

**DETERMINACIÓN DE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE  
ASFALTENOS PARA UN CRUDO EXTRAPESADO, POR MEDIO DE  
SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

**MAYRA ALEJANDRA RODRÍGUEZ ARRIETA  
ZAYDA INES SANDOVAL JEREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**DETERMINACIÓN DE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE  
ASFALTENOS PARA UN CRUDO EXTRAPESADO, POR MEDIO DE  
SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

**MAYRA ALEJANDRA RODRÍGUEZ ARRIETA  
ZAYDA INÉS SANDOVAL JEREZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**M.Sc. JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## **DEDICATORIA**

A Dios por darme la fuerza para superar cada uno de los obstáculos y llenarme de bendiciones día a día.

A mis padres por el sacrificio que han realizado por darme lo mejor, por enseñarme el valor de la responsabilidad y por entregarme su amor incondicional.

A Coquí y a mis hermanos por su constante compañía.

A Jorge y cada uno de los familiares, compañeros que me vieron crecer y me brindaron su apoyo constante.

Mayra Alejandra Rodríguez.

## DEDICATORIA

A Dios por darme la bendición de estudiar y cuidarme en cada instante.

A la memoria de mi abuelito Luis Jerez el cual me enseñó el valor de la perseverancia y a luchar por lo que queremos.

A mi Abuelita Raquel la cual me apoyo a cada instante y siempre creyó en mí.

A mi tía María Inés la cual hizo parte fundamental de mi formación por su paciencia y amor.

A mi familia el motor de mi vida.

Zayda Ines Sandoval.

## **AGRADECIMIENTOS.**

A **DIOS** por ser nuestro guía, darnos la oportunidad de desarrollar este proyecto y compartir este logro con nuestras familias.

A mi Director **M.Sc .John Alexander León Pabón** y codirector del proyecto **Jhon Alexander Pabón** por sus recomendaciones, consejos y orientación para el cumplimiento de los objetivos del trabajo de investigación.

A la **Universidad Industrial de Santander** por ser núcleo integrador de grandes enseñanzas tanto técnicas como de vida y por ser motor de conocimiento en el desarrollo de todos nuestros proyectos.

A la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** por darnos la oportunidad de llevar una base sólida para nuestro futuro profesional.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	18
1. COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO	20
1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS.	21
1.1.1 Crudos de base parafinicas.	21
1.1.2 Crudos de base nafténica.	22
1.1.3 Crudos a base asfaltica	22
1.1.4 Crudos de base aromática	22
1.1.5 Crudos de base mixta	22
1.2 ASFALTENOS	22
1.2.1 Características de los asfaltenos	23
1.2.2 Causas de la precipitación de los asfaltenos	26
1.2.3 Composición química y estructura de los asfaltenos	28
1.3 MODELOS TERMODINÁMICOS DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS	29
1.3.1 Modelo termodinámico continuo	29
1.3.2 Modelo termodinámico molecular	31
1.3.3 Modelo termodinámico coloidal	32
1.4 PROPIEDADES DE LOS ASFALTENOS.	34
1.5 ECUACIONES DE ESTADO.	35
1.6 CLASIFICACIÓN DE LAS ECUACIONES DE ESTADO.	35
1.6.1 Ecuación de Van der Waals	35
1.6.2 Modelo Matemático Virial	36
1.6.3 Modelo Matemático de Redlich-Kwong (R.K)	37
1.6.4 Modelo Matemático de Peng-Robinson (P.R.).	37

1.6.5 Modelo Matemático de Soave	38
2. ESTUDIO DEL SOFTWARE MULTIFLASH, ANALISIS DE DATOS Y PRUEBAS EXPERIMENTALES	40
2.1 DESCRIPCION DEL SOFTWARE.	40
2.1.1 Principales modelos mejorados por el software.	41
2.2 DATOS DE ENTRADA EN MULTIFLASH.	42
2.3 ANÁLISIS COMPOSICIONAL.	45
2.4 ANÁLISIS DE PRUEBAS.	47
2.4.1 Prueba de Viscosidad	47
2.4.2 Expansión a composición constante	48
2.4.3 Presión de Saturación	49
2.4.4 Prueba de separadores	50
2.4.5 Análisis SARA	50
3. DETERMINACIÓN DE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE LOS ASFALTENOS	52
3.1 ESTIMACIÓN DE LA CURVA DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.	52
3.1.1 Selección del modelo de asfaltenos	52
3.1.2 Caracterización del fluido y ajuste del PVT	53
3.1.3 Ingreso de pruebas experimentales para ajuste del fluido	55
3.1.4 Ajuste de las condiciones de yacimiento	57
3.1.5 Calculo de la envolvente de precipitación de asfaltenos	58
4. CARACTERIZACIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES DE TEMPERATURA Y PRESIÓN.	65
4.1 USO DEL SOFTWARE DE PRODUCCIÓN PIPESIM	65
4.1.1 Conversión del modelo de crudo negro de Multiflash a PIPESIM.	66
4.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN (SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL).	67

4.3 AJUSTE DE LA CORRELACIÓN DE FLUJO.	69
4.4 PERFILES DE PRESIÓN VERSUS PROFUNDIDAD DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL POZO.	71
4.4.1 Análisis de precipitación de asfaltenos.	73
5.CONCLUSIONES.	76
6.RECOMENDACIONES.	77
BIBLIOGRAFÍA	78

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Estructura de los asfaltenos.	23
Figura 2. Estructura molecular promedio de los asfaltenos.	29
Figura 3. Modelo termodinámico continuo.	31
Figura 4. Agregación y precipitación de asfaltenos.	33
Figura 5. Representación del modelo termodinámico Coloidal.	33
Figura 6. Selección del modelo en Multiflash.	53
Figura 7. Ajuste del PVT.	54
Figura 8. Ajuste de las condiciones del yacimiento.	55
Figura 9. Ajuste del punto de burbuja.	56
Figura 10. Ingreso de prueba de viscosidad en Multiflash.	56
Figura 11. Ingreso de prueba de densidad.	57
Figura 12. Entrada de las condiciones del yacimiento.	58
Figura 13. Cálculo de la envolvente de precipitación de asfaltenos.	59
Figura 14. Envolvente del comportamiento del fluido.	60
Figura 15. Envolvente de precipitación de asfaltenos.	61
Figura 16. Modelo de precipitación de asfaltenos a condiciones de yacimiento.	62
Figura 17. Precipitación de asfaltenos a diferentes temperaturas.	63
Figura 18. Interfaz del software Multiflash.	66
Figura 19. Sistema de producción desde fondo hasta cabezal para el pozo.	69
Figura 20. Perfil de presión versus profundidad de la tubería de producción para el pozo UIS-1	72
Figura 21. Perfil de temperatura versus profundidad de la tubería de producción para el pozo UIS-1	73
Figura 22. Análisis de precipitación en perfil de presión versus profundidad	74
Figura 23. Análisis de precipitación en perfil de temperatura versus profundidad.	75

