>3</sup>/d. Restablecida la presión del yacimiento, la producción se reanudada al mes siguiente, pero los resultados no fueron los esperados dando lugar a la suspensión de las operaciones de inyección de agua y gas para finales de 1957 y comienzos de 1958.

**Bonet y Lemos** en 1988 indagan en la literatura sobre la de precipitación de parafinas en los yacimientos, bajo esta iniciativa y basándose en la comparación preliminar entre el punto de cristalización (37 – 40 °C) y la temperatura de yacimiento (32 °C a 39 °C) en Dom Joao, se planteó la precipitación de parafinas como posible causa para el bajo factor de recobro en el campo.

Con la problemática de las parafinas, propusieron tres métodos de recuperación: electromagnético y microbial limitados a pruebas de laboratorio y el método inyección de vapor (según recomendación de **Farouq Ali**). Se implementó un pozo piloto y con el fin de acelerar la respuesta, bajo recomendación de **Rainovitz y Costa**, se perforan tres nuevos pozos con un patrón invertido de cinco puntos, del cual se estimó una recuperación adicional de 12%.

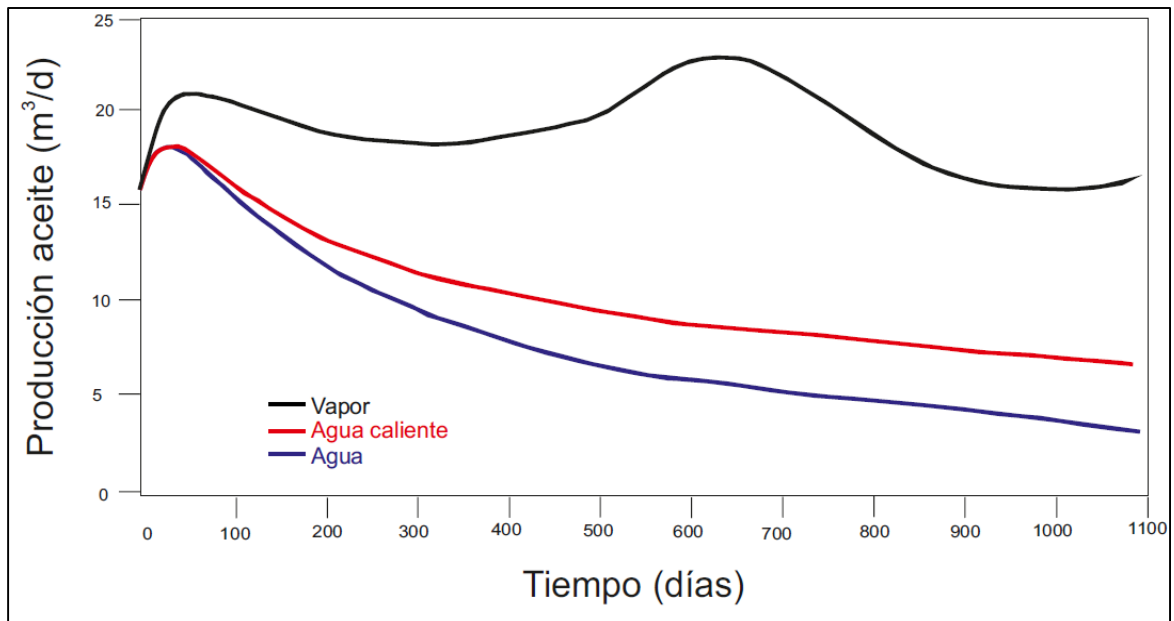
La figura 31 evidencia los resultados de la inyección de vapor con una calidad de 65% a una temperatura de 250 °C, agua caliente con una temperatura de 150 °C e inyección de agua simple. Los resultados reflejan que la inyección de vapor es la mejor opción en comparación con agua caliente y agua simple, ya que al inicio del

---

<sup>47</sup> Mezzomo, R. F. Rabinovitz, A. Reservoir Paraffin Precipitation: The Oil Recovery Challenge in Dom Joao Field? Annual Technical Meeting, Junio 14 – 18, 1999, Calgary, Alberta.

proceso se obtiene un aumento de producción el cual se comporta de manera constante.

Figura 31. Estudio comparativo de simulación entre vapor, agua caliente y Waterflooding.

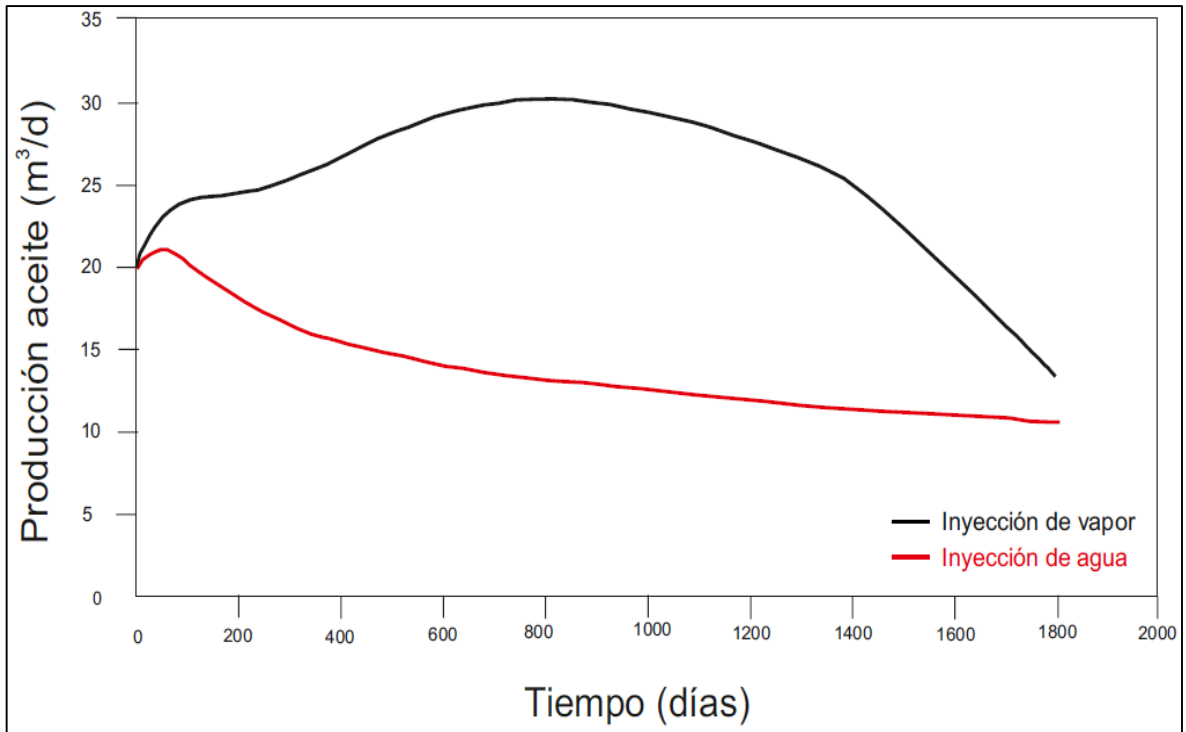


Fuente: Mezzomo, R. F. Rabinovitz, A. Reservoir Paraffin Precipitation: The Oil Recovery Challenge in Dom Joao Field? Annual Technical Meeting, Junio 14 – 18, 1999, Calgary, Alberta.

La figura 32 muestra el rendimiento de la producción en relación a la comparación de la inyección de vapor con la inyección de agua. La producción de petróleo incremental debido a la inyección de vapor se traduce en una recuperación adicional de 12% en comparación a la de inyección de agua.

Con este resultado se lleva un estudio económico para constatar si era factible implementar la inyección de vapor en el campo Dom Joao. El estudio ilustra que la implementación de la inyección de vapor era posible si los precios del crudo mejoraban.

Figura 32. Estudio comparativo de simulaciones entre vapor y Waterflooding.



Fuente: Mezzomo, R. F. Rabinovitz, A. Reservoir Paraffin Precipitation: The Oil Recovery Challenge in Dom Joao Field? Annual Technical Meeting, June 14 – 18, 1999, Calgary, Alberta.

### 3.4. MÉTODOS QUÍMICOS

Constantemente se plantean nuevos mecanismos químicos utilizados en métodos de EOR, como los que se presentan a continuación:

**a) Inyección de polímeros:** Para el uso de estos mecanismos es indispensable conocer el comportamiento reológico, ya que es una de las principales características que afecta el desempeño del proceso de recuperación, generalmente por la viscosidad del polímero altera las características reológicas del producto. De igual manera se deben considerar la concentración del polímero, la salinidad de la fase acuosa, el esfuerzo de corte y la temperatura del yacimiento; ya

que la presencia de polímeros puede ocasionar una reducción en la permeabilidad y un aumento en la viscosidad del fluido inyectado, lo que a su vez provoca una reducción en su movilidad.

**b) Inyección de surfactantes:** Se fundamenta en el uso de surfactantes, los cuales poseen estructuras moleculares que contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen en agua) como grupos hidrofóbicos (que repelen el agua). Cuando se agregan a un medio acuoso, las moléculas de surfactantes forman estructuras denominadas micelas, las cuales permiten interactuar en la interfaz de ambos fluidos otorgándole sus principales funciones como la reducción de la tensión superficial y aumento de la solubilidad.

#### **5.4.1. EFECTOS DE LA RECUPERACIÓN CON QUÍMICOS EN LA PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS**

Generalmente el contacto del crudo con agentes surfactantes, que no poseen compuestos aromáticos, pueden causar la floculación de los asfaltenos a partir de la solución. De igual manera, se pueden generar variaciones de pH localizado, que generan cambios bruscos en el equilibrio químico de la solución desencadenando la precipitación de asfaltenos.

El uso de surfactantes es muy empleado para la disolución de los depósitos de parafinas existentes, y pueden inhibir algunos procesos de acumulación de parafina; sin embargo se requieren de grandes cantidades para tener un efecto significativo; sin embargo su uso ha sido limitado para unas pocas áreas. El principal uso de un surfactante es ser empleado para cambiar la mojabilidad a la superficie que se encuentra mojada por agua, inhibiendo la acumulación de las parafinas.

#### **4. PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS EN EL CAMPO COLORADO AL IMPLEMENTAR UN MÉTODO DE RECOBRO**

La declinación en la producción en los pozos de Campo Colorado (promedia de 15% anual<sup>48</sup>), se debe principalmente a la acumulación de parafinas. Este material orgánico es el principal problema del Campo Colorado en el desarrollo de su producción, como consecuencia de la caída de temperatura y presión que fácilmente pasan la envoltura de parafinas ocasionando la precipitación y acumulación de estas en las líneas de flujo induciendo grandes declives de producción por el taponamiento que en ocasiones terminan en el abandono del pozo.

Para remediar con el problema de las parafinas el método de inyección de aceite caliente ha sido aplicado en el campo para remediación de esta problemática. En el documento FORMATION DAMAGE RELATED TO HOT OILING desarrollado por K.M. BARKER ha inferido la problemática que se pueda presentar a raíz de aplicar este método en el pozo, debido a la ausencia de componentes livianos del crudo provocando una menor solubilidad de la parafina y una rápida acumulación.

Los métodos de recobro día a día toman mayor relevancia en la industria del petróleo, y podrían ser una solución a Campo Colorado pero analizando las implicaciones sobre la precipitación de orgánicos que pueda tener su implementación.

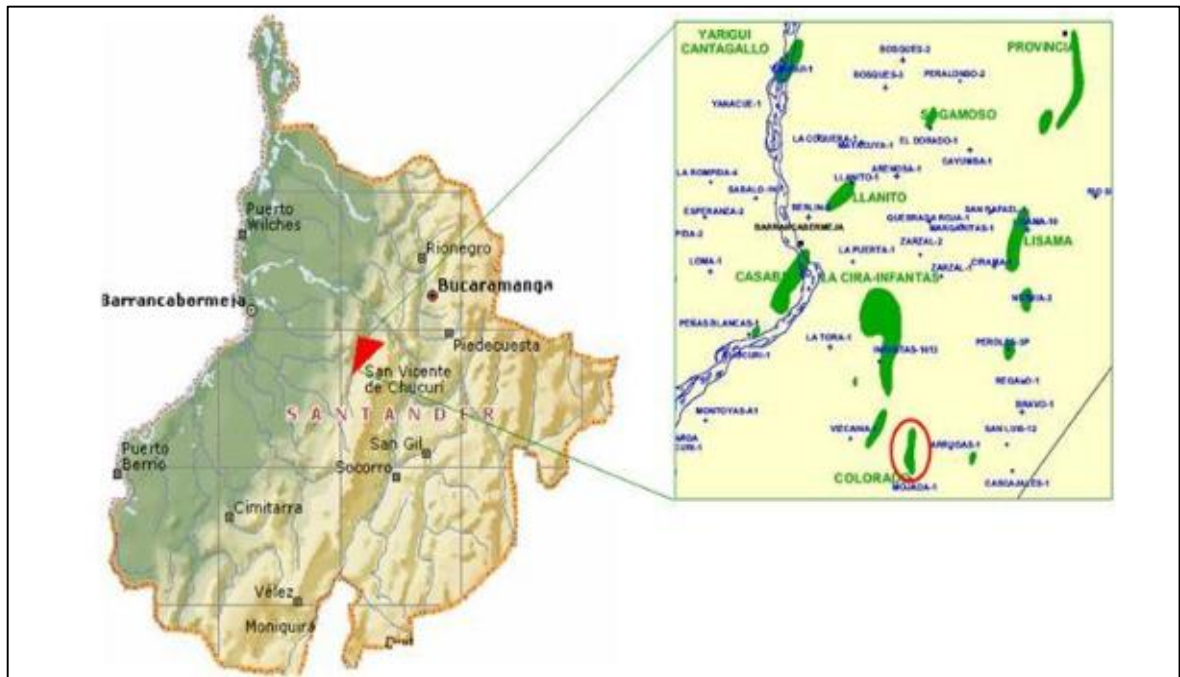
---

<sup>48</sup> ARIZA Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis UIS. 2008.

#### 4.1. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio Magdalena en la vereda Los Colorados, corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, departamento de Santander. Situado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y el sur del Campo La Cira – Infantas, en el área de la antigua concesión de Mares. Posee 6000 hectáreas y un total de 75 pozos perforados. La figura 33 se muestra la ubicación geográfica del Campo Colorado en un mapa del departamento de Santander, el triángulo rojo hace referencia al sector del municipio de San Vicente de Chucurí en donde se encuentra el Campo y la figura verde con un círculo rojo es el Campo Colorado<sup>49</sup>.

Figura 33. Ubicación geográfica del Campo Colorado.



Fuente: Campo Escuela Colorado.

<sup>49</sup> VILLAREREAL E., MOYA H. Análisis de los fluidos aplicado a los hidrocarburos en el Campo Escuela Colorado. Tesis UIS. 2012

Iniciando la campaña de exploración del Campo Colorado llevas entre los años 1923 y 1932, donde se perforaron 7 pozos, quedando bajo función el último de estos y cierre de los otros por problemas mecánicos. La Tropical Oil Company, realizó la perforación de 8 nuevos pozos entre 1945 – 1946.

El comienzo de la exploración del campo colorado se llevó a cabo entre 1923 y 1932 perforando 7 pozos, quedando activo el N° 7 y abandonado los demás por problemas mecánicos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo C-9 con buenos resultados, lo que motivó a la Tropical Oil Company- Troco a perforar 8 nuevos pozos entre 1945 – 1946. ECOPETROL completo un total de 75 pozos perforados en el campo para el año 1964.