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Propiedades y características de los asfaltenos.	34
Tabla 2. Analisis composicional del fluido.	46
Tabla 3. Prueba de viscosidad (185°F)	47
Tabla 4. Prueba C.C.E (184°F).	48
Tabla 5. Prueba C.C.E (300°F).	49
Tabla 6. Analisis SARA	51
Tabla 7. Data requerida para la configuración de la tubería de producción y la unidad de bombeo electro sumergible.	67
Tabla 8. Data necesaria para el ajuste de correlaciones de flujo.	70

## TABLA DE ABREVIATURAS Y SIGLAS.

**a:** Constante depende del tipo de fluido.

**b:** Constante depende del tipo de fluido.

**C.C.E:** Expansión a composición constante.

**EOS:** Ecuaciones de estado.

**P:** Presión

**P<sub>b</sub>:** Presión de burbuja.

**P<sub>c</sub>:** Presión crítica

**P.R:** Peng Robinson.

**R:** Constante de los gases

**R.K:** Redlich Kwong.

**RKSA:** Redlich Kwong Soave avanzada.

**SARA:** Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos.

**T<sub>c</sub>:** Temperatura crítica

**v:** Volumen molar.

**V<sub>c</sub>:** Volumen Crítico

**ω:** Factor acéntrico

## RESUMEN

**TITULO:** DETERMINACION DE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACION DE ASFALTENOS PARA UN CRUDO EXTRAPESADO, POR MEDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA\*

**AUTORES:** MAYRA ALEJANDRA RODRÍGUEZ ARRIETA  
ZAYDA INÉS SANDOVAL JEREZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Crudo extrapesado, envolvente de precipitación de asfaltenos, Multiflash, problemas operacionales.

### DESCRIPCIÓN.

Este proyecto busca determinar la envolvente de precipitación de asfaltenos del pozo UIS-1 de un campo colombiano de crudo extrapesado por medio de la herramienta tecnológica Multiflash la cual hace parte de la interfaz del simulador PIPESIM; Multiflash proporciona diferentes ecuaciones de estado específicas que permiten modelar el comportamiento del crudo. El objetivo de esta investigación es identificar a que temperatura y presión se da la precipitación de los asfaltenos; Estos compuestos solidos son conocidos por ser motivadores de varios problemas como taponamiento en equipos, depositación en las líneas y reducción de la producción. Esta investigación es el primer paso en la búsqueda de una solución para un problema potencial asociado con la presencia de estos compuestos orgánicos.

Para identificar estas condiciones, inicialmente se contó con un análisis composicional del fluido el cual fue ingresado al simulador, así mismo las pruebas experimentales disponibles, con el fin de obtener las curvas de densidad y viscosidad de la mezcla y ajustar el modelo de fluidos.

A partir del modelo de fluidos calibrado se realizaron las corridas respectivas y se determinó que la precipitación de asfalteno a las condiciones operacionales del pozo se encuentran en el rango de presión 259 psia hasta 766 psia y el punto onset de precipitación se presenta a una temperatura de 100°F donde la precipitación de asfalteno alcanza un valor de 0,91%.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de fisicoquímicas , ingeniería de petróleos Director M.Sc John Alexander León Pabón

## ABSTRACT

**TITLE:** DETERMINATION OF THE ENVELOPE FOR ASPHALTENE PRECIPITATION EXTRAHEAVY CRUDE THROUGH NUMERICAL SIMULATION\*

**AUTHORS:** MAYRA ALEJANDRA RODRÍGUEZ ARRIETA\*  
ZAYDA INÉS SANDOVAL JEREZ\*\*

**KEYWORDS:** Extraheavy crude oil, Asphaltene precipitation envelope (APE), Multiflash, operational problems.

### DESCRIPTION.

This project seeks to determine the envelope of precipitation of asphaltenes UIS-1 well of a Colombian field of extra heavy crude through the Multiflash technological tool which is part of the simulator interface PIPESIM. Multiflash uses specific State equations that allow you to model the behavior of crude oil. The objective is to identify that temperature and pressure occurs the precipitation of asphaltenes them; These solid compounds known to be motivators son various problems as plugging in equipment, deposition in the lines and reduced production. This being the first step in the search for a solution to a potential problem associated with the presence of these organic compounds.

To identify these conditions, initially was a compositional analysis of the fluid which was admitted to the Simulator, likewise the available evidence, in order to obtain the curves of density and viscosity of the mixture and adjust the fluid model.

From the calibrated model of fluid respective runs were conducted and it was determined that the precipitation of asphaltene to the operational conditions of the well are in 259 psia pressure range up to 766 psia and the onset of precipitation point occurs at a temperature of 100 ° F where asphaltene precipitation reaches a value of 0.91%.

---

\* Undergraduated Project

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School , Director M.Sc John Alexander Pabon Leon

## INTRODUCCIÓN

Desde hace varios años Colombia ha venido profundizándose en el estudio de los crudos pesados y extrapesados; la importante magnitud de las reservas en los diferentes campos, obligan a prestar especial atención a sus características, limitaciones, y costos.

Los crudos extrapesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y a generar cantidades significativas de asfaltenos, lo que exige más esfuerzos e inversión para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

Los asfaltenos se consideran como los componentes de menor valor de un crudo, estos causan un marcado aumento de su viscosidad, haciéndolos difícil de transportar y de procesar. La mayor cantidad de heteroátomos (S, N, O, etc.) se concentra en ellos, y se ha reportado que más del 90% de los metales presentes en los crudos se encuentran en la fracción asfáltica.<sup>1</sup>

En diversos estudios se ha determinado que esta fracción es motivadora de varios problemas, tales como taponamiento en equipos, depositación en líneas, y reducción de la producción; adicionalmente, debido a la presencia de metales pesados, los asfáltenos son difíciles de biodegradar, haciéndolo los compuestos más indeseables desde el punto de vista de tratamiento del petróleo. Por estas razones son posiblemente los compuestos más estudiados y menos entendidos en la industria del petróleo.