La declinación de Campo Colorado siempre ha estado presente, encontrándose la máxima producción en 1961 con 1771 BOPD, en el transcurso de 5 años bajo su producción hasta los 467 BOPD. Hasta el año 1976 se pudo mantener la producción de 670 BOPD. La declinación ha sido inminente hasta el año 1989 cuando se reportó una producción de 47 BOPD.

Campo Colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico, esto sucede cuando un yacimiento carece de acuífero. El GOR del campo no ha variado mucho desde 1989 hasta el 2005 presentándose un valor de 225 MSCF/Día<sup>50</sup>.

Trabajos de WORKOVER se aplican a diferentes pozos del Campo Colorado tratando de recuperar producción en la zona, pero debido a problemas de precipitación de parafinas, es difícil mantener los resultados.

En Campo Colorado sistema de levantamiento artificial que se presenta es el Bombeo Mecánico en la mayoría de los pozos. El problema de depositación de parafinas es complicado encontrar las facilidades de superficie, debido a que las tuberías se taponan o se rompen, de esta manera, el crudo se ubica a un tanque

---

<sup>50</sup> ECOPETROL. Informe preliminar sobre el Campo Colorado. 2001

instalado a cercanías del pozo, donde periódicamente pasa un camión recolector para recoger la producción.

#### 4.2. CARACTERISTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) Y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal alargado en dirección norte – sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW-NE.

La tabla 5 presentan los principales datos de yacimiento de la arena B de la formación mugrosa.

Tabla 5. Propiedades del fluido y yacimiento de Campo Colorado.

Características	Arena B
Viscosidad a Pb, cP	7
°API promedio	36,9
Presión estática, psia	810
Saturación Aceite, %	65
Espesor, ft	95
Permeabilidad, mD	250
Porosidad, %	13,2
Profundidad, ft	2120
Temperatura, °F	104
Litología	Arenisca

Fuente: Informe de Ecopetrol 2003. Colombian Sedimentary Basin, ANH 2007.

#### 4.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO

De acuerdo al estudio realizado por ECOPETROL en el 2003 DIAGNOSTICO Y ESTRATEGIA DE RECOBRO PARA OCHO AREAS DE LA GERENCIA CENTRO ORIENTE se argumenta que “Los mejores pozos productores de aceite se encuentran en la parte central del anticlinal, donde están los mejores desarrollos de la arena B”

Debido a que el pozo COL-25 del Campo ha sido el más caracterizado y se cuenta con la composición del crudo para realizarle el estudio. La presión inicial de yacimiento (arena Mugrosa B) fue de 800 psia y de burbuja de 630 psia.

En la tabla 6 se presenta la caracterización composicional del fluido de la arena B del campo colorado. Se observa un alto contenido de la fracción pesada en el análisis SARA, también la presencia de asfaltenos se ha evidenciado en los depósitos de material sólido<sup>51</sup>, lo cual probablemente éste incidiendo en la precipitación de parafinas o co-precipitando con ellas, agravando el problema.

---

<sup>51</sup> POVEDA MALAVER D. Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos a nivel de cara de la formación. Aplicación Campo Colorado.

Tabla 6. Caracterización del crudo del pozo Col-25.

Componentes	Composición	Densidad a 60 °F (g/cm <sup>3</sup> )	Componentes	Composición	Densidad a 60 °F (g/cm <sup>3</sup> )
	Wt. %			Wt. %	
<b>N<sub>2</sub></b>	0,0016	0,808	<b>C13</b>	3,298	0,811
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,0012	0,827	<b>C14</b>	2,971	0,822
<b>Benceno</b>	78,1	0,884	<b>C15</b>	3,0575	0,832
<b>Tolueno</b>	92,2	0,872	<b>C16</b>	2,7161	0,839
<b>C1</b>	1,7747	0,3	<b>C17</b>	2,5292	0,847
<b>C2</b>	1,1674	0,356	<b>C18</b>	2,5866	0,852
<b>C3</b>	1,7405	0,508	<b>C19</b>	2,5317	0,857
<b>iC4</b>	0,5664	0,563	<b>C20</b>	2,276	0,862
<b>nC4</b>	1,2945	0,584	<b>C21</b>	2,0542	0,867
<b>iC5</b>	0,8187	0,625	<b>C22</b>	2,0287	0,872
<b>nC5</b>	0,9925	0,631	<b>C23</b>	1,9195	0,877
<b>C6</b>	1,8278	0,685	<b>C24</b>	1,723	0,881
<b>C7</b>	3,0044	0,722	<b>C25</b>	1,6576	0,885
<b>C8</b>	3,8181	0,745	<b>C26</b>	1,5971	0,889
<b>C9</b>	3,9235	0,764	<b>C27</b>	1,5932	0,893
<b>C10</b>	3,6783	0,778	<b>C28</b>	1,5524	0,896
<b>C11</b>	3,2389	0,789	<b>C29</b>	1,3167	0,899
<b>C12</b>	2,9591	0,8	<b>C30+</b>	31,2161	1,059
<b>Saturados</b>	64,09				
<b>Aromáticos</b>	25,26				
<b>Resinas</b>	9,93				
<b>Asfaltenos</b>	0,73				

Fuente: ARAMENDIZ J, VELASQUEZ M. Consideraciones y Procedimientos para el análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. 2008

### 4.3. METODOLOGIA PARA SELECCIONAR POSIBLE MÉTODO DE RECOBRO PARA EL CAMPO COLORADO

Debido a la diversidad de las propiedades del fluido, y del yacimiento en los diferentes campos petroleros y en ocasiones entre pozos del mismo campo no se puede determinar un método de recobro único; por esta razón los distintos métodos de recobro presentan un carácter selectivo, es decir no son aplicables en todas las situaciones; por lo tanto se estableció una evaluación del comportamiento de los depósitos de parafinas y asfaltenos en cada uno de los métodos de recobro para determinar el rango de aceptabilidad en cada uno de ellos. Esta caracterización permitirá establecer el método de recobro más conveniente a ser aplicado en un campo donde se conozcan las propiedades del fluido y yacimientos, que presente problemas de depósitos orgánicos.

#### 4.3.1. SCREENING TÉCNICO BINARIO

El paper **Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods**<sup>52</sup> presenta una metodología para la selección del EOR que mejor aplica para varios campos usando un criterio de screening. La metodología incorpora propiedades del aceite y rocas a condiciones de yacimientos, además del conocimiento de generalidades e historia del yacimiento. En varios campos de Colombia, procesos que usan el agua, gas o vapor han estado aplicados, adicionalmente varios proyectos usando agua, gas, químicos y aire están en situación de diseño en este momento, sin embargo, más del 90% de aproximadamente 280 campos colombianos están en recobro primario. Las tecnologías consideradas en el análisis son: Inyección de agua, inyección de gas,

---

<sup>52</sup> Trujillo, M. Mercado, D. Maya, G. Castro, R. Soto, C. Pérez, H. Ecopetrol. Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced – Oil – Recovery Methods. December 2010.

CO<sub>2</sub>, método térmico como la inyección de vapor (cíclica y continua), métodos químicos donde ubicamos polímeros, surfactantes.

El screening Técnico Binario se basa en la comparación de ciertas propiedades de fluidos y yacimiento de un campo bajo estudio con criterios propuestos por diversos autores, con el objetivo de determinar el recobro que sea técnicamente factible para aplicar. El screening incluye los métodos de recobro que aplican a diferentes tipos de yacimiento (livianos, medianos, pesados, profundos o someros).

Las propiedades a comparar con el criterio de Screening es mostrado en la tabla 7 la cual muestra que el screening binario utiliza poco datos, propiedades adicionales son comparadas dependiendo del método a ser evaluado, lo cual es una herramienta fácil de aplicar.

Tabla 7. Datos a analizar usando Screening Técnico Binario.

<b>PROPIEDADES ANALIZADAS</b>
Porosidad
Permeabilidad
Viscosidad
Gravedad API
Saturación de aceite
Espesor
Profundidad
Temperatura del yacimiento
Presión
Litología

Fuente: Trujillo, M. Mercado, D. Maya, G. Castro, R. Soto, C. Pérez, H. Ecopetrol. Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced – Oil – Recovery Methods. December 2010.

Debido a los cambios de presión de saturación y de fluidos durante la vida productiva del campo es importante para evaluar esas propiedades a condiciones recientes, para evitar errores en la selección de métodos a aplicar en el campo bajo estudio.

La asignación de puntuación se debe tener en cuenta para cada una de las 10 propiedades mostradas de la tabla 7 y es comparada con el criterio de screening de diferentes autores<sup>53,54</sup>. Una puntuación entre 0 y 1 es asignada, la puntuación de uno (1) es asignada cuando la propiedad está dentro del rango establecido por Taber-Seright (1997)<sup>55</sup> y cero (0) cuando la propiedad no se encuentra dentro del rango de aplicabilidad del método. Cuando la propiedad reúne solo una parte del rango, una puntuación es asignada proporcionalmente al cumplimiento. Cuando la propiedad no aplica o no es tenida en cuenta en el screening, esta no aportará cifras o valor numérico alguno en la sumatoria para obtener el puntaje del screening realizado al método de recobro.

La tabla 8 es un ejemplo de puntuación de un campo bajo estudio que en el ejemplo se ha llamado Campo A y a este campo se evaluará su rango de aplicabilidad por el screening Técnico Binario

---

<sup>53</sup> Ahmad, Aladasani. Recent Developments and Updated Screening of Enhanced Oil Recovery Techniques. June 2010.

<sup>54</sup> Trujillo, M. Mercado, D. Maya, G. Castro, R. Soto, C. Pérez, H. Ecopetrol. Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced – Oil – Recovery Methods. December 2010.

<sup>55</sup> TABER JJ, MARTIN, FD. Technical Screening guides for the enhanced recovery. SPE 12069. 1983

Tabla 8. Ejemplo de Screening Técnico Binario.

Campo A		Criterio de Screening para Inyección de Continua de Vapor	TABER-SERIGHT (1997)
Propiedades	Valor	Propiedades	Valor
Viscosidad, cP	600	Viscosidad, cP	< 100000
°API	12	°API	8 – 25
Saturación, %	0,55	Saturación de aceite %	>0,4
Espesor, ft	100	Espesor, ft	>20
Permeabilidad, md	150 – 300	Permeabilidad, md	>200
Porosidad, %	0,28 – 0,32	Porosidad, %	NC
Profundidad, ft	2900 – 3200	Profundidad, ft	<5000
Presión, PSIA	500	Presión, psia	No aplica
Litología	Arenisca	Litología	No aplica
<b>Asignación de puntos</b>		<p>Puntuación de cada propiedad</p> <p>→ Puntuación del método</p>	
<b>Propiedades</b>	<b>Valor</b>		
Viscosidad, cP	1		
°API	1		
Saturación de Aceite, %	1		
Espesor, ft	1		
Permeabilidad, md	0,66		
Porosidad, %	No aplica		
Profundidad, ft	1		
Presión, psia	1		
Litología	No aplica		
Puntuación	6,6 / 7 = 0,9514		

Fuente: Trujillo, M. Mercado, D. Maya, G. Castro, R. Soto, C. Pérez, H. Ecopetrol. Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced – Oil – Recovery Methods. December 2010.

#### 4.4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA DE SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE RECUBRO A CAMPO COLORADO

En tablas 9, 10, 11, 12, 13 que se presentan se presenta la evaluación para cada método de recubro empleando el Screening Técnico Binario para conocer su aplicabilidad al Campo Escuela Colorado.

##### 4.4.1. SCREENING SELECCIÓN INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub>

A continuación se presenta en la tabla 9, la evaluación para el Campo Escuela Colorado (CEC) por Screening Técnico Binario. La puntuación obtenida no es nada favorable para resultados esperados debido a propiedades que no son compatibles con el rango. La profundidad es una de ellas ya que es un factor influyente en la MMP (Presión mínima de miscibilidad del CO<sub>2</sub>) que determina si el gas es miscible o inmisible.

Tabla 9. Puntuación de inyección de CO<sub>2</sub> (Arena B, formación mugrosa).

PROPIEDADES FISICAS DEL METODO DE RECUBRO			
VARIABLE	RANGO DE APLICABILIDAD	CEC	PUNTUACIÓN
Viscosidad, cP	1,5 – 10	7	1
Gravedad, °API	22 – 36	36,9	0
Saturación Aceite %	20 – 55	65	0
Espesor (ft)	No aplica	95	No aplica
Permeabilidad, mD	No aplica	250	No aplica
Porosidad, %	3 – 37	13,2	1
Profundidad, ft	Mayor a 2500	2120	0
Temperatura, °F	No aplica	104	1
Presión, Psia	No aplica	800	No aplica
Litología	Arenisca o carbonato	Arenisca (Mugrosa B)	1
Resultado			0,571

#### 4.4.2. SCREENING SELECCIÓN INYECCIÓN DE GAS

La puntuación obtenida según el Screening Técnico Binario para la inyección de gas observado en tabla 10 es moderadamente favorable para la aplicación a Campo Escuela Colorado. Una de las propiedades más importante a analizar es la viscosidad y es allí donde el gas no cumple. De igual manera, la inyección de gas podría en el medio poroso disminuir la permeabilidad y porosidad debido al taponamiento por depósitos orgánicos.

Tabla 10. Puntuación Inyección de Gas (Arena B, formación mugrosa).

PROPIEDADES FISICAS DEL METODO DE RECOBRO			
VARIABLE	RANGO DE APLICABILIDAD	CEC	PUNTUACIÓN
Viscosidad, cP	0,04 – 3	7	0
Gravedad, °API	23 – 54	36,9	1
Saturación Aceite, %	30 – 98	65	1
Espesor (ft)	No aplica	95	No aplica
Permeabilidad, mD	No aplica	250	
Porosidad, %	4.25 – 45	13,2	1
Profundidad, ft	>1800	2120	1
Temperatura, °F	85 – 329	104	1
Presión, Psia	No aplica	800	No aplica
Litología	Arena o carbonato	Arenisca (Mugrosa B)	1
Resultado			0,857

#### 4.4.3. SCREENING SELECCIÓN INYECCIÓN DE AGUA

El método de inyección de agua es el método de recobro más utilizado en el mundo, esto dado por la facilidad y las condiciones de yacimiento para ser aplicadas. En Campo Escuela Colorado no fue la excepción, donde se obtuvo una puntuación perfecta de 1 según la Tabla 11. El agua es un inminente candidato a ser seleccionado como método de inyección al campo, a raíz de su buena intervención que realiza en las precipitaciones de orgánicos, actuando como un gran factor preventivo.

Tabla 11. Puntuación Inyección de Agua (Arena B, formación mugrosa).

PROPIEDADES FISICAS DEL METODO DE RECOBRO			
VARIABLE	RANGO DE APLICABILIDAD	CEC	PUNTUACIÓN
Viscosidad, cP	Menor a 30	7	1
Gravedad, °API	Mayor a 25	36,9	1
Saturación Aceite, %	Mayor a 10	65	1
Espesor (ft)	No aplica	95	No aplica
Permeabilidad, mD	No aplica	250	No aplica
Porosidad, %	No aplica	13,2	No aplica
Profundidad, ft	No aplica	2120	No aplica
Temperatura, °F	No aplica	104	No aplica
Presión, Psia	No aplica	800	No aplica
Litología	Arena o carbonato	Arenisca (Mugrosa B)	1
Resultado			1

#### 4.4.4. SCREENING SELECCIÓN INYECCIÓN TERMICA

Para la aplicación de métodos térmicos, es necesario un gran potencial técnico y financiero. Ampliamente el factor que más predomina para la selección de un método térmico es la viscosidad, debido a que sus principales objetivos es la reducción de ésta en gran rango. Campo Escuela colorado tiene una viscosidad baja y no sería primordial disminuirla más. La tabla 12 nos da la puntuación que se obtuvo por medio del Screening Técnico Binario.