Con la presente investigación a nivel experimental se modeló la precipitación de asfaltenos, generando una envolvente que permite evaluar el comportamiento

---

<sup>1</sup> SPEIGHT, J. G., LONG, R. B., TROWBRIDGE, T.D., Fuel, **1984**, 63, 616-620

termodinámico y las condiciones de precipitación para una muestra de crudo Colombiano tomada en fondo del pozo UIS-1. Para la construcción de esta envolvente se usó un programa llamado Multiflash especialmente enfocado en propiedades y en comportamiento de fases de fluidos. Este software hace parte de la interface de PIPESIM y es un instrumento de ingeniería para el modelado y análisis nodal, diseño de levantamiento artificial, tubería, y las instalaciones de procesos de simulación.

Este proyecto deja como aporte una metodología estructurada sobre el proceso a seguir para determinar el porcentaje de asfaltenos que se precipitara incluyendo el análisis de los factores incidentes en este fenómeno.

## 1. COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes entre mayor sea la relación de su contenido entre el carbón y el hidrogeno, mayor será la cantidad de productos pesados del crudo. El comportamiento de fases de los hidrocarburos, se puede estudiar mediante la utilización de modelos matemáticos, para los cuales es necesario tener bien definidas las fracciones que componen a los hidrocarburos y obtener así resultados representativos.

En general, es posible agrupar los constituyentes del petróleo en cuatro grupos orgánicos bien definidos : Saturados, Aromáticos, Resinas ,Asfaltenos . Este conjunto es conocido como SARA.

Los saturados son grupos de hidrocarburos no polares, a los cuales pertenecen las ceras parafinicas o parafinas, de enlaces sencillos denominados alcanos; estos no son afectados por soluciones álcalis, ácidos ni agentes oxidantes a temperatura ambiente.

Las parafinas son hidrocarburos alifáticos disueltos en el crudo, que cambian de estado líquido a sólido, cuando se encuentran en forma sólida, se llama cera de parafina, mientras que la forma líquida se conoce como aceite de parafina .Esta se compone totalmente de carbono e hidrogeno y se encuentra completamente saturada.

Los aromáticos son hidrocarburos que contienen unas o más estructuras similares a los anillos de benceno reciben este nombre debido a los olores intensos, normalmente agradables, que presentan en su mayoría. Son denominados solventes universales y no causan problemas de precipitación, al contrario

contribuyen a la solubilidad del crudo para mantener las demás fracciones en solución o suspensión.

Las resinas son compuestos volátiles y actúa como agente peptizante rodeando a la molécula de asfaltenos y manteniéndola dispersa y suspendida en el crudo su estructura molecular es similar a la de los asfaltenos pero de diferentes características fisicoquímicas su diferencia radica en que éstas son solubles en algunas parafinas normales, como el n-pentano y n-heptano, mientras que los asfaltenos no lo son<sup>2</sup>.

Los asfaltenos constituyen los componentes más pesados del crudo, son partículas sólidas semicristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos. Su principal característica es la de ser insolubles en n-parafinas y ser solubles en compuestos aromáticos como el benceno y el tolueno, presenta alto peso molecular y de alta aromaticidad. Son no volátiles, no tiene punto de fusión definido.

## **1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS.**

Los crudos se pueden clasificar basándose en las propiedades físicas como la densidad y la viscosidad. La siguiente clasificación está basada en el tipo de componentes mayoritarios que poseen:

**1.1.1 Crudos de base parafinicas.** Poseen gran cantidad de aceites lubricantes, ceras y pequeñas cantidades de naftenos y asfaltos. Éstos crudos tienen bajo contenido de azufre, nitrógeno y oxígeno.

---

<sup>2</sup> DELGADO José Gregorio., "ASFALTENOS, Composición, Agregación, Precipitación", Cuaderno FIRP N° S369-A, Laboratorio FIRP, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes Mérida 5101 Venezuela, 2006

**1.1.2 Crudos de base nafténica.** Contienen una proporción relativamente grande de fracciones volátiles, es decir compuestos que se evaporan con facilidad, en algunas casos son tan livianos que son gasolina pura. Producen buenos combustibles para motores.

**1.1.3 Crudos a base asfáltica.** Tienen un alto contenido de alquitrán, asfalto y fuel-oíl, su principal uso es en la industria de asfalto. Tiene una estructura química bastante compleja y no bien definida, además de contener carbono e hidrogeno también presenta una cantidad considerable de azufre y metales.

**1.1.4 Crudos de base aromática.** Poseen grandes cantidades de compuestos aromáticos de bajo peso molecular y naftenos.

**1.1.5 Crudos de base mixta.** Tienen una composición intermedia entre los de base parafínica y asfáltica.<sup>3</sup>

## **1.2 ASFALTENOS**

Son estructuras con gran sistema polinuclear central aromático el cual presenta heteroátomos (C, N, O, S), y metales con vanadio, níquel y cadenas de compuestos alquilos e hidroaromaticos, que se deriva de fuentes carbonadas como el petróleo y carbón de rocas aceitosas. Este tipo de compuesto lo definen también como material insoluble en n-pentano o n-heptano que se disuelve en solventes como el benceno.

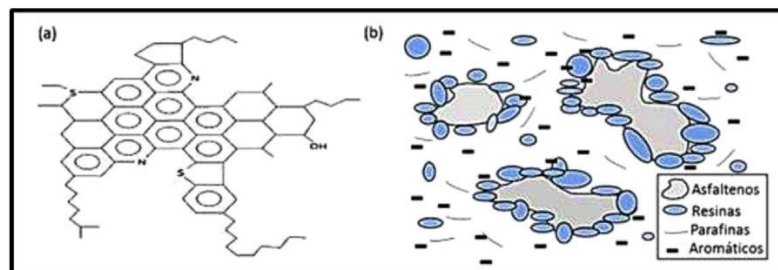
La hidrogenación de productos a partir de compuestos asfálticos que contienen resinas neutras y asfaltenos produce aceites pesados. Al calentar por encima de

---

<sup>3</sup> ACOSTA Rafael, B., "Propiedades de los hidrocarburos" Departamento de Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente, Venezuela.