Tabla 12. Puntuación Combustión in- situ (Arena B, formación mugrosa).

PROPIEDADES FISICAS DEL METODO DE RECOBRO			
VARIABLE	RANGO DE APLICABILIDAD	CEC	PUNTUACIÓN
Viscosidad, cP	6 – 5000	7	1
Gravedad, °API	10 – 40	36,9	1
Saturación Aceite, %	62 – 94	65	1
Espesor (ft)	Mayor a 10	95	1
Permeabilidad, mD	85 – 4000	250	1
Porosidad, %	13 – 35	13,2	0
Profundidad, ft	400 – 11500	2120	1
Temperatura, °F	22 – 100	104	0
Presión, Psia	No aplica	800	No aplica
Litología	Arenisca	Arenisca (Mugrosa B)	1
Resultado			0,77

#### 4.4.5. SCREENING SELECCIÓN INYECCIÓN QUÍMICA (SURFACTANTES, POLIMEROS, ALCALÍ)

De la tabla 13, el método de inyección Química ASP nos plantea como la mejor opción después de la inyección de agua. A raíz que el método de operación es muy similar a la inyección de agua, solo teniendo en cuenta los baches que van a ser aplicados con el método. Finalmente estos químicos evitan que los orgánicos se precipiten a causa de propiedades químicas y físicas que poseen.

Tabla 13. Puntuación Inyección Química (Arena B, formación mugrosa).

PROPIEDADES FISICAS DEL METODO DE RECOBRO			
VARIABLE	RANGO DE APLICABILIDAD	CEC	PUNTUACIÓN
Viscosidad, cP	1 – 80	7	1
Gravedad, °API	14 – 43	36,9	1
Saturación Aceite, %	50 – 92	65	1
Espesor (ft)	No aplica	95	No aplica
Permeabilidad, mD	10 – 15000	250	1
Porosidad, %	26 – 32	13,2	0
Profundidad, ft	1300 – 9000	2120	1
Temperatura, °F	85 – 185	104	1
Presión, Psia	No aplica	800	No aplica
Litología	Areniscas	Arenisca (Mugrosa B)	1
Resultado			0,875

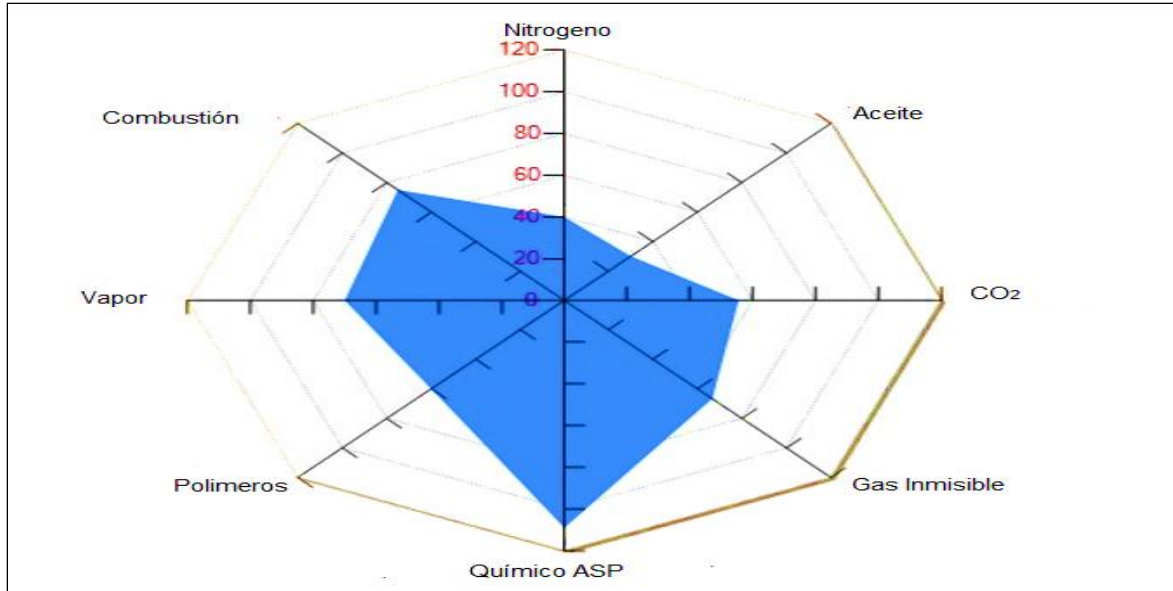
Según la metodología del Screening Técnico Binario aplicada para la selección del probable método de recobro que puede ser aplicado a Campo Colorado, las mejores puntuaciones obtenidas son las de Inyección de Agua e Inyección Química. Los demás métodos son inmediatamente descartados debido a la imposibilidad de cumplir con alguno rango de aplicabilidad o simplemente no es factible técnicamente. Se puede observar que el caso Combustión In-Situ, rápidamente es

descartado debido a que su aplicabilidad está restringida a crudos pesados o de alta viscosidad. En la inyección de CO<sub>2</sub> la profundidad no cumplía con el rango de aceptabilidad para ser aplicado.

#### **4.4.6. SCREENING MEDIANTE EL SOFTWARE EORgui**

Mediante EORgui Versión 1 (2005 – 2014) Software utilizado con la licencia de prueba de PetroleumSolutions.co.uk, el cual nos permite seleccionar un método de recobro de acuerdo a las características que presenta el Campo Escuela Colorado. Ingresando los datos del Campo Colorado y calculando por medio de EORgui nos presenta dos resultados. El primer resultado es el de una imagen radial determinada por diferentes métodos de recobro donde son seleccionados los mejores dependiendo el rango a través de una figura de color azul como se ilustra en la figura 34. El segundo resultado de EORgui (figura 35) es una tabla donde está determinado el rango de cada método de recobro, en esta tabla se representa por un color verde aquella propiedad que cumple con los criterios de aplicabilidad y de un color rojo para indicar que la propiedad no cumple el criterio de aplicabilidad.

Figura 34. Selección de EOR para Campo Colorado mediante Software EORgui.



Fuente: Software EORgui.

Figura 35. Comportamiento de rango aplicabilidad de los EOR mediante EORgui.

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immisible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15 < 40	> 10 Average 16	> 8 to 13.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 0.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.5	< 600	< 35 Average 13	> 10 < 150	< 5,000 Average 1200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate. Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.75	> 0.30 Average 0.80	> 0.20 Average 0.55	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.53	> 0.70 Average 0.80	> 0.50 Average 0.72	> 0.40 Average 0.66
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless dipping	Thin unless dipping	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 50 md	> 200 md
Depth (ft)	> 6000	> 4000	> 2500	> 1800	< 9000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	> 100	Not critical

Fuente: Software EORgui.

Mediante el Software de apoyo EORgui el método más apropiado para el Campo Colorado es el método químico ASP a través de los resultados que nos proporciona. El método de recobro por combustión, obtuvo un buen resultado pero menor al ASP. Es importante analizar el punto de vista económico, sabiendo de la gran inversión que se debe dar para aplicar este método de combustión

De acuerdo con las técnicas de Screening Técnico Binario y el Software EORgui, los mejores resultados para las características del campo Colorado fueron para los métodos de recobro con inyección de agua y el método Químico (ASP). Un análisis de sus efectos en la precipitación de orgánicos en el campo, nos daría una mejor pauta para seleccionar el más adecuado a ser aplicado al Campo. La viscosidad puede ser un factor clave en la toma de decisión del posible método, partiendo que esta propiedad es un factor clave en la movilidad del petróleo dando muy favorecido las inyecciones de agua.

#### **4.5. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS EN LA INTERACCIÓN CON UN FLUIDO SECUNDARIO**

El Software WinProp versión 2012 es un simulador que hace parte del software CMG. Este simulador permite hacer un análisis detallado de la interacción del fluido de Campo Colorado con un fluido secundario del cual me permite identificar el porcentaje de sólido precipitado a una presión y temperatura dada. A partir del Screening Técnico Binario el método de recobro que más se adapta es la inyección de agua.

#### 4.5.1. MODELACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN PARA ASFALTENOS Y PARAFINAS

Este caso de estudio describe el procedimiento para la modelación de precipitación de asfaltenos de un crudo de yacimiento vivo por caída de presión utilizando el simulador WINPROP del Software CMG con licencia académica de la Escuela de Ingeniería de Petróleos. El modelo termodinámico usado para describir la precipitación de asfaltenos y el algoritmo para resolver las ecuaciones son las siguientes ecuaciones.

El enfoque para modelo de precipitación de asfaltenos y parafinas es descrito en detalle en Nghiem (1993, 1996) Y Kohse (2000). La fase precipitada es representada como una mezcla ideal de componentes sólidos. La fugacidad de una precipitación de componentes en la fase solidas está representada por la ecuación 1.

Ecuación 1. Ecuación de fugacidad de precipitación del componente.

$$\ln f_s = \ln f_s^* + \frac{v_s}{R} \left[ \frac{P-P_{tp}}{T} - \frac{P^*-P_{tp}}{T^*} \right] - \frac{\Delta H_{tp}}{R} \left[ \frac{1}{T} - \frac{1}{T^*} \right] - \frac{\Delta C_p}{R} \left[ \ln \left( \frac{T^*}{T} \right) - T_{tp} \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T^*} \right) \right]$$

Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

$f_s$ : Es referida como la fugacidad del solido

$f_s^*$ : Es referida como la referencia de la fugacidad

$V_s$ : Volumen molar fase solida del componente

$\Delta C_p$ : Diferencia de Capacidad calorífica de la fase solida-liquida.

$\Delta H_{tp}$ : Calor de fusión en el punto triple.

$P_{tp}$  y  $T_{pt}$ : Presión y Temperatura en el Punto triple.

R: Constante Universal

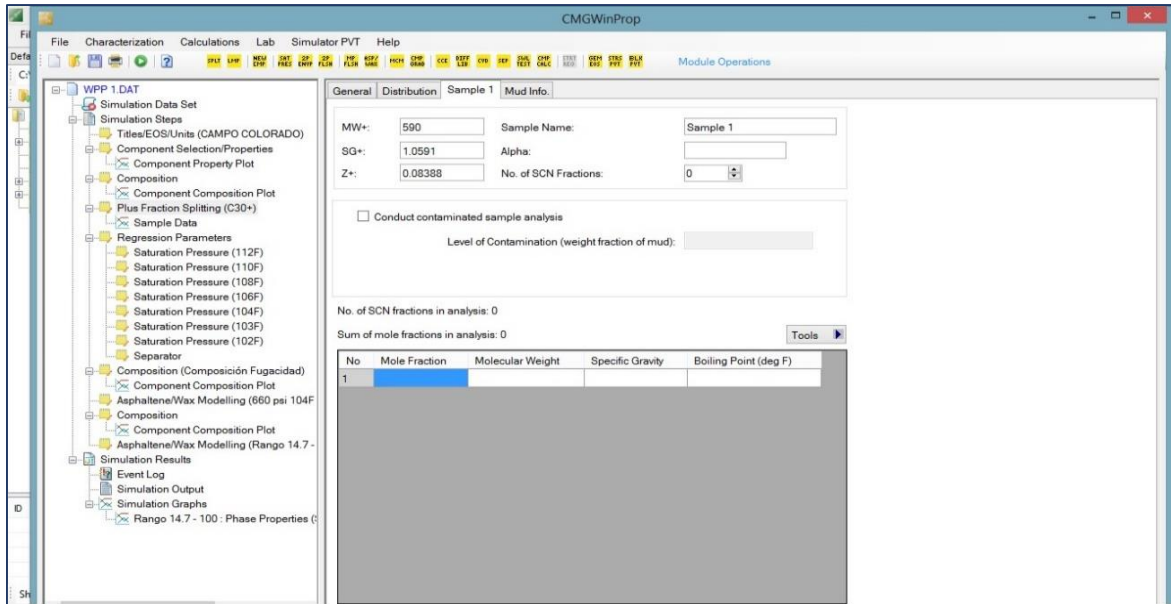
Los pasos requeridos para desarrollar un modelo de precipitación son:

1. Caracterización de fluido
2. Regresión de fluido PVT
3. Especificación de parámetros de modelo solido
4. Predicción de comportamiento de precipitación

## 1. CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO

Para comenzar el caso, un conjunto de datos ha estado preparado para caracterizar el fluido para definir la composición de componentes arriba de componentes de hidrocarburos  $C_{29}$  y pseudocomponentes descritos por la fracción  $C_{30+}$ . Para la tabla 6, los datos de composición hasta  $C_{29}$  son usados, que a través del Simulador WinProp y en su nodo **Componente Selection/Properties** son introducidas las propiedades que la tabla mencionada nos brinda (Gravedad Específica y Peso Molecular) en la columna respectiva. Seleccionando el nodo ingresado, realizamos un cálculo de **Plus Fraction Splitting** donde es especificado con el peso molecular de  $C_{30+}$  y su gravedad específica (SG). En la figura 36 se puede ver como se realiza el procedimiento.

Figura 36. Calculo del plus fraction.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

## 2. REGRESION DEL FLUIDO PVT.

Después del ingreso de los componentes del crudo y la división de la fracción plus, la ecuación del modelo de estado ahora se puede ajustar a los datos PVT disponibles a través de la regresión, donde a través de los diferentes nodos de Presiones de Saturación, podemos incluir datos de Presión y Temperaturas experimentales de la envolvente de fase, de igual manera se establece la tolerancia de convergencia 0,00001 para mayor precisión en los datos.

En la tabla 15 se describen los valores que fueron utilizados de la presión de burbuja con sus respectivas temperaturas para alimentar al software en el proceso de regresión.

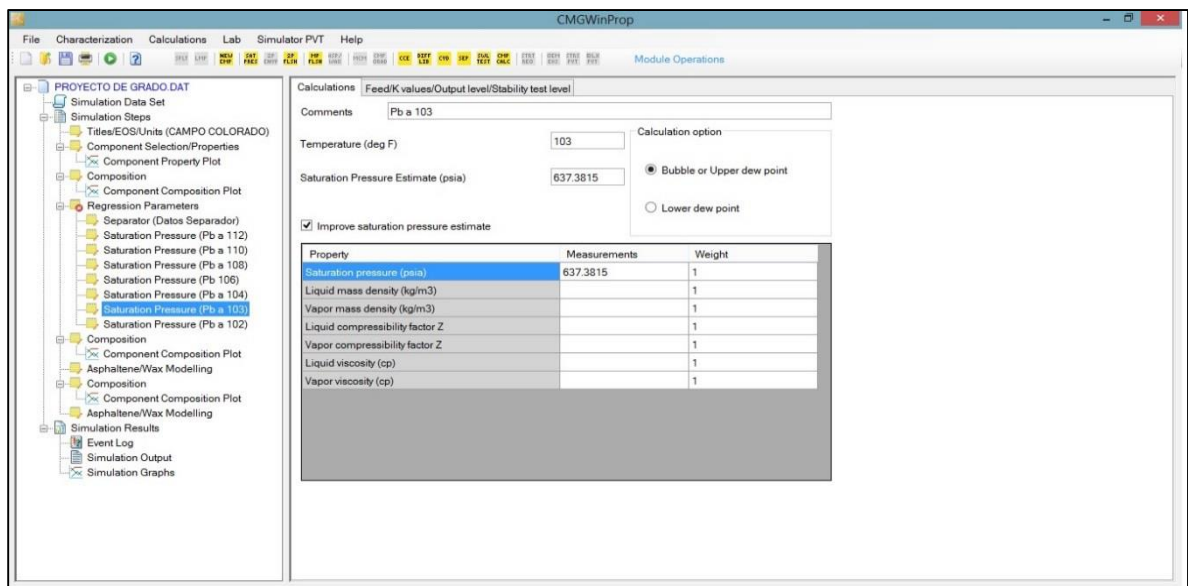
Tabla 14. Presiones de burbuja de la Arena B de Campo Colorado.

PRESION DE BURBUJA	TEMPERATURA
635,041	102
637,3815	103
639,722	104
644,403	106
649,084	108
653,765	110
658,446	112

ARAMENDIZ J. VELASQUEZ O. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo colorado (2008). (LAB de Análisis PVT-ICP)

Mediante la figura 37 se representa la inclusión de los datos a diferentes temperaturas y presiones, lo que nos predeciría la envolvente de fase del crudo a partir de datos experimentales.

Figura 37. Presiones de burbujas a diferentes temperaturas.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

### 3. ESPECIFICACIÓN DE PARAMETROS DEL MODELO SOLIDO

Los componentes Asfaltenos son especificados por división del componente más pesado del aceite entre componente precipitado y no precipitado. Esos dos componentes tienen iguales propiedades críticas y factores acéntricos, sin embargo los componentes precipitados tienen altos coeficientes de interacción binaria con los componentes livianos hasta aproximadamente el componente hidrocarburo C<sub>5</sub>. Esto es alcanzado en WinProp añadiendo un nuevo componente a la lista de componente, entonces copiando las propiedades de los componentes más pesados, en el componente que acaba de agregar. En la figura 38 se representa el momento de la división del componente pesado.

Figura 38. Especificación del componente de precipitación.

The screenshot shows the CMGWinProp software interface. The main window displays a table of 38 components with the following columns: No., Component, Acentric fact., Mol. weight, Vol. shift, Z (Rackett), Vc (l/mol), Vc(viscosity), Omega A, and Ome. The table lists components FC16 through C30B+.

No.	Component	Acentric fact.	Mol. weight	Vol. shift	Z (Rackett)	Vc (l/mol)	Vc(viscosity)	Omega A	Ome
23	FC16	0.683728	222	0	0.24974007	0.835	0.835	0.45723553	0.077
24	FC17	0.72857	237	0	0.24876698	0.884	0.884	0.45723553	0.077
25	FC18	0.757409	251	0	0.24823865	0.93	0.93	0.45723553	0.077
26	FC19	0.790075	263	0	0.24713167	0.973	0.973	0.45723553	0.077
27	FC20	0.816053	275	0	0.24439259	1.027	1.027	0.45723553	0.077
28	FC21	0.85772	291	0	0.24474253	1.073	1.073	0.45723553	0.077
29	FC22	0.878848	305	0	0.24106606	1.126	1.126	0.45723553	0.077
30	FC23	0.916139	318	0	0.23992359	1.17	1.17	0.45723553	0.077
31	FC24	0.940079	331	0	0.23846008	1.151	1.151	0.45723553	0.077
32	FC25	0.965388	345	0	0.23620801	1.202	1.202	0.45723553	0.077
33	FC26	0.993111	359	0	0.23513576	1.24	1.24	0.45723553	0.077
34	FC27	1.016999	374	0	0.23359053	1.279	1.279	0.45723553	0.077
35	FC28	1.041592	388	0	0.2321043	1.323	1.323	0.45723553	0.077
36	FC29	1.063105	402	0	0.23106941	1.356	1.356	0.45723553	0.077
37	C30A+	1.1734112	590	0.095305882	0.25390018	1.5041613	1.5041613	0.45723553	0.077
38	C30B+	1.1734112	590	0.095305882	0.25390018	1.5041613	1.5041613	0.45723553	0.077

Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

Al seleccionar la pestaña de **Int Coef** se puede divisar la magnitud de los binarios entre C<sub>31</sub>A+ y los componentes livianos, los binarios para el componente de la precipitación deben ser considerablemente más elevados que los del componente no precipitante para dar la forma correcta de la curva de precipitación por debajo del punto de burbuja. Valores aleatorios se encuentran sobre el orden de 0,2.

La ecuación 2 corresponde a la fracción molar del componente de asfaltenos que puede estar determinado por:

Ecuación 2. Fracción molar del Componente de Asfalteno.

$$X_{ASP}MW_{ASP} = W_{AS}MW_{OIL}$$

Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

$X_{ASP}$ : Fracción molar del componente denominado Asfalteno precipitante

$MW_{ASP}$ : Peso molecular del asfalteno, la fracción más pesada del crudo alrededor de C<sub>30</sub>+ (Lb/Lb-mol)

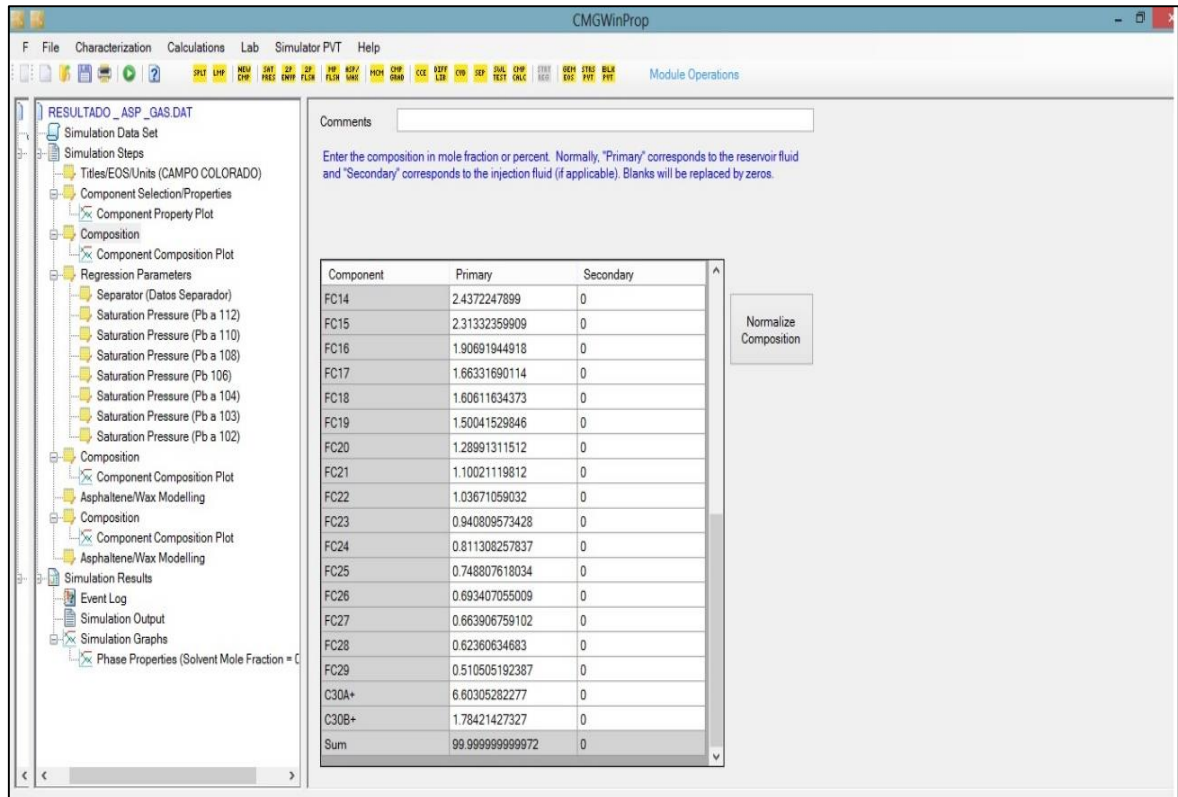
$W_{ASP}$ : Porcentaje en peso de los asfaltenos encontrados en depósitos sólidos en taques

$MW_{oil}$ : Peso molecular del aceite, (Lb/lb-mol)

Desde la salida de la corrida de regresión, el peso molecular del aceite es calculado **155,86 Lb/Lb mol**, atreves de WinProp el peso molecular fue de **155,62 Lb/Lb mol**, mostrando un valor muy aproximado al real. El contenido de asfalteno de la muestra del tanque es obtenido como **6,65%**. De los componentes de la tabla, el peso molecular del C<sub>31</sub>B+ componente es **580 Lb/Lb mol**. Para estos datos evidenciamos la fracción molar del componente de asfalteno precipitante en

0,01784. Abriendo el nodo de Composición a continuación introduzca la fracción molar de C<sub>31</sub>B+. Sustraer esta cantidad de la fracción original de C<sub>31</sub>+, e introducir 0,066037 como la fracción molar para C<sub>31</sub>A+, como se indica en la figura 39.

Figura 39. Composición del fluido.



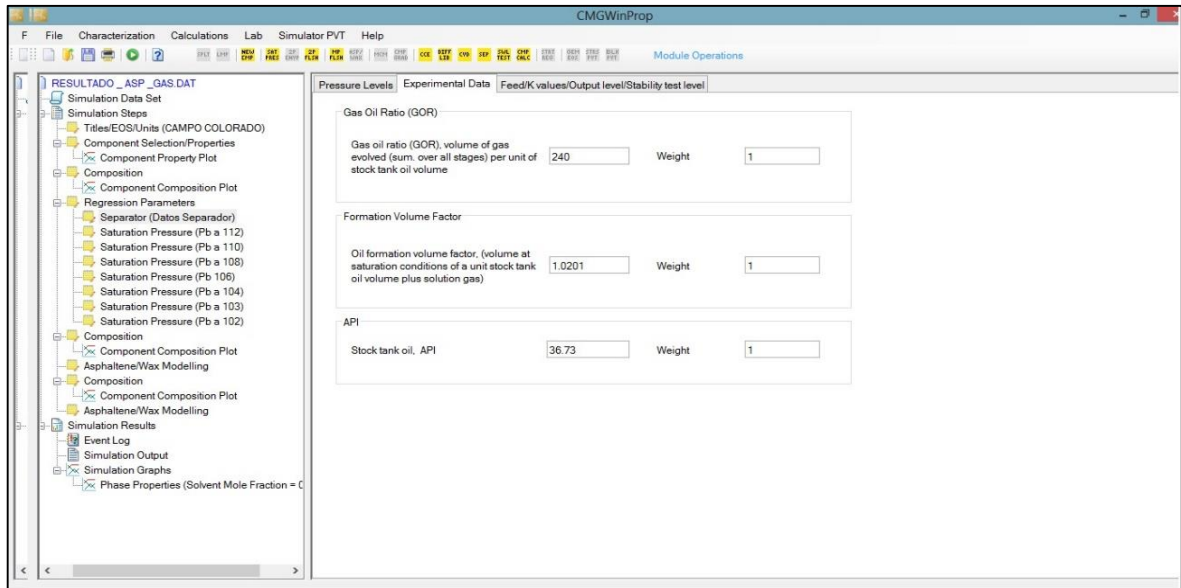
Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

### Especificación de regresión adicional de datos

Para continuar teniendo una mejor predicción del PVT del fluido, se ingresan a WinProp datos experimentales del fluido en el separador a través de una opción presentada por el Software. Mediante esta incluimos un conjunto de datos,

agregamos el API medido, el GOR, el Bo. En la figura 40 se observa el ingreso de los datos al simulador.

Figura 40. Ingreso de datos del separador.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

### Especificación de la referencia de fugacidad para modelo de asfalteno.

A través de un nuevo nodo de composición, que se postula después de las regresiones obtenidas, se realiza la composición de los componentes por fugacidad. Por lo general se fija igual a la fugacidad del componente precipitando calculado por la ecuación de estado a una presión de inicio de la precipitación de asfaltenos determinado experimentalmente para una temperatura obtenida. A otras condiciones de presión, la fugacidad del componente sólido en la fase sólida es comparada para la fugacidad del componente sólido en la fase líquida según lo predicho por la ecuación de estado, si la fugacidad de los componentes sólidos en la fase sólida es baja entonces los asfaltenos precipitarán. A partir de la metodología

propuesta por Villamizar (2013) y en la tabla 15. Se mencionan las fracciones molares del asfaltenos antes y luego del cálculo de la fugacidad patrón.

Tabla 15. Fracciones molares componente precipitante.

PARAMETRO	VALOR
Fracción molar del componente denominado asfalteno precipitante C <sub>30</sub> B+	0,0178
Fracción molar del componente asfalteno precipitante C <sub>30</sub> B+ para la fugacidad (0,497 Wt % asfaltenos precipitados)	0,0013
Nueva fracción molar del componente asfalteno precipitante C <sub>30</sub> B+	0,0165

VILLAMIZAR R, CASTAÑO J. Aseguramiento de flujo a nivel de pozo para sistemas de petróleo: análisis de ceras parafínicas y asfaltenos” 2013

#### Especificación de precipitados

El volumen molar sólido se debe establecer para un valor ligeramente más alto que el volumen molar para el componente precipitado predicho por la ecuación de estado. En este punto podemos ejecutar el conjunto de datos para comprobar la regresión de los datos PVT de fluidos y para ver el volumen molar sólido predicho por el EOS. Ejecutar el conjunto de datos y ver el archivo de salida. La tabla de resumen de regresión muestra que tanto la presión de saturación y el API del tanque se corresponden exactamente. Al final del archivo, se da una lista de los parámetros del modelo sólido.

Las predicciones realizadas de precipitación de asfaltenos, se tiene que usar toda la composición del fluido vivo, no la composición ajustada para el cálculo de fugacidad de referencia. Por tanto es necesario copiar la primera composición y colocarla nuevamente en un nuevo nodo para hacerle los ajustes finales para realizar la predicción de la precipitación de los sólidos.

El comportamiento que se presenta no es el deseado ni el más coherente, debido a que se tiene que ajustar los parámetros del estado sólido, parámetros generalizados por los coeficientes de interacción binaria y del comportamiento del volumen molar.

#### 4. PREDICCIÓN DEL COMPONENTE DE PRECIPITACIÓN

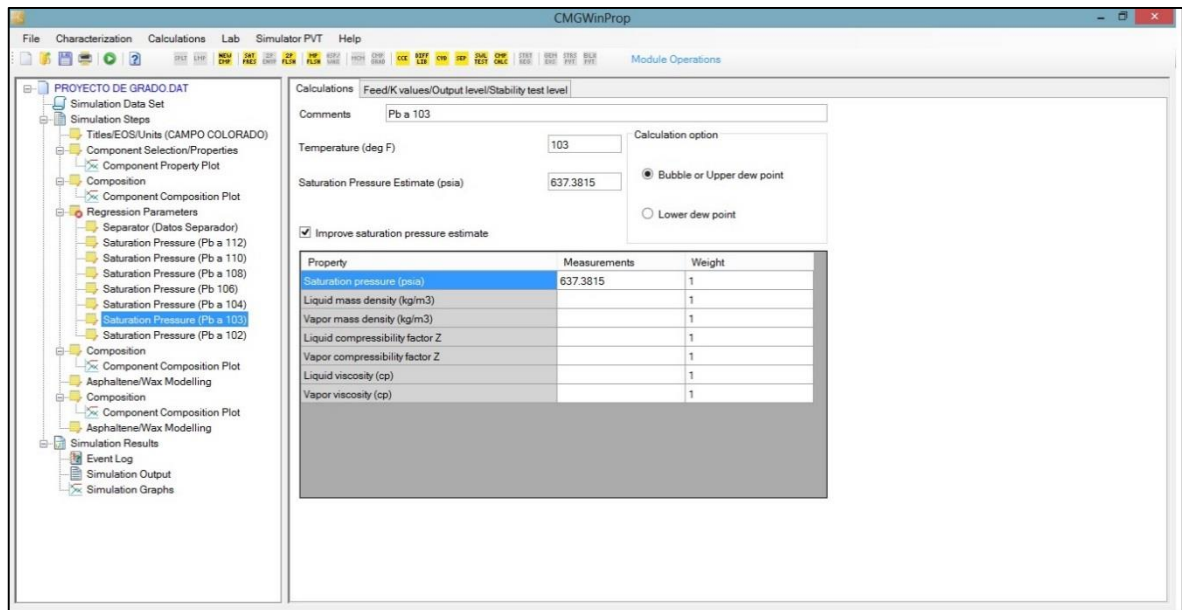
Como el modelo de precipitación sólido usado en WINPROPP es termodinámico, a diferencia de cinética, la reversibilidad de la precipitación es posible, esto es a que sólidos precipitados pueden volver a disolver en la fase líquida. Este fenómeno se ha observado en el laboratorio para agotamiento de la presión. Normalmente, la cantidad máxima de la precipitación se produce alrededor de la presión de saturación del fluido. Por debajo de esta presión, la liberación de gas del aceite cambia el parámetro de solubilidad de la fase líquida y permite la redisolución del precipitado de asfaltenos. Es posible que todo el precipitado de asfaltenos volverá a entrar en solución a una presión suficientemente baja.