300-400°C los asfaltenos no se funden, pero se descomponen formando productos volátiles y coque. El asfaltenos va de un color café oscuro a un sólido friable negro; pero con una pequeña concentración de benceno (0.0003%) la solución se torna a un amarillo apenas distinguible. El color del crudo y residuos es debido a un efecto combinado de resinas y asfaltenos, el color negro de algunos crudos es relacionado con la presencia de asfaltenos que no peptizarón. El peso molecular de los asfaltenos se encuentra en un rango de 1000 a 2000000, el reporte de este varía considerablemente dependiendo del método y condiciones de medición. Este compuesto es soluble en líquidos con una tensión superficial arriba a 25 dyn/cm como bisulfato de carbono, tetracloruro de carbono piridina y benceno.<sup>4</sup>

**Figura 1. Estructura de los asfaltenos.**



**Fuente:** UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Asfaltenos, Composición, Agregación, Precipitación. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. 2006

**1.2.1 Características de los asfaltenos.** Dentro de las principales características que presentan los asfaltenos se tienen.

<sup>4</sup> DELGADO GREGORIO José "ASFALTENOS, Composición, Agregación, Precipitación", Cuaderno FIRP N° S369-A, Laboratorio FIRP, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes Mérida 5101 Venezuela, 2006

- Los asfaltenos constituyen los componentes más pesados del crudo, con un punto de fusión no definido.
- Los asfaltenos bajo 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 ser alto en petróleos pesados debido a la gran capacidad de solvencia de los compuestos nafténicos y aromáticos sobre los parafínicos, en comparación con petróleo liviano.
- Los asfaltenos se encuentran en el petróleo en forma de dispersión coloidal donde las moléculas de asfaltenos están rodeadas de resinas que permiten la transición de asfaltenos altamente polares a crudo con características no polares. 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 ser mayor que la fuerza de atracción de van der Waals si el sistema se encuentra estabilizado. La agregación de los asfaltenos depende de factores como la composición del crudo, la temperatura y la presión en la que se encuentra el crudo. La variación de alguno de estos parámetros ocasionará la desestabilización del sistema crudo-asfaltenos, y por lo tanto se generará la floculación de asfaltenos y la formación de material insoluble en el crudo líquido.
- Debido a que los asfaltenos contienen una alta complejidad macromolecular, solo se conocen sus estructuras químicas promedios.
- En la actualidad ante lo difícil de caracterizar todos los componentes en el crudo, los asfaltenos 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 di sulfuro de carbono. Dentro de los

solventes no polares cabe resaltar los hidrocarburos líquidos como el n-pentano, el iso-pentano y el n-heptano. Los asfaltenos obtenidos de esta manera constituyen un material deformable, de color oscuro, con una densidad cercana a 1.2 g/cm<sup>3</sup> y con características infusibles, lo que significa que carecen de un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor a manera de un residuo carbonoso.

- Los asfaltenos consisten en moléculas planas, poli aromáticas y poli-cíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión, estabilizados por resinas y con carga eléctrica.
- 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. La dilución del petróleo con un alcano ligero como el n-pentano, produce un crecimiento en la afinidad entre las resinas y los componentes del crudo. Las micelas resinas-asfaltenos se desestabilizan debido a que el solvente removerá a las resinas.
- Las micelas resina-asfaltenos también se desestabilizan y se agregan en grandes flóculos, cuando la temperatura del petróleo disminuye o aumenta lo que provoca una reducción del poder de solubilización de los componentes del petróleo en el mismo. La disminución de la presión del crudo, bajo condiciones isotérmicas, se asocia con la disminución de la densidad del fluido y a la consecuente disminución de la solubilidad de los componentes en el petróleo. La formación de micelas se genera a altas presiones y densidades debido al efecto de energía libre de Gibbs, las micelas se pueden desestabilizar cuando la presión disminuye y se ocasionan la posterior floculación de asfaltenos.

**1.2.2 Causas de la precipitación de los asfaltenos.** Es importante resaltar que la floculación y la precipitación de asfaltenos son dos fenómenos separados. Es posible que bajo ciertas condiciones ocurra una floculación sin que ello dé lugar a que las partículas floculadas precipiten, y formen depósitos en la superficie. En una tubería por ejemplo, un régimen de flujo bajo y la presencia de rugosidades internas, pueden inducir a estos flóculos a que precipiten, pero posiblemente un aumento en el régimen puede hacer que estos flóculos sean transportados por la corriente de flujo. <sup>5</sup>

Entre las principales causas señaladas en la literatura como responsables de la floculación y la precipitación de los asfaltenos a nivel de medio poroso se tiene:

- La desestabilización de estos compuestos por la presencia de un campo eléctrico que se generaba debido al flujo de los fluidos dentro del medio poroso. Estos estudios permitieron confirmar que los asfaltenos son partículas eléctricamente cargadas cuando se encuentran disueltos en la fase del crudo.
- Se ha demostrado que para una temperatura y composición constantes, existe un valor de presión a partir del cual se inicia la floculación de los asfaltenos, el cual es definido como “umbral de floculación”.
- La variación de la solubilidad de asfaltenos en un crudo, por unidad de caída de presión en el caso de crudos livianos sub saturados ( $P > P_b$ ) es mucho mayor que en el caso de los crudos pesados, los cuales generalmente están saturados ( $P = P_b$ ) este efecto explica por qué en muchos yacimientos de crudos livianos con contenidos de asfaltenos apenas cuantificables, los problemas de precipitación de asfaltenos son serios mientras que ciertos

---

<sup>5</sup> PEDROZA T., CALDERÓN G. & RICO A., Precipitación de asfaltenos durante la explotación de yacimientos en Venezuela. Fase IV: Efectos de la precipitación de asfaltenos sobre las propiedades de la roca. Informe Técnico, PDVSA – INTEVEP, Venezuela. 1994

yacimientos de crudos pesados con contenidos de hasta 16% de asfaltenos, jamás han presentado evidencias de este tipo de problemas.

- El efecto de la temperatura es contradictorio. En ciertos crudos su aumento parece favorecer la dispersión de los asfaltenos, mientras que en otros ocurre una disminución de su solubilidad. Esta inestabilidad se cree que es debida a la disociación de las interacciones resina- asfaltenos. En general no se puede generalizar sobre esta dependencia.
- Existe una cierta tendencia en los crudos clasificados como maduros, a contener asfaltenos inestables. Esta tendencia se ve favorecida cuando en un mismo yacimiento se producen mezclas de crudos incompatibles, los cuales desestabilizan aún más a estos asfaltenos.
- La inyección de gases miscibles o  $\text{CO}_2$  en yacimientos o en el uso de gases ricos en proceso de levantamiento artificial, promueve la precipitación de los asfaltenos en la formación y a nivel del pozo respectivamente. Este efecto es debido a que estas inyecciones originan cambios en la composición de los fluidos del yacimiento y alteraciones en el pH del medio, lo cual desestabiliza los asfaltenos presentes en el crudo, haciendo que ellos floculen y precipiten, lo cual produce así cambios de humectabilidad y taponamiento a nivel del pozo y de la formación. Hay evidencias de que cualquier solido suspendido en el crudo (finos en arcilla o minerales, limaduras de metales) puede servir de “sitio de nucleación” para las partículas de asfaltenos. Este efecto ocurre, sobre todo, a nivel de las perforaciones y por supuesto será más representan “sitios de nucleación” para estos compuestos.
- En resumen y siguiendo el enfoque del modelo coloidal, la adición de un agente floculante (parafinas, gases miscibles,  $\text{CO}_2$ ), cambios en la presión o la