Los parámetros que controlan este comportamiento en el modelo sólido son el volumen molar sólido y el parámetro de interacción entre el componente precipitante y los productos finales ligeros de la aceite. El aumento del volumen molar sólido aumenta máxima cantidad de la precipitación a la presión de saturación. Al aumentar el parámetro de interacción con los livianos termina bien para el asfaltenos para redisolver a presiones más bajas.

A juzgar por los resultados de la ejecución inicial, se ve que el volumen molar del sólido debe ser aumentado ligeramente. El parámetro de interacción entre el componente precipitante y los livianos también debe aumentarse para dar la forma correcta de la curva de la precipitación por debajo de la presión de saturación. Esta opción se encuentra básicamente en el nodo **Asphaltene/Wax Modelling**, donde prácticamente se realizan los ajustes y se escoge el método con el que se va a predecir las parafinas (Lcorrelate) y los asfaltenos (Previus). En la figura 41 se muestra la ventana correspondiente al nodo de **Asphaltenes/Wax Modelling**,

donde se van a realizar cambios en el volumen molar y predicción de los componentes sólidos.

Figura 41. Nodo Asphaltene / Wax Modelling.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

Como se señaló anteriormente, la realización de la regresión en el conjunto de datos de modelos de asfaltenos permite que el modelo para predecir el comportamiento PVT de fluidos correcta cuando se cambian los parámetros de interacción para el componente de asfaltenos.

En la tabla 16 se pueden ver el ajuste de los parámetros del exponente de interacción binaria que han sido estipulados y comprobados como el mejor ajuste posible a los datos experimentales de Campo Colorado para el año 2013.

Tabla 16. Coeficientes de interacción binaria del C30B+.

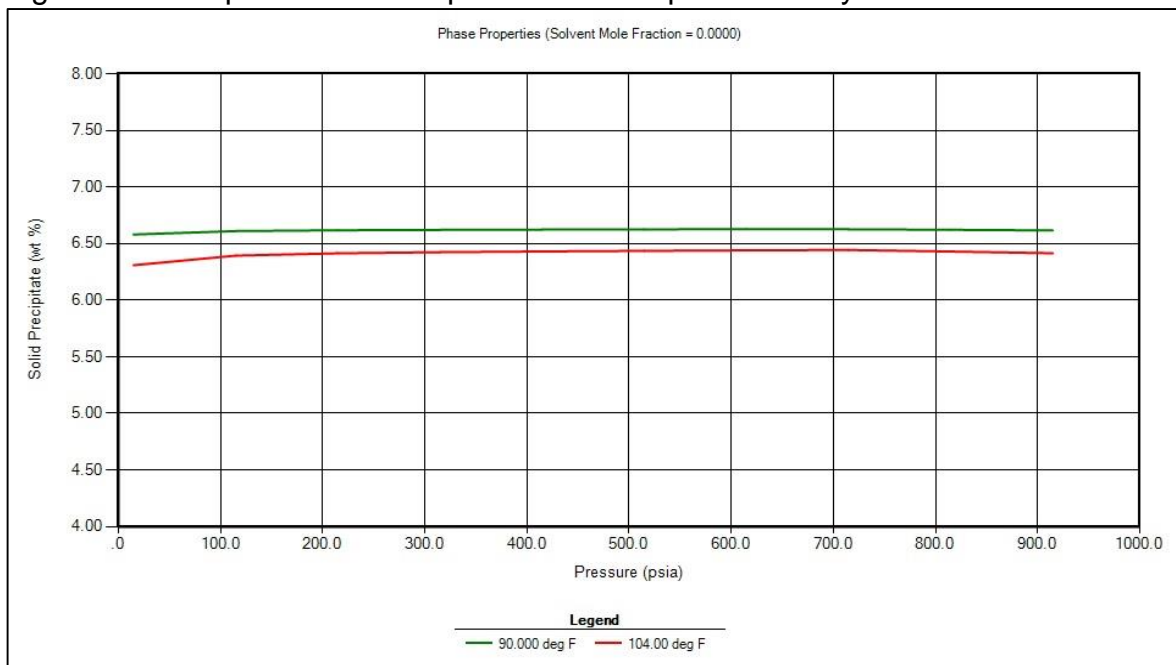
Componente	C1	C2	C3	I-C4	N-C4	I-C5	N-C5
Valor ajuste $\Theta_{dik} = 2,0802$	0,2191	0,1705	0,1349	0,1079	0,1112	0,0929	0,0939

VILLAMIZAR R, CASTAÑO J. Aseguramiento de flujo a nivel de pozo para sistemas de petróleo: análisis de ceras parafínicas y asfaltenos” 2013.

Con las condiciones postuladas y a métodos de predicción diferentes, el primero para parafinas y el segundo para asfaltenos, en la figura 42 representamos el comportamiento de las parafinas a temperatura de yacimiento (104 °F) y denotada con la línea roja con aproximadamente 6,43Wt % de solidos precipitados.

En la curva de color verde, se compara con una temperatura menor (90°F), en donde se observa que la cantidad de sólido precipitado se incrementa a 6,61Wt %.

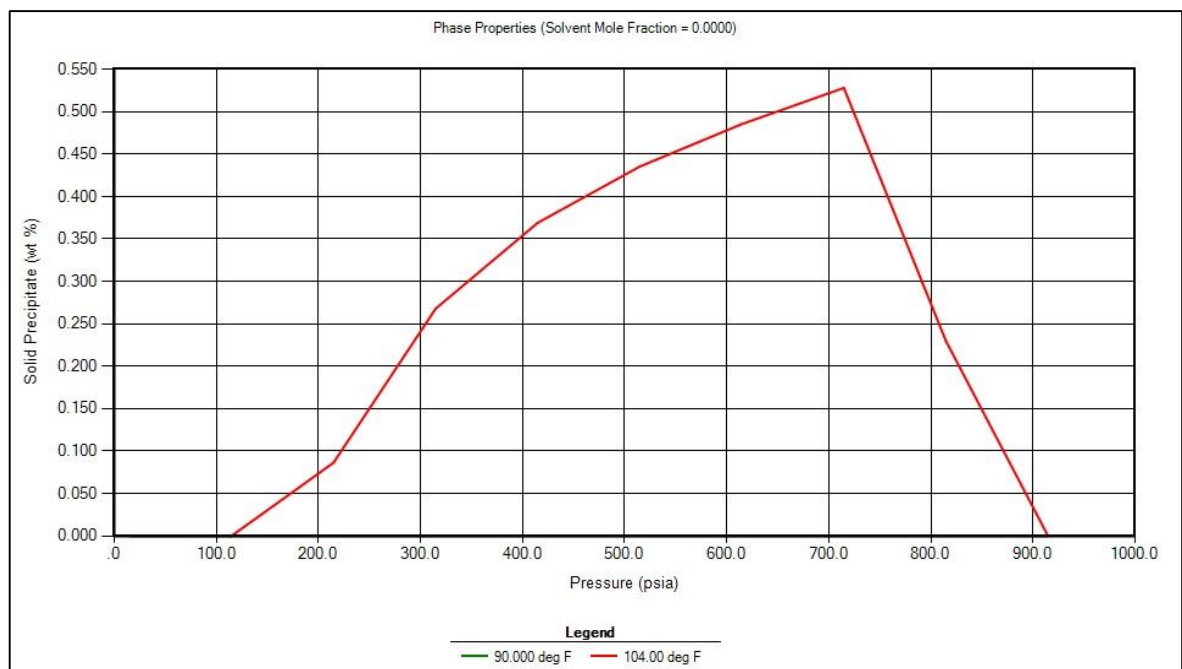
Figura 42. Comportamiento de parafinas a temperatura de yacimiento.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

En la figura 43, se realiza la predicción de asfaltenos a temperatura de yacimiento y a una temperatura menor. En la primera temperatura (104 °F) se observa un máximo de precipitados de 0,53 Wt %, y ya en temperatura menor no se hace ninguna presencia, debido a que, la temperatura de 104 °F es la temperatura más baja a la cual se precipitan los asfaltenos. Estos datos representan una gran aproximación a lo postulado por VILLAMIZAR-CASTAÑO (2013) y a valores reales del campo.

Figura 43. Comportamiento de asfaltenos a temperatura de yacimiento.

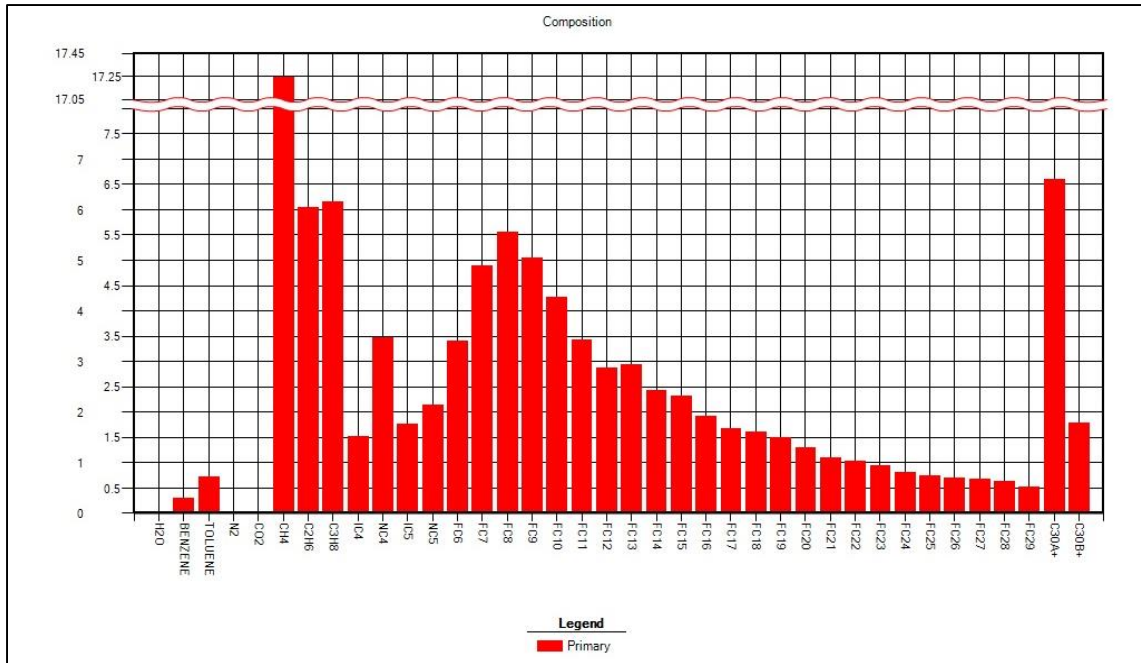


Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

#### 4.5.2. PREDICCIÓN DE RESULTADOS

A partir de la composición inicial (figura 44) que tiene el crudo de campo colorado, realizamos las envolventes de precipitación de Asfaltenos y la envolvente de precipitación de parafinas obtenidas a través del simulador WinProp.

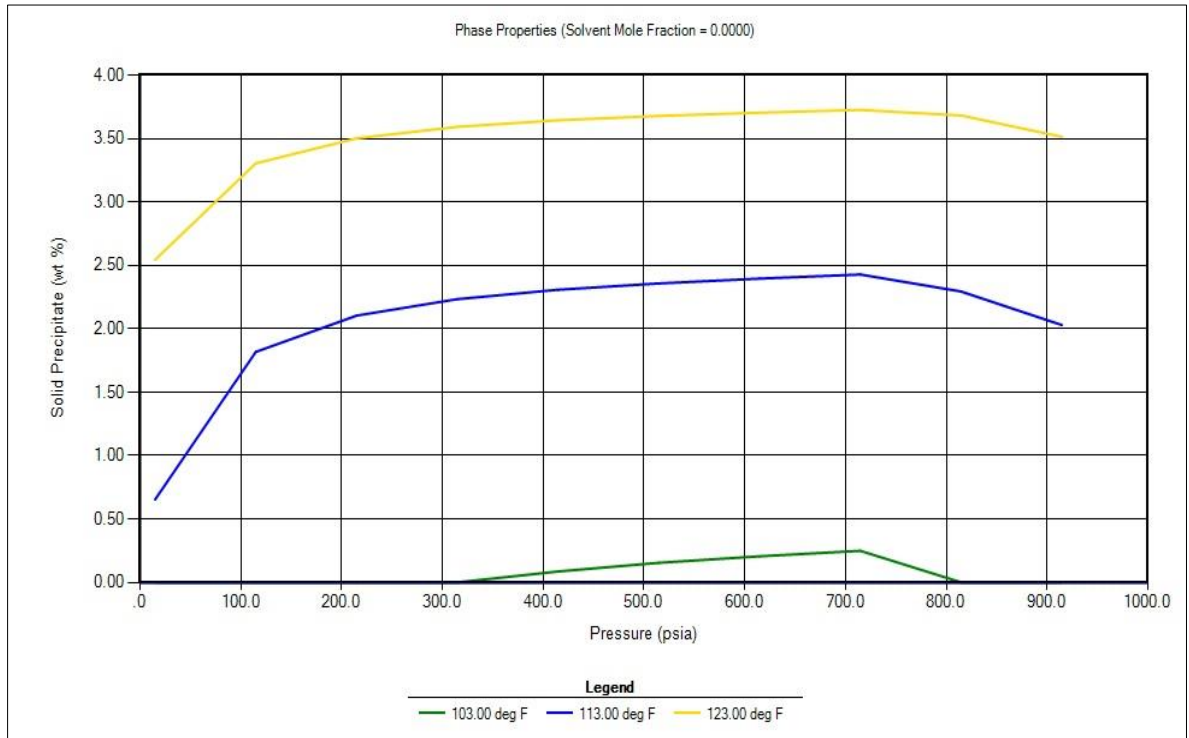
Figura 44. Composición inicial de Col – 25.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

A partir de graficar **Wt % vs presión** a una determinada temperatura se puede predecir el comportamiento de la precipitación de asfaltenos y representarla en la envolvente de fase. La figura 45 representa las condiciones de inicio para la precipitación de los asfaltenos a diferentes condiciones de temperatura. Se considera que a medida que la temperatura aumenta la cantidad de asfaltenos a precipitar lo hace también. La primera precipitación es temperatura inferior a 103 °F. Las líneas superiores hace referencia a temperaturas mayores (113 °F y 123 °F) conservando la tendencia de crecimiento.

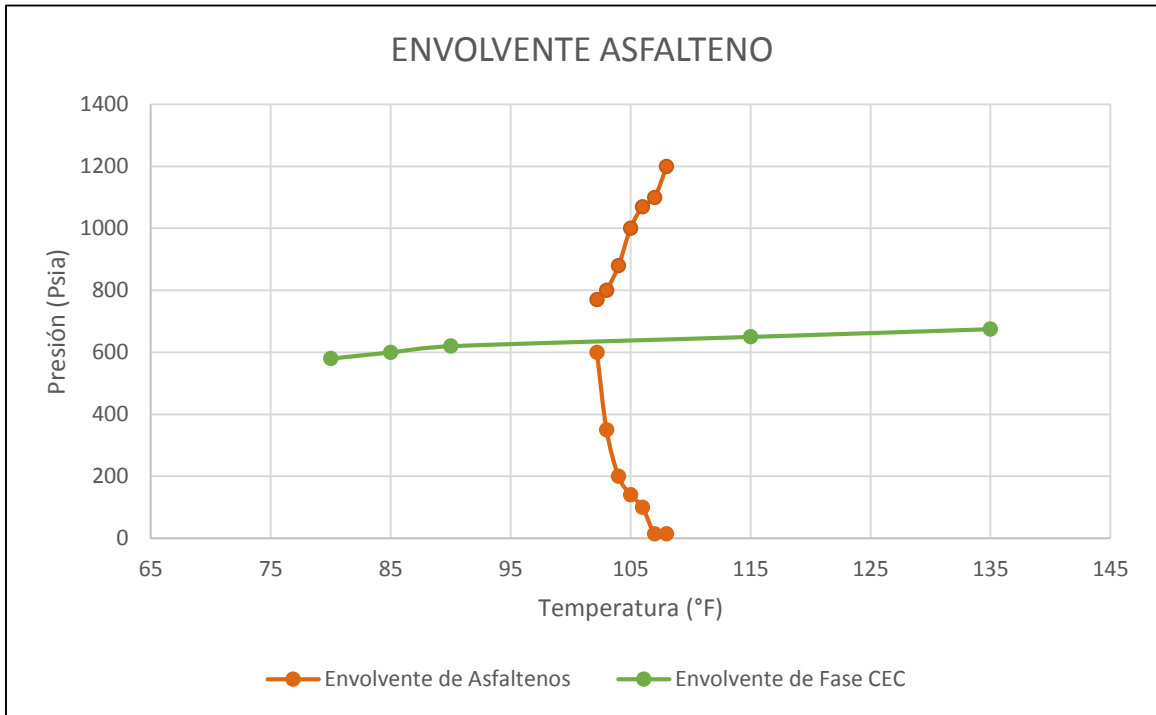
Figura 45. Precipitación de asfaltenos a diferentes temperaturas.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

A partir de datos tabulados que se registran de la anterior gráfica para diferentes presiones y temperaturas, se realizó el esquema representativo de la envolvente de precipitación de asfaltenos (figura 46) para Campo Colorado. Dando como temperatura de inicio de precipitación a 103 °F. Los valores que representa la envolvente de fase son obtenidos de datos de la tesis Villareal (2012). A la parte derecha de la línea de envolvente de asfalto representa aumento de temperatura y a su vez hará parte de las zonas precipitantes de asfaltenos, situación que se asemeja a lo postulado en el capítulo 2, donde se plantea la envolvente de asfaltenos.

Figura 46. Envoltente de precipitación de asfaltenos para Col – 25.

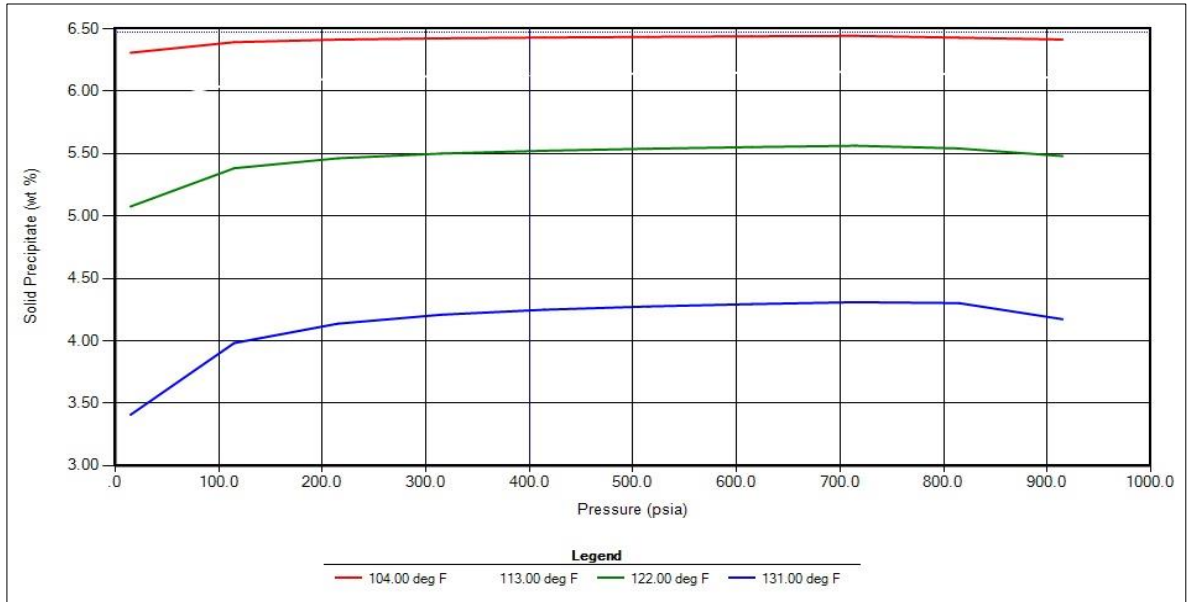


Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

Con la misma metodología propuesta para el cálculo de la envoltente de precipitación de asfaltenos, se realizó la tabulación de los datos procedentes de la figura 47 para calcular la envoltente de precipitación de parafinas.

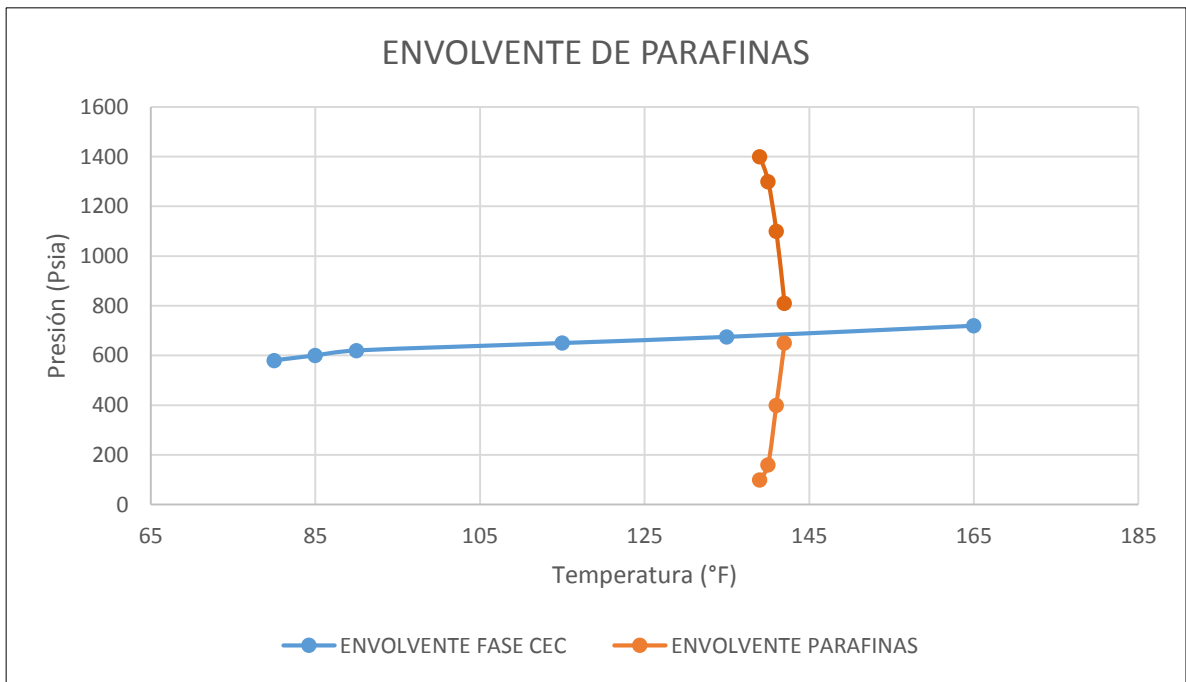
En la figura 48 se plantea la posible envoltente simulada de la precipitación de parafinas. Hacia la parte izquierda de esta, se estará afectada en mayor proporción la precipitación.

Figura 47. Comportamiento de precipitación de parafinas.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

Figura 48. Envoltorio de precipitación de parafinas.



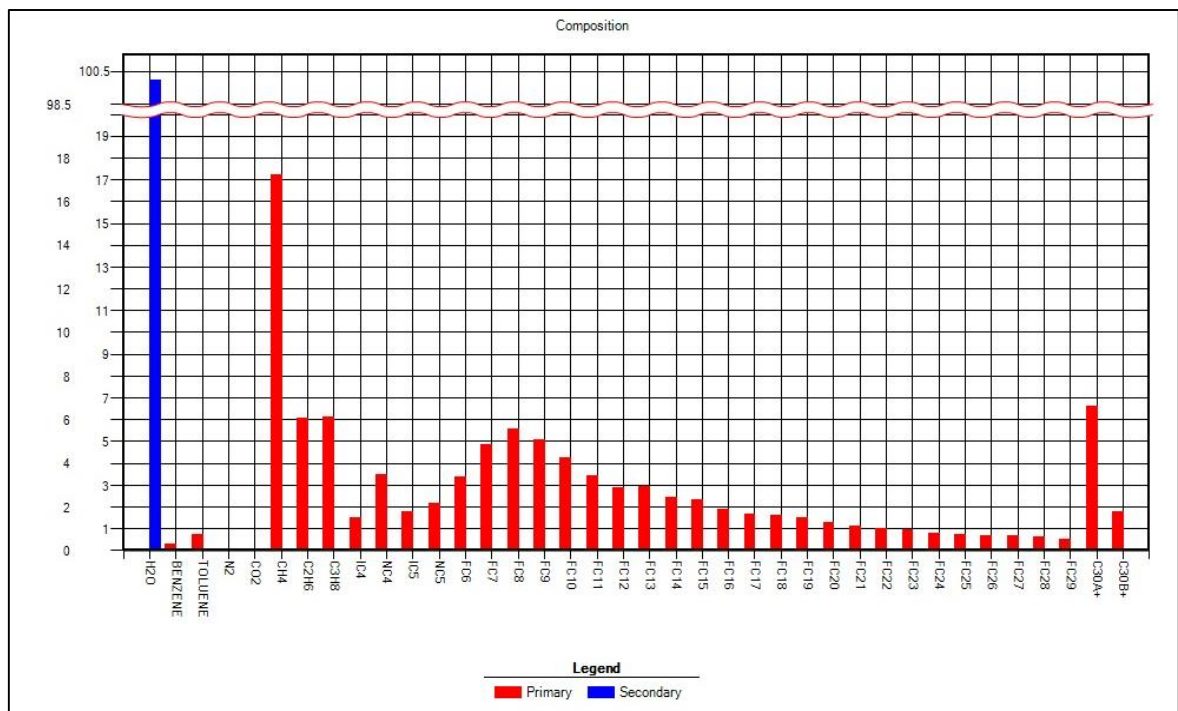
Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

### 4.5.3. ANALISIS DEL EFECTO EN LA PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS EN EL CAMPO COLORADO AL IMPLEMENTAR EL MÉTODO DE RECOBRO SELECCIONADO

El simulador WinProp de CMG también permite realizar una inyección de fluido mediante la opción de composición, para analizar el comportamiento que este tiene en la precipitación de sólidos. El fluido primario hace referencia a la composición de Campo Escuela Colorado (barras de color rojo) expresado por el porcentaje de cada componente y el fluido secundario (barra de color azul) al agua como se aprecia en la figura 49. WinProp nos facilita un diagrama con la representación de cada una de las composiciones.

#### INYECCIÓN DE AGUA

Figura 49. Composición primaria y secundaria para simulación.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

#### **4.5.3.1. Efecto de la precipitación de asfaltenos con la inyección de agua**

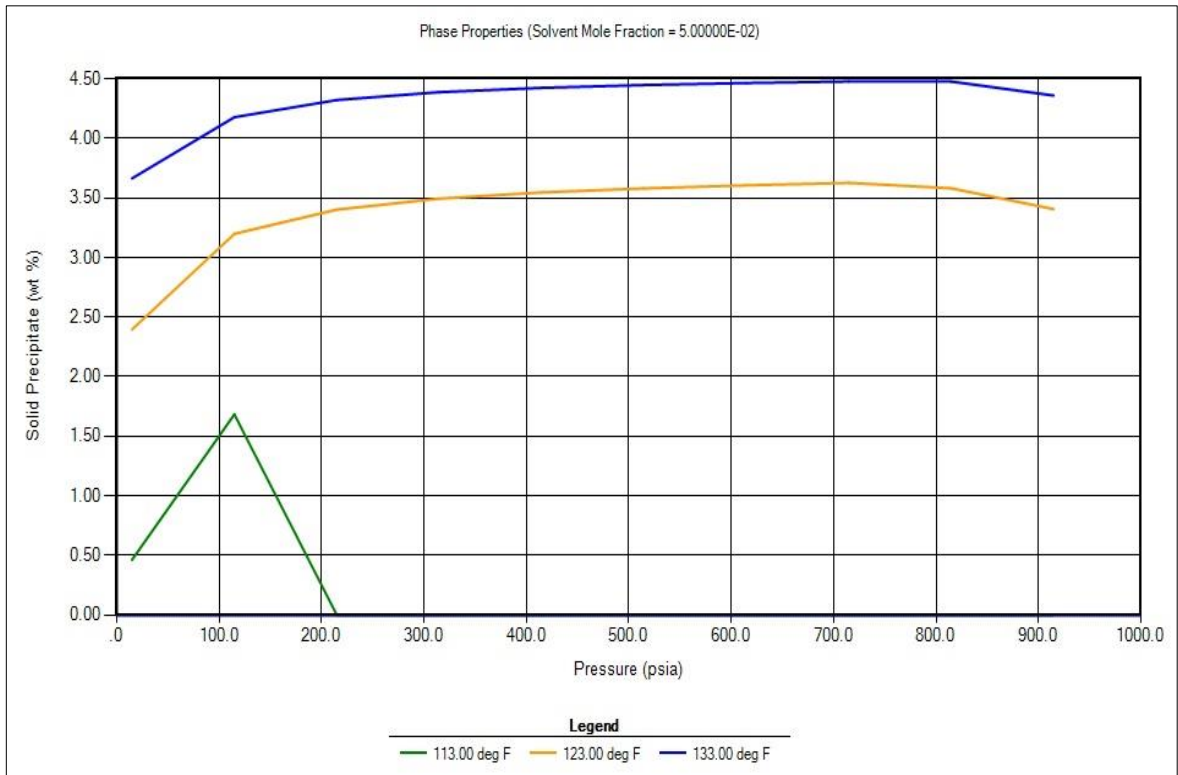
Las figuras 50, 51, 52 y 53 representan el efecto causado en el fluido primario por las relaciones de inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de agua respectivamente, en relación a la precipitación de asfaltenos en primera instancia.

Para evidenciar el comportamiento de los precipitados de asfaltenos a diferentes relaciones de inyección de agua se trabajan con diferentes temperaturas para observar directamente que se está presentando a través de todo un diagrama y también para escoger puntos que permitan tabularlos y además postular una mejor envolvente.

En la figura 50, tenemos una relación de inyección de 5%. La inyección de agua evidencia el efecto que tiene sobre los precipitados de asfaltenos, obteniendo a una de temperatura 113 °F (verde oscuro) los primeros sólidos precipitados. Anteriormente la primera temperatura para que se encontrará precipitación es de 103 °F presentada en la figura 42 a condiciones de yacimiento con 0% de inyección de agua. A medida que aumenta la temperatura, se encuentra mayor cantidad de sólidos precipitados de 3,2 Wt % y 4,2 Wt % a temperatura de 123 °F y 133 °F (Líneas de color naranja y azul respectivamente) respectivamente y 100 psia.