temperatura, la ocurrencia de algún cambio de composición del crudo o la generación de un potencial eléctrico o de un esfuerzo mecánico, hará que la capa protectora de resina se rompa, lo que inducirá a las partículas de asfaltenos a agregarse entre ellas, produciéndose así la floculación y, posiblemente, la precipitación de estos agregados.

**1.2.3 Composición química y estructura de los asfaltenos.** La estructura de los asfaltenos es muy variada y depende del crudo del cual proviene. Se caracterizan por ser de tipo polar, de estructura amorfa y de fórmula empírica promedio C74 H87 NS2O (Ver Figura 2), son insolubles en las fracciones ligeras del petróleo (n-pentano – n-heptano) y solubles en solventes aromáticos (benceno, tolueno, xileno) Cloroformo y bisulfuro de Carbono.<sup>6</sup>

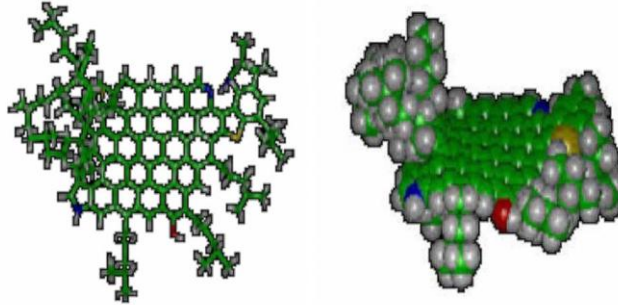
Es difícil determinar el peso molecular de un asfaltano debido a la asociación de las moléculas individuales. Las micelas de asfaltano se aglomeran en forma de partículas ramificadas debido al precipitante introducido. Incluso en soluciones diluidas, los asfaltenos tienden asociarse. Debido a esto, los resultados de las mediciones de los pesos moleculares de asfaltenos aglomerados son muy diferentes al peso molecular de un solo asfaltano. Sin embargo, el peso molecular se piensa que está entre un rango de (1000- 50000 Kg/Kg mol).

Los resultados de análisis elementales realizados a numerosas muestras de asfaltenos de distintos crudos del mundo, han demostrado que la composición típica elemental de las fracciones de asfaltenos precipitadas por n-pentano y n-heptano poseen cantidades de carbono e hidrógeno que varían solo en un pequeño rango de 8.2 – 3 % en peso para el carbono y 8.1-0.7 % para el hidrogeno. Esto indica que la relación atómica H/C es bastante constante: 1,15-0,05, lo que sugiere entonces que los asfaltenos tienen una composición definida.

---

<sup>6</sup> DELGADO Gregorio José ., “ASFALTENOS, Composición, Agregación, Precipitación”, Cuaderno FIRP N° S369-A, Laboratorio FIRP, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes Mérida 5101 Venezuela, 2006

**Figura 2. Estructura molecular promedio de los asfaltenos.**



**Fuente:** UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Asfaltenos, Composición, Agregación, Precipitación. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. 2006

### **1.3 MODELOS TERMODINÁMICOS DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.**

**1.3.1 Modelo termodinámico continuo.** El modelo termodinámico continuo, conocidos también como modelos de solubilidad predice el comportamiento de fase de los componentes orgánicos pesados dentro del crudo. Las propiedades de las fracciones pesadas y su dispersión en el crudo dependen de sus pesos moleculares y de la composición química del petróleo.

La precipitación de los componentes con alto peso molecular involucra un cambio en el equilibrio molecular que existe en petróleo por la alteración su balance. El proceso de precipitación se considera como un proceso termodinámicamente reversible ya que se asume que las partículas de asfaltenos se dispersan y se estabilizan en el crudo. La disolución completa de los asfaltenos en algunos solventes orgánicos tal como el tolueno apoya esta suposición.

La proporción de las moléculas polares y no polares, y la proporción de moléculas de alto y bajo peso molecular en una mezcla compleja como el petróleo,

constituyen los dos principales factores responsables de mantener la solubilidad dual. La estabilidad del sistema se altera por la adición de solventes miscibles. Las moléculas polares y de alto peso molecular como lo asfaltenos se separan de la mezcla en forma de líquido o en forma de precipitados sólidos.

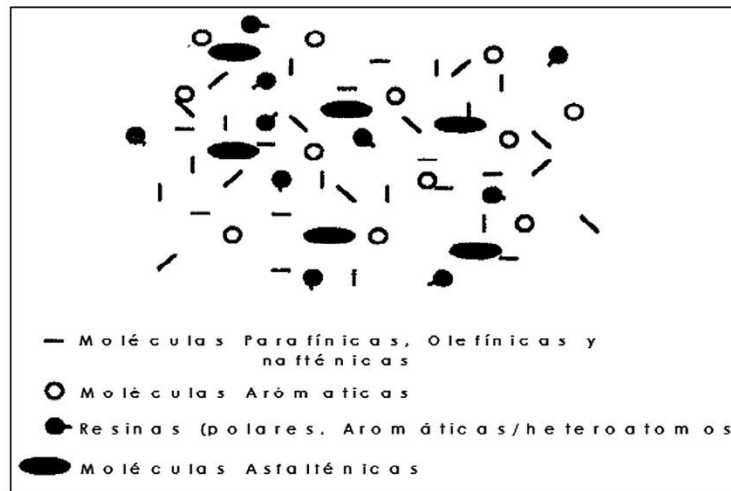
Los puentes de hidrógeno y los heteroátomos de azufre y nitrógeno de las moléculas orgánicas pesadas pueden empezar a agregarse o a polimerizarse y se produce una fase sólida que se separa del crudo.