Cuando no se realiza ninguna inyección de agua, la precipitación de asfaltenos sobre la isoterma de 113 °F y a 100 psia se registra en 1,8 Wt %, y cuando se presenta una inyección de 5% de agua, hay una disminución en la precipitación a 1,5 Wt %, siempre tendiendo a la baja, ya que a 200 psia en la primera se presenta en 2,1 Wt % y cuando se inyecta se obtendrá en 0,25 Wt %. El análisis de la isoterma 123 °F para estas dos relaciones de inyección (0% y 5%) es menos diferenciada, debido a que la primera se encontrará sólidos de 3,5 Wt % y la segunda en 3,4 Wt % a 100 psia.

Figura 50. Comportamiento de precipitación de asfaltenos con 5% de inyección de agua.



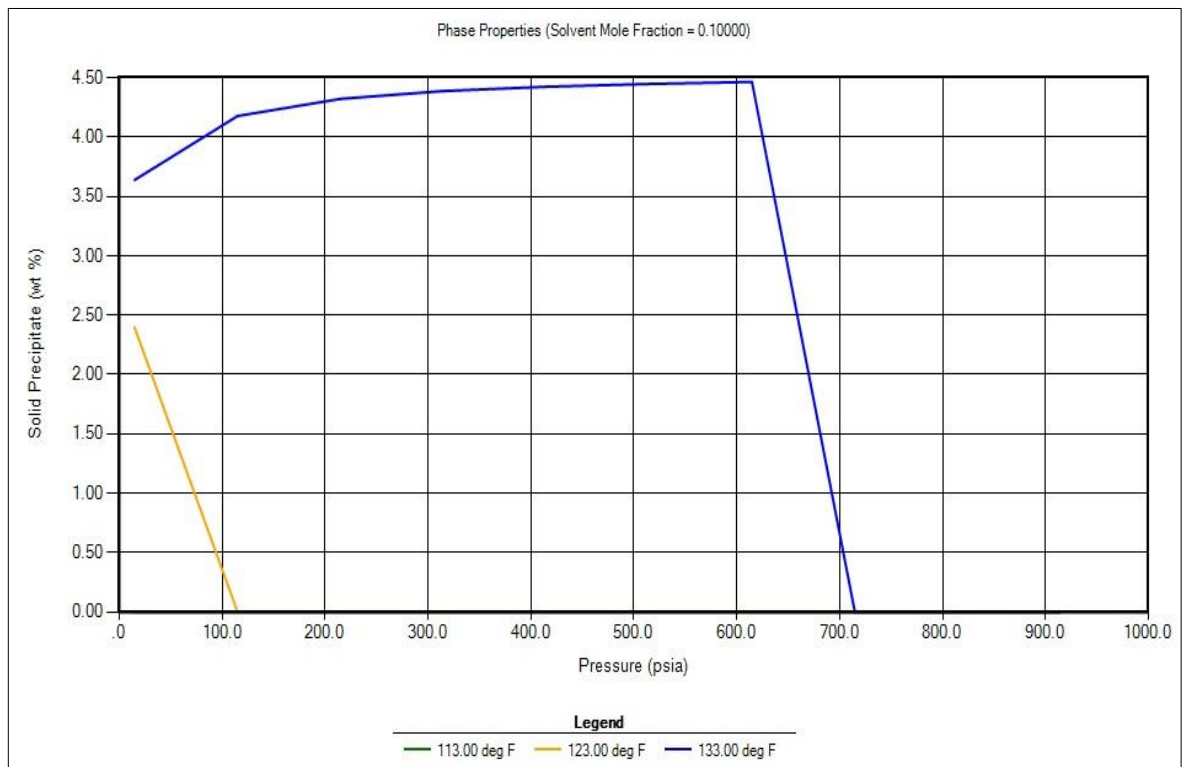
Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

La figura 51 representa la inyección de agua en un 10%, y se observa a comparación de la anterior (5%) que en este caso, la temperatura más baja a la cual se precipitan asfaltenos la encontramos a 123 °F (Color naranja) por tanto para 113 °F no se encontrarán precipitados de asfaltenos (0,0 Wt % a cualquier presión). El aumento de inyección de agua de 5% a 10% también redujo la cantidad de asfaltenos precipitados, de 3,4Wt % a 0,4Wt %. A medida que la temperatura asciende, de igual manera asciende la cantidad de solidos precipitados, y se ve incluido en cada una de las isotermas que van ascendiendo considerablemente a 10% de inyección.

En la figura 52 observamos que la temperatura mínima de precipitación de asfaltenos es 143 °F (Color rosada) y a presiones menores de 400 psia se evidenciaría ésta, para inyecciones de 15%, por tanto temperaturas menores

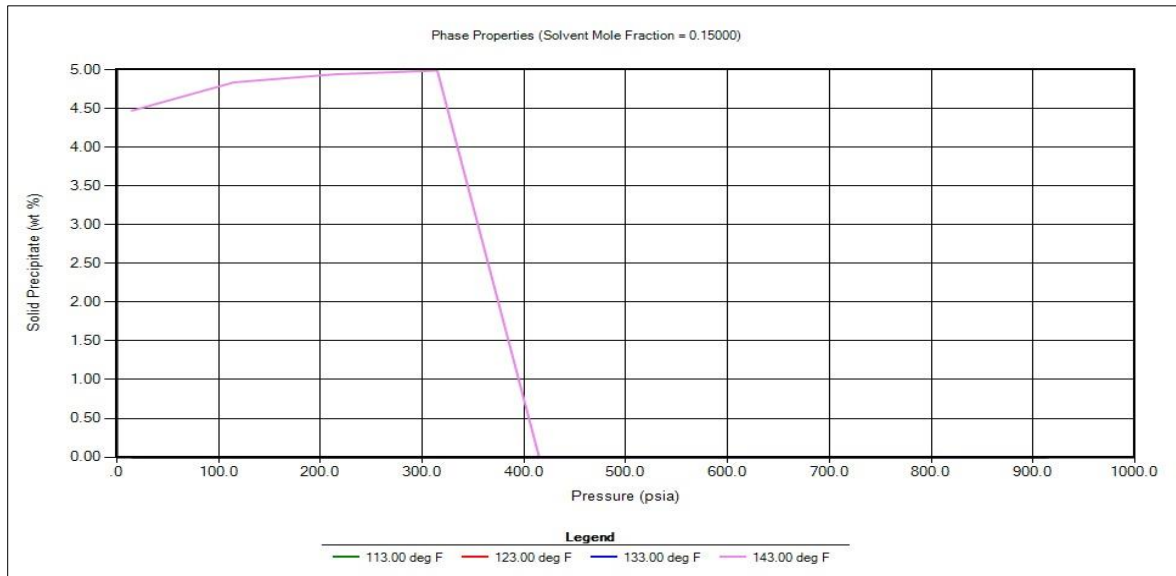
postuladas (133°, 123 °F y 113 °F) no muestran precipitaciones de asfaltenos. En la figura 53 la inyección de agua de 20% favorece la no precipitación de asfaltenos a ninguna temperatura relacionada.

Figura 51. Comportamiento precipitación de asfaltenos con 10% de inyección de agua.



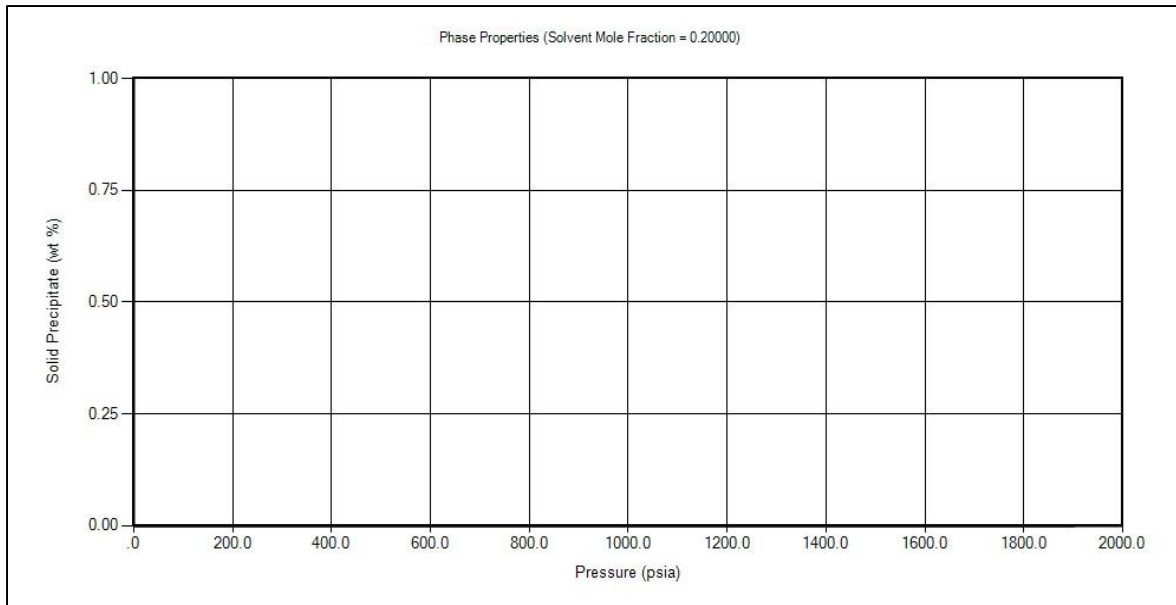
Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

Figura 52. Comportamiento de precipitación de asfaltenos con 15% de inyección de agua.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

Figura 53. Comportamiento precipitación de asfaltenos con 20% de inyección de agua.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

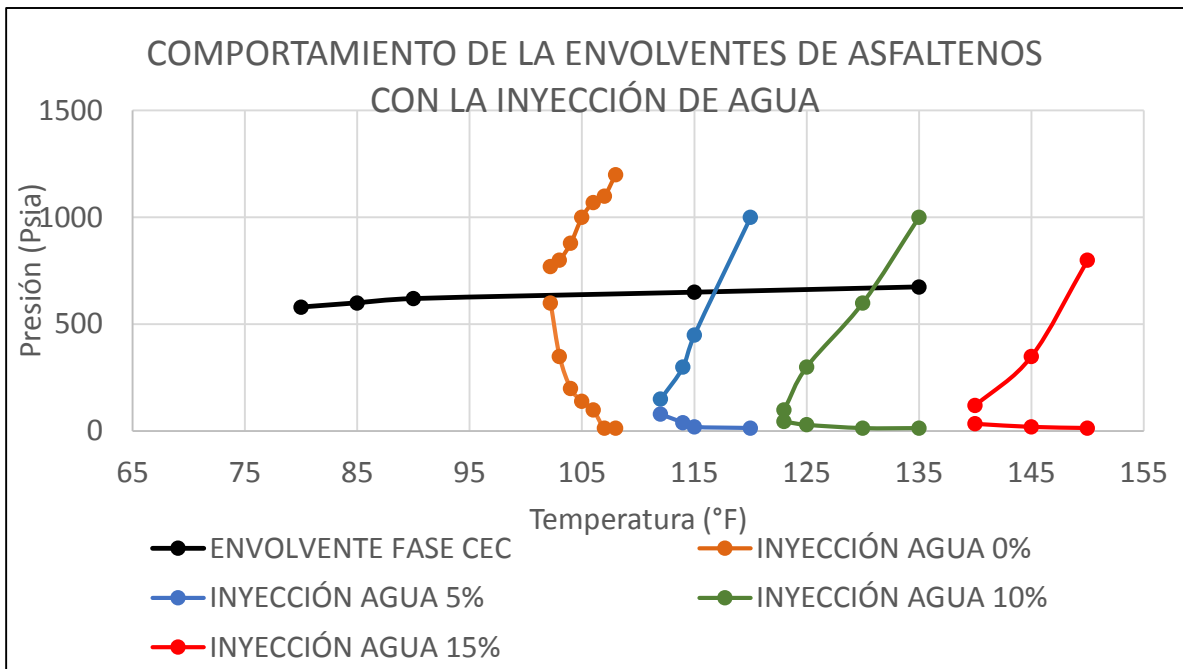
A partir de los datos obtenidos del simulador, estos fueron tabulados en la tabla 18 en la cual se presentan las temperaturas a cada relación de inyección de agua para después graficarlos en una envolvente de precipitación de asfaltenos presentada en la figura 54. En la tabla 17 también se encuentran algunos puntos que fueron tomados de la tesis de VILLAREAL (2013) para la construcción de la envolvente de fase del crudo. Cada relación de inyección de agua (5%, 10%, 15%) esta correlacionada con una temperatura, que representa cada isoterma de cada gráfica, y dos presiones ( $P_1$  y  $P_2$ ) donde  $P_1$  es la presión a la cual precipita asfaltenos por encima de la línea de saturación y  $P_2$  la última presión o la presión más baja donde se presenta precipitación. En la figura 54, se hace un bosquejo de la envolvente de precipitación de asfaleno para cada una de las relaciones de inyección. La envolvente de precipitación de asfaltenos base es cuando no se ha inyectado agua (curva naranja), a medida que la relación de inyección de agua aumenta, la envolvente de asfaltenos es desplazada hacia la derecha (curva azul, verde y roja), lo cual indica que a mayor cantidad de agua inyectada, menor será la precipitación de asfaltenos.

Tabla 17. Comportamiento de la envolvente fase a diferentes relaciones de inyección de agua.

Línea de Saturación		0%			5%			10%			15%		
T (F)	P (Psia)	T (F)	P1	P2	T (F)	P1	P2	T (F)	P1	P2	T (F)	P1	P2
80	580	102,2	600	770	112	150	50	123	100	14,2	140	200	14,7
85	600	103	350	800	114	200	14,7	125	300	14,7	145	500	14,7
90	620	104	200	880	115	250	14,7	130	500	14,7	150	800	14,7
115	650	105	140	1000	120	1000	14,7	135	1000	14,7			
135	675	106	100	1070									
165	720	107	14,7	1100									
		108	14,7	1200									

Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

Figura 54. Envoltente precipitación de asfaltenos a cada relación de inyección de agua.

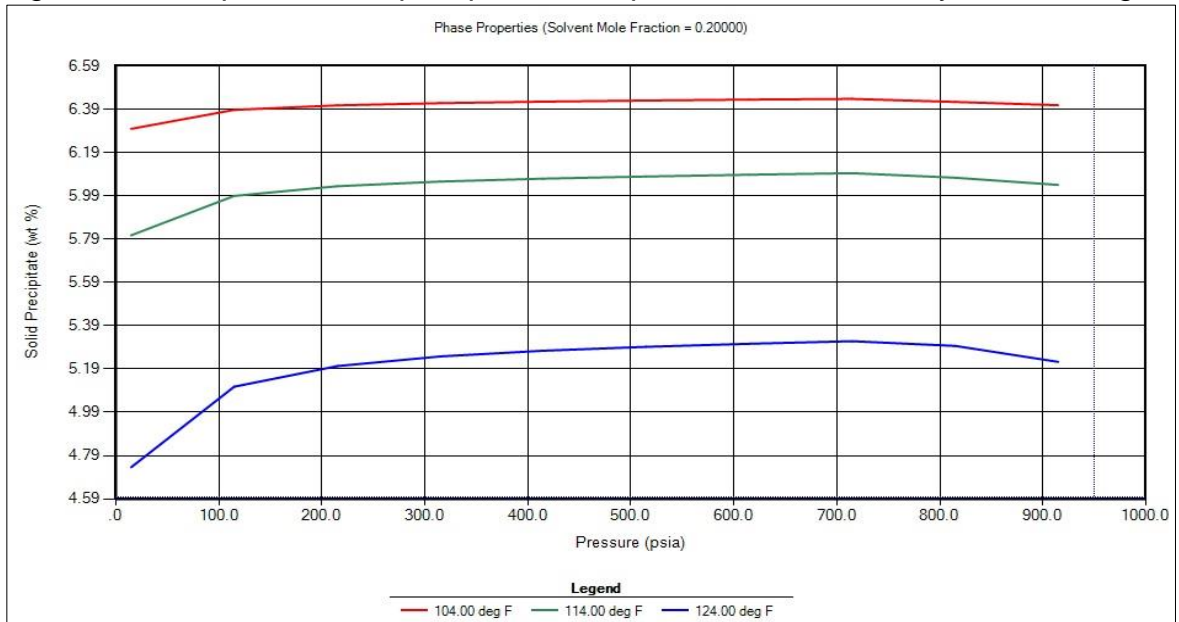


Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

#### 4.5.3.2. Efecto de la precipitación de parafinas con la inyección de agua

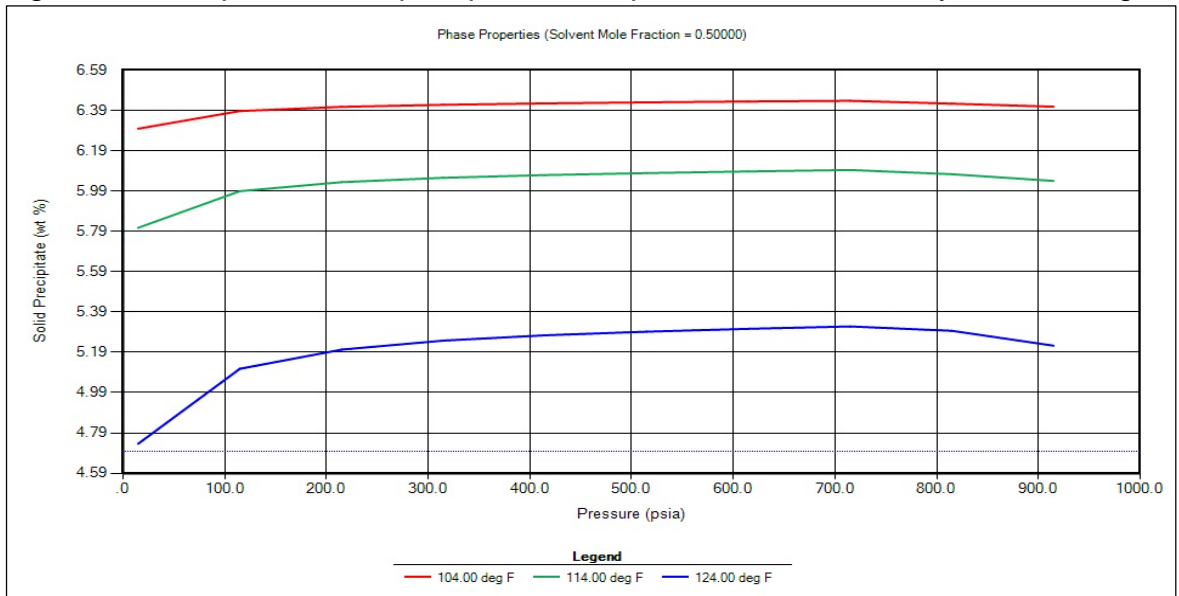
Con la misma metodología que se analizó el comportamiento de los asfaltenos se utilizó para ésta misma en la predicción de parafinas. La figura 55 representa una inyección de 20% ya que a anteriores inyecciones menores de 20% no se observaba ningún efecto. Analizando el comportamiento en comparación con la figura 48 que estaba a (0% de inyección de agua) a temperatura de 104 °F no se muestra ninguna diferencia. De igual manera se presenta en la figura 56 con una inyección de 50% de agua. La única variación que se observa es la máxima cantidad de precipitados a 0% de inyección, la temperatura mínima a la que precipitaban de 140 °F, era 1,50 Wt % y a 20% y 50% la máxima cantidad que precipitan bajo a 1,2 Wt % aproximadamente.

Figura 55. Comportamiento precipitación de parafinas a 20% de inyección de agua.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

Figura 56. Comportamiento precipitación de parafinas a 50% de inyección de agua.

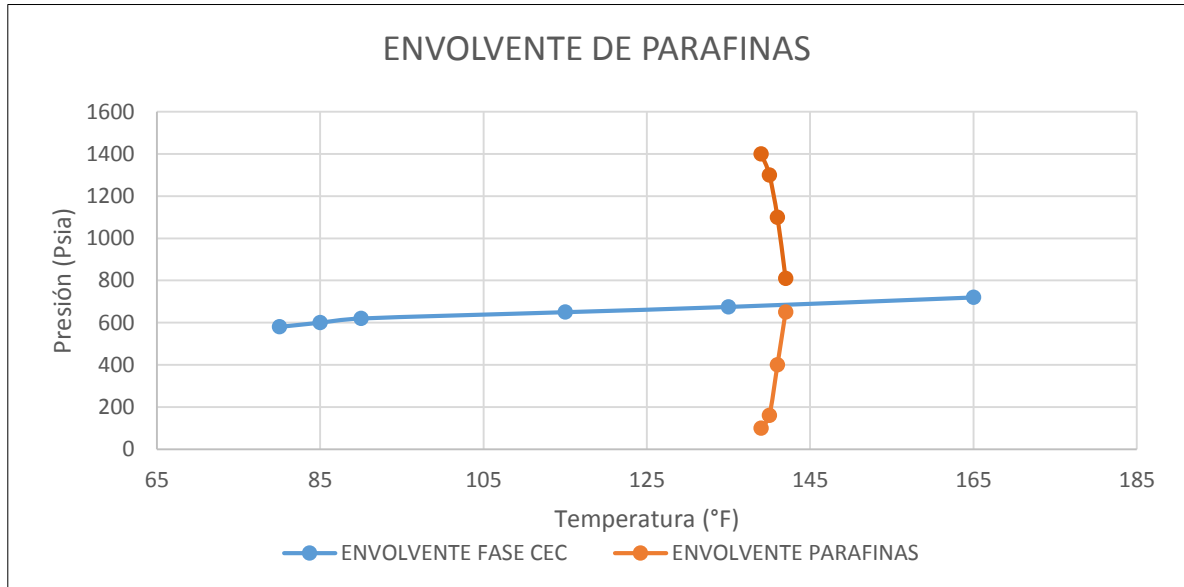


Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

De acuerdo al comportamiento de las temperaturas se observa que la precipitación de parafinas no es afectada. Entre 0% y 50% de inyección de agua la precipitación

a 104 °F (temperatura de yacimiento) es de 6,4Wt % aproximadamente. A partir de la información se deduce que la envoltente de precipitación de parafinas inicia a 140 °F, a la izquierda de ésta ya se está precipitando (figura 57)

Figura 57. Envoltente de precipitación de parafinas.



Fuente: Simulador WinProp. CMG 2012.

## 5. CONCLUSIONES

El método de recobro apropiado para ser aplicado a Campo Colorado es inyección de agua debido a las propiedades físicas del yacimiento y de sus fluidos; debido a los resultados del screening, además su implementación no contribuirá a la precipitación ni posible acumulación de orgánicos. Se observó que los asfaltenos no precipitarán con el aumento de la saturación del agua, como se determinó a través de la simulación. La envolvente de precipitación de asfaltenos fue desplazada hacia la derecha del diagrama a una temperatura superior a la del yacimiento (De 103 °F a 143 °F en una relación de inyección de agua de 0% a 20% respectivamente).

La inyección de agua no es determinante en la acumulación de parafinas, debido a que este tipo de depósito orgánico el factor que lo afecta es directamente es el cambio de temperatura, haciendo de este método recobro difícil para variar la temperatura en yacimiento. Por tanto la simulación no presenta una variación considerable al inyectarse entre 5%, 10%, 20% en relación a la inyección.

Por medio del Screening Técnico Binario y EORgui se postula también que es posible el método de Inyección Química en especial a la inyección con Alcalis, Surfactantes y Polímeros (ASP), debido al efecto que estas sustancias poseen propiedades que inhiben la acumulación de los depósitos orgánicos.

La simulación permite identificar el comportamiento que tienen los asfaltenos y las parafinas bajo la inyección de fluidos al yacimiento, la cual es una gran herramienta de trabajo que ayuda a representar el efecto de la interacción de estos fluidos, previniendo posibles consecuencias para el yacimiento, por la

aplicación indebida de métodos de recuperación secundaria y mejorada de crudo.

## **6. RECOMENDACIONES**

El método de inyección de agua es el más recomendado para aplicar en el Campo Colorado, evitando la precipitación y acumulación de orgánicos, para lo cual se sugiere realizar un estudio más detallado de las propiedades del agua a inyectar y el uso de polímeros u otros aditivos que puedan ocasionar problemas al yacimiento.

Realizar estudios con solventes, dispersantes, surfactantes y otros químicos que se puedan utilizar en una posible inyección como métodos de prevención y control de precipitación orgánicos para Colorado y otros campos del país complementando pruebas de laboratorio con simulación, antes de hacer los pilotos en Campo.

Realizar simulación aplicando software como el utilizado en este proyecto, para la inyección de aceite caliente liviano de ciclo para remoción de parafinas en la tubería de producción, a partir de la información de laboratorio que se tiene con la investigación previa realizada para el campo Colorado.

## BIBLIOGRAFÍA

ABDALLAH, W. BUCKLEY, Jill S. Fundamentals of Wettability. Oilfield Review 19. Summer 2007.

ALADASANI, Ahmad. BAI, Baojun. Recent Development and update screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. June 2010.

ALAYON, M. (2004). Asfaltenos: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela.

AMIN A, Riding M. Desarrollo submarino desde el espacio poroso hasta el proceso. OILFIELD REVIEW 17. 2005.

ARBARZADEH, K. Los asfaltenos problemáticos pero ricos en potencial. Oilfield Review 2007.

ARIZA LEÓN, Emiliano. Trabajo de Grado, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado.

BETANCOURT A. Efecto de los orgánicos pesados en la producción de hidrocarburos, México 1998.

BINGER J. W. Chemistry of Asphaltenes. American Chemical Society. Washington DC, 1984.

COMISION NACIONAL DE HIDROCARBURGOS, El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR".

DÁVILA A. Floculación de Asfaltenos Parte III. Tesis de Pregrado, Universidad de los Andes, 1997.

DELGADO, JG. Asfaltenos: Composición, Agregación y Precipitación. Universidad de los Andes. Merida, Venezuela. 2006.

Dr. Alberto S. Finol p. Notas sobre Recuperación Térmica. Universidad del Zulia. Zulia-Venezuela. Enero 1978.

E. C., Hammershaimb, V. A., Kuuskraa. Recovery Efficiency of Enhanced Oil Recovery Methods: A Review of Significant Field Test. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5 – 8, octubre 1983, San Francisco, California.

ESLAVA G. Análisis de la fractalidad de Agregados Asfálticos Vías simulación por computadora en Ambientes paralelos. Mexico 2000.

GACHUZ M. Heron. Yacimientos de CO<sub>2</sub> en México. Alternativa viable para programas de recuperación terciaria.

GARSHOL, T.A (2005). Investigation of Asphaltene Precipitation Mechanisms on the Gyda Field. Norwegian University of Science and Technology. Septiembre. 2008

HAMAMAI A, Ratulowski J. Precipitation and Deposition of Asphaltenes in Production Systems: A Flow Assurance Overview.

HAMMAMI A, Phelps CH. An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility. Energy & Fuels. Enero 2000.

JAMALUDDIN Akm. Impact of Flow Assurance in the Development of a Deepwater Project. SPE 2007.

JU, B. (2001). A Study of Removal of Organic Formation Damage by experiments and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers.

LAKE, L.W, SCHIMDT, R, L. A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s, 1992.

LEONTARITIS K.J. Solubility Parameter – Its Definition and Calculation Using Two-Parameter Cubic Equations of State and the Lee-Kesler Correlation. Prepared for presentation at AIChE 1993 Spring National Meeting.

LEONTARITIS, K.J. Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of Problem Manifestations and Modeling Approaches. SPE 18892. Oklahoma: 1.989.

LEVITT, David B. POPE, Gary A. selection and screening of polymers for Enhanced-Oil Recovery. April 2008.

LIRA G, Narvaez C. Depósitos de parafinas y asfaltenos en campos petroleros. MEXICO.

TRUJILLO, M. MERCADO, G. Selection methodology for screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods. December 2010.

MALONEY, Dan. PHILLIPS, Conoco. Effects of Paraffin Wax Precipitation during Cold Water Injection in a Fractured Carbonate Reservoir, Petrophysics, octubre, 2005.

MANSOORI, A. Journal of Petroleum Science and Engineering. (2001).

MARRUFET. Influencia de la temperatura de la mezcla en la precipitación de parafinas. 1998.

MENDOZA, Carlos. Depósitos de parafinas y asfaltenos en campos petroleros. Universidad Autónoma del Carmen. México.

MEZZOMO, R. F. RABINOVITZ, A. Reservoir Paraffin Precipitation: The Oil Recovery Challenge in Dom Joao Field? Annual Technical Meeting, Junio 14 – 18, 1999, Calgary, Alberta.

Paris De Ferrer Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo-Venezuela, 2001.

PDVSA. Recobro Adicional de petróleo por Métodos Convencionales. 1997

RAO, D.N, GIRARD, M & SAYEGH, S.G. The Influence of Reservoir Wettability on Waterflood and Miscible Flood Performance. 1992.

RIFAAT AI MJENI, SHYAMA A, Pradeep C. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? 2011.

SALAGER Jean-Louis. Recuperación Mejorada del Petróleo. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. 2005.

S.L. Kokal, Joseph Najaman, Selim G. Sayegh. A. E. George. Measurement and correlation of asphaltene precipitation from heavy oils by gas injection. Paper presentado en la 42ª reunión técnica anual, JCPT Abril 1992.

S. M. FAROUQ Ali, Sera Thomas. The promise And Problems of Enhanced Oil Recovery Methods. Technical Meeting / Petroleum Conference of the South Saskatchewan Section, Septiembre 25 – 27, 1989, Regina.

S. M. FAROUQ Ali, S. Thomas. Field Experience with Chemical Oil Recovery Methods. Annual Technical Meeting, Junio 12 – 15, 1994, Calgary, Alberta.

SPEIGHT G. James (2001). The Stability/Instability of the Crude Oil System. En Handbook of Petroleum Analysis.

SPEIGHT G. James. The chemical and structure of Petroleum: effects on Recovery Operations. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol 22, 1993.

SUESCÚN Y, BETANCOURT I. Remoción de depósitos de parafina mediante un sistema de reacción exotérmica. Tesis 2013.

T. G: MONGER, D. E. TRUJILLO, Louisiana State U. Organic Deposition during CO<sub>2</sub> and Rich – Gas Flooding. SPE, febrero 1991.

TABER, J.J. MARTIN, F.D. EOR screening revisited. Part 1: introduction to screening criteria and Enhanced Recovery field projects. August 1997.

YASSAIN, A.M.M. Enhanced Oil Recovery in Malaysia. February 1988.

YEFEI, W. Surfactant induced reservoir wettability alteration: Recent theoretical and experimental advances in enhanced oil Recovery. December 2011, Volume 8, Issue 4, Pag 463 – 476.

WEINGARTEN, J.S. and EUCHNER, J.A. Methods for predicting Wax Precipitation and Deposition. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (1986).

William m. Cobb & associates, inc. Waterflooding. Marzo 2013.