El primer modelo termodinámico se propuso en 1984 por Hirschberg et al y describe el fenómeno de la precipitación de los asfaltenos a través del equilibrio termodinámico reversible líquido-líquido de una mezcla de pseudo-componentes, los asfaltenos y el resto de las fracciones que constituyen el crudo denominado solvente. Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, el crudo se puede separar en dos fases líquidas, una de las cuales se constituye solo por los asfaltenos, mientras que la otra por ambos componentes, pero en su gran mayoría por el solvente. Numeroso investigadores han aportados mejora en cuanto al cálculo de los parámetros de solubilidad de los asfaltenos y la caracterización de las fracciones pesada presentes en el petróleo.<sup>7</sup>Ver figura 3.

---

<sup>7</sup> DELGADO, José G. Asfaltenos, composición, agregación, precipitación. Cuaderno FIRP S369-A. Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela, 2006.

**Figura 3. Modelo termodinámico continuo.**



**Fuente:** LEONTARITIS, K.J. (1989). Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of Problem manifestations and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 18892.

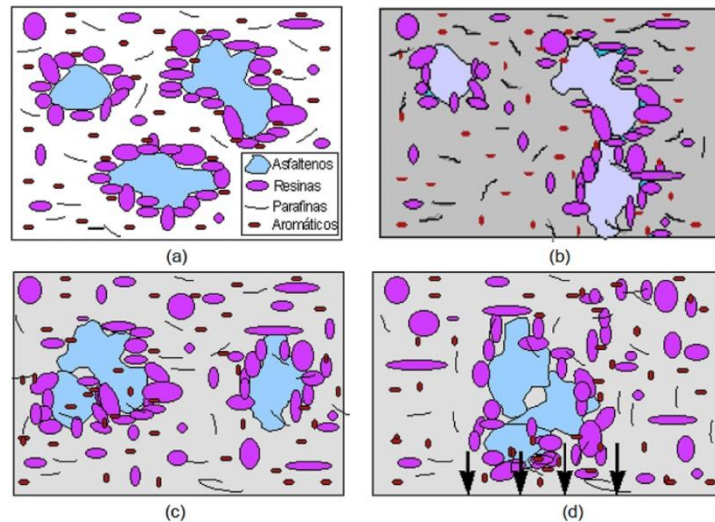
**1.3.2 Modelo termodinámico molecular.** Este modelo está basado sobre la suposición de que el proceso de precipitación de los asfaltenos es reversible y que los asfaltenos se encuentran en equilibrio a nivel molecular y en condiciones de solubilidad en la fase líquida hasta que las alteraciones en las variables termodinámicas macroscópicas hacen que este equilibrio se rompa y el sistema busque otro estado de equilibrio después del cual pueden coexistir simultáneamente varias fases: gas, líquida y sólida.

Fussell propuso un modelo analítico basado en ecuaciones de estado en el cual considera a los asfaltenos como una fase líquida pesada y calcula el equilibrio vapor-líquido, líquido-líquido. Hirschberg propone un modelo en el cual los asfaltenos son considerados moléculas poliméricas mono dispersas y aplica la teoría de Flory-Huggins para descubrir el comportamiento molecular de los asfaltenos, supone que el equilibrio se establece entre dos fases líquidas una de las cuales es asfaltenos y calcula la solubilidad de esta fase asfálténicas en el

resto del crudo, el cual es considerado como el solvente. Kawanaka, Mansoori realizan una mejora al modelo de Hirschbergt considerando a los asfaltenos como moléculas poli dispersos, ósea que los asfaltenos son una familia que ocupan un espectro ancho de pesos moleculares, y que en la fase agregada se encuentran como sólido, utilizan la teoría de polímeros polidispersos de Scott y Magat , para calcular el equilibrio solido-solido. La principal crítica en contra de estos modelos es que el resto de los componentes de la mezcla de hidrocarburos no coexisten ni interactúan con los asfaltenos en la fase sólida. (Ver Figura 4).

**1.3.3 Modelo termodinámico coloidal.** En el modelo coloidal de los asfaltenos se encuentra en la fase líquida debido a que las resinas, componentes hidrocarburos de alto peso molecular con propiedades peptizante, no permiten que los asfaltenos se agreguen a menos que las condiciones iniciales varíen y las resinas se mueven desde la fase asfaltenicas hacia la fase con la cual se encontraban inicialmente en equilibrio, que está representada por el resto de la mezcla de hidrocarburos. Este modelo describe el estado de equilibrio en base a la teoría termodinámica molecular aplicada a las resinas para las cuales el equilibrio de fases se establece en función de las distribución de las resinas entre las fases asfaltenicas y la restante, en el cual se encuentran los otros componentes de la mezcla, para su cálculo utiliza la teoría de los polímeros mono dispersos de Flory-Huggins. (Ver figura 5).

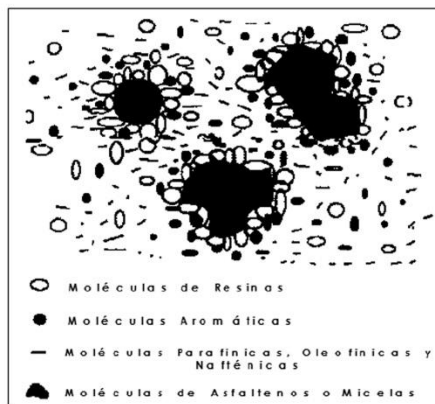
**Figura 4. Agregación y precipitación de asfaltenos.**



**Fuente:** MANSOORI, G. A. (1994). Modeling and Prevention of Asphaltene and Other Heavy Organic Deposition in Oil Wells. Society of Petroleum Engineers (SPE) 27070.

(A).Asfaltenos en estado coloidal peptizados por las resinas. (B).Las resinas comienzan a abandonar al asfaltenos por modificaciones fisicoquímicas (C).Agregación de asfaltenos. (D).Precipitación de los asfaltenos.

**Figura 5. Representación del modelo termodinámico Coloidal.**



**Fuente:** LEONTARITIS, K.J. (1989). Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of Problem manifestations and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 18892.

## 1.4 PROPIEDADES DE LOS ASFALTENOS.

En la tabla 1. Se presentan algunas de las propiedades y características de los asfaltenos que los diferencian del resto de las fracciones que componen a los crudos<sup>8</sup>.

**Tabla 1. Propiedades y características de los asfaltenos.**

<b>PROPIEDADES</b>	<b>CARACTERISTICAS</b>
<b>Insolubles</b>	n-heptano y n-pentano
<b>Solubles</b>	Benceno, tolueno y THF
Polidispersidad	Mw Mn
De naturaleza coloidal	Polidispersos
Tamaño promedio en microestructura	5-40 nm
Tamaño promedio en macro estructura	40-1000 nm
Peso molecular	Alto
Carácter aromático	Alto
Carácter polarizable	Alto
Tipo de interacciones comunes	Van der walls.
Formación de agregados	En solventes de bajo peso molecular.

**Fuente:** DÁVILA, A. "Floculación de los asfaltenos". Tesis de Pregrado Laboratorio FIRP.Universidad de los Andes. 1997.

<sup>8</sup> JHAISON., "Evaluar la factibilidad de utilizar los parámetros fisicoquímicos de los asfaltenos como herramienta de correlación de los crudos biodegradados procedentes del área de Junín y Ayacucho, Faja del Orinoco, Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo de Grado, Universidad Central De Venezuela. 2002

## 1.5 ECUACIONES DE ESTADO.

Son ecuaciones matemáticas que relacionan la presión con temperatura y volumen de un componente puro o de una mezcla. Las ecuaciones de estado más usadas en la ingeniería de petróleo son las cúbicas en volumen, ya que son computacionalmente eficientes y hacen un excelente trabajo en predecir el comportamiento de fases de los fluidos de yacimiento en un amplio rango de presión y temperatura. Las ecuaciones de estado, cumplen un papel clave al momento de modelar la envolvente de fases y representar el volumen del fluido debido a los cambios de presión y temperatura al que puede llegar a ser sometido, por ellos es necesario que la ecuación de estado seleccionada logre representar con la mayor precisión el comportamiento del fluido.

## 1.6 CLASIFICACIÓN DE LAS ECUACIONES DE ESTADO.

La ecuación de estado generalmente seleccionada para modelar el comportamiento de fases de los experimentos es la Peng-Robinson, debido a que tiene mayor consistencia y robustez que las otras existentes; Para el modelamiento del crudo en el software Multiflash se usó la ecuación de Soave es escogida porque involucra la fracción pesada del crudo. A continuación se presentará una breve revisión bibliográfica de otras ecuaciones de estado.

**1.6.1 Ecuación de Van der Waals.** La ecuación de Van der Waals es una ecuación que generaliza la ecuación de los gases ideales, haciendo entrar en consideración tanto el volumen finito de las moléculas de gas como otros efectos que afectan al término de presiones. Tiene la forma<sup>9</sup>:

---

<sup>9</sup> DANESH, A. PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluid. 1988, Chapter 4. p39

$$\left(P + \frac{a}{v^2}\right)(v - b) = RT \quad (1)$$

Nótese que  $v$  es el volumen molar. En esta expresión,  $R$  es la constante de los gases (8.31451 J/mol·K o 0.0820576 Atm·L/mol·K),  $a$  y  $b$  son constantes que dependen de la sustancia en cuestión. Pueden calcularse a partir de las propiedades críticas.

**1.6.2 Modelo Matemático Virial.** Esta ecuación es importante dado que puede ser obtenida directamente por métodos estadísticos. Si se hacen las suposiciones apropiadas sobre la forma matemática de las fuerzas intermoleculares, se pueden desarrollar expresiones teóricas para cada uno de los coeficientes. En este caso  $B$  corresponde a interacciones entre pares de moléculas,  $C$  a grupos de tres, y así sucesivamente.

$$Pv_m/RT = 1 + B/V_m + C/V_m^2 + D/V_m^3 + \dots \quad (2)$$

$$C = V_c^2/3 \quad (3)$$

$$R = P_c v_c / T_c \quad (4)$$

$$B = -V_c \quad (5)$$

Se genera un sistema de ecuaciones considerablemente grande que causará problemas de truncamiento y de cómputo para encontrar las variables propuestas ( $C, D, E, \dots$ ) las cuales dependerán del número de componentes.

**1.6.3 Modelo Matemático de Redlich-Kwong (R.K).** Esta ecuación fue una mejora considerable sobre las otras ecuaciones de la época, es mejor que la ecuación de Van der Waals, no da buenos resultados sobre la fase líquida y por ello no puede usarse para calcular precisamente los equilibrios líquido-vapor. Sin embargo, puede usarse conjuntamente con expresiones concretas para la fase líquida en tal caso. Este modelo matemático está gobernado por la siguiente expresión:

$$P = \frac{RT}{V_m} - \frac{a}{\sqrt{TV_m(V_m + b)}} \quad (6)$$

$$a = \frac{1}{\left(\frac{1}{23}\right)^{-1}} * \frac{R^2 * T_c^{2,5}}{9 * P_c} \quad (7)$$

$$b = (2\frac{1}{3} - 1) RT_c / 3P_c \quad (8)$$

Donde, R es la constante de los gases ideales, Tc, es la temperatura crítica y Pc la presión crítica.

**1.6.4 Modelo Matemático de Peng-Robinson (P.R.).** La ecuación de Peng Robinson fue plantea que ciertos parámetros de la ecuación de estado se pueden expresar en función de las propiedades críticas y el factor acéntrico. La ecuación debía ser aplicable a todos los cálculos de todas las propiedades de los fluidos en procesos naturales de gases.

Generalmente la ecuación de Peng-Robinson da unos resultados similares a la de Soave, aunque es mejor prediciendo las densidades de compuestos en fase líquida, especialmente los no-polares.

$$AP = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a\alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} \quad (9)$$

Donde

$$a = \frac{0.4572355R^2T_c^2}{P_c} \quad (10)$$

$$b = \frac{0.07779607RT_c}{P_c} \quad (11)$$

$$\alpha = (1 + (0.37464 + 1.54226w - 0.26992w^2)(1 - Tr^{0.5}))^2 \quad (12)$$

$$Tr = \frac{T}{T_c} \quad (13)$$

**1.6.5 Modelo Matemático de Soave.** Uno de los avances más importantes en el campo de las ecuaciones cúbicas lo constituyó la ecuación propuesta por Redlich y Kwong (1949). Esta ecuación tuvo el gran mérito de abrir el camino para que las ecuaciones cúbicas fueran utilizadas en cálculos ingenieriles, particularmente en el terreno del equilibrio líquido-vapor.

El modelo de Redlich-Kwong impulsó esfuerzos de investigación en torno a las ecuaciones cúbicas, que dos décadas más tarde conducirían a la que podríamos llamar el paso más importante en la descripción del equilibrio líquido-vapor con modelos cúbicos, la modificación de Soave (1972). Esta modificación junto con la introducción de los parámetros de interacción binaria, permitió la descripción apropiada de una cantidad apreciable de componentes puros y mezclas de interés industrial. Debido a la naturaleza de la corrección realizada por Soave, su ecuación reproduce de una manera aceptable la presión de vapor de compuestos no polares en amplios intervalos de temperatura.

Básicamente lo que Soave realizó en 1972 fue el reemplazó el término  $a/\sqrt{T}$  de la ecuación de Redlich-Kwong por una expresión  $\alpha(T, \omega)$  que se encuentra en función de la temperatura y del factor acéntrico. La función  $\alpha$  fue concebida para ajustar con los datos de las presiones de vapor de los hidrocarburos; esta ecuación describe acertadamente el comportamiento de estas sustancias.

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a\alpha}{V_m(V_m + b)} \quad (13)$$

Donde

$$a = \frac{R^2 T_c^2}{9P_c(2\frac{1}{3} - 1)} \quad (14)$$

$$b = (2\frac{1}{3} - 1) \frac{RT_c}{3P_c} \quad (15)$$

$$\alpha = (1 + (0.48508 + 1.55171\omega - 0.15613\omega^2)(1 - Tr^{0.5}))^2 \quad (16)$$

$$Tr = \frac{T}{T_c} \quad (17)$$

En donde  $\omega$  es el factor acéntrico del compuesto, R es la constante de los gases ideales,  $T_c$ , es la temperatura crítica y  $P_c$  la presión crítica.

## **2. ESTUDIO DEL SOFTWARE MULTIFLASH, ANÁLISIS DE DATOS Y PRUEBAS EXPERIMENTALES**

### **2.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE.**

Multiflash es un sistema potente y versátil dedicado principalmente a:

- Modelamiento de PVT y comportamiento de fase de fluidos en el yacimiento.
- Aseguramiento de flujo y producción.
- Evaluación de las propiedades físicas de fluidos para el diseño y proceso de simulación.

Multiflash ofrece una solución completa y fiable para la evaluación del comportamiento de fases de fluidos complejos a través de todo el proceso de equipamiento y diseño de la planta y durante las operaciones, y permite a los ingenieros con información cuantitativa y datos para evaluar rápidamente las opciones, tomar decisiones y prevenir o predecir problemas potenciales.

Está diseñado para incorporarse fácilmente a otro software de simulación. Esta función crea un gran interés y el módulo incluye la interfaz independiente de Multiflasheo además de la interfaz simplificada disponible dentro de PIPESIM.

A través de su amplia conectividad, Multiflash también proporciona a los ingenieros con un sinnúmero de posibilidades para personalizar y optimizar sus flujos de trabajo, basándose en la descripción de un fluido consistente, coherente y de alta precisión incluyendo fluidos complejos derivados del petróleo, gas natural y condensados, hidratos, cera, asfaltenos, Mercurio, Balanzas ácido gases, alcoholes y glicoles, mezclas de polímeros, productos químicos, petroquímicos, refrigerantes, etc.

A través de una amplia gama de modelos de la termodinámica minuciosamente analizadas, una base de datos de más de 250 sustancias puras y una conectividad única, Multiflash es la opción estándar para Químicos producción y el flujo de Aseguramiento, Producción y Proceso Ingenieros, en toda la cadena de valor del petróleo y el gas, a partir el depósito a la refinería.<sup>10</sup>

La versión utilizada para el desarrollo del proyecto incluye los resultados de mantenimiento y mejoras en general en los métodos numéricos. Las características específicas se describen a continuación.

### **2.1.1 Principales modelos mejorados por el software.**

- **EOS ZJ (Zudkevitch-Joffe).** La ecuación ZJ del modelo de estado es una variante de los eos cúbicos originales RK. A diferencia de la RK original, la "A" y los parámetros "b" se expresan explícitamente en términos de la temperatura y la presión crítica, la "a" y "b" parámetros en eos ZJ se definen por resolver simultáneamente las ecuaciones de coeficientes de fugacidad lo largo de la línea de saturación y la ecuación de la presión tanto para el vapor y la fase líquida.

### **Las mejoras de los EOS cúbicos Avanzados en rangos bajos de temperatura.**

La mejora de la extrapolación de la "a" parámetro a la temperatura oscila por debajo del punto de fusión de los componentes puros que se ha hecho para las versiones avanzadas de los eos cúbicos en Multiflash como RKSA, CPA, PRA, PR78A. Como resultado, se mejoran las predicciones capacidad calorífica a rangos de baja temperatura.

---

<sup>10</sup> KBCAT flow assurance software multiflash [en línea] disponible en: <http://www.kbcatt.com/infochem-software/flow-assurance-software-multiflash>

- **Modelo Freeze-Out.** El modelo Freeze-Out se ha mejorado en Multiflash ahora se utiliza la información disponible de los datos de los componentes puros para predecir la capacidad de calor sólido.
- **Modelo de viscosidad SUPERTRAPP.** El modelo de viscosidad SUPERTRAPP se mejora con PIF recién regresión para las mezclas como DEG / Agua y TEG / agua.

El método de regresión en el paquete de caracterización PVT ha sido mejorado. Los resultados de regresión son mucho más consistentes independientemente de la plataforma de compilación.<sup>11</sup>

El modelo para asfaltenos se basa en una ecuación cúbica de estado pero tiene otros términos para describirlos: la Asociación de las moléculas de asfaltenos y su solvatación (es el proceso de asociación de moléculas de un disolvente con moléculas o iones de un soluto. Al disolverse los iones en un soluto, se dispersan y son rodeados por moléculas de solvente) por resinas. Los parámetros para el modelo fueron desarrollados inicialmente desde un estudio de cerca de treinta conjuntos de mediciones experimentales de la precipitación de asfaltenos que incluye datos de propiedad y dominio público.

## 2.2 DATOS DE ENTRADA EN MULTIFLASH.

Los datos de entrada ideal para el modelo son:

- Un análisis composicional del petróleo.

---

<sup>11</sup> Manual Multiflash, 2012.

- La cantidad de asfaltenos en el aceite y la proporción de resina para asfaltenos, determinado a menudo desde el análisis de SARA de un stocktank de aceite.
- Un conjunto de condiciones de la precipitación de asfaltenos.
- Punto de burbuja (opcional) para "ajustar" las propiedades de la fracción de petróleo.

Para algunas muestras sólo se puede saber el % de peso absoluto de asfaltenos y resinas en el aceite, pero no el análisis completo de SARA. En estos casos se puede usar el peso % de resinas y asfaltenos en el tanque stock de aceite e ignorar los cuadros de texto para saturados y aromáticos. Para el modelo de asfaltenos, los saturados y parte de los compuestos aromáticos de SARA sólo se utilizan para normalizar el % en peso de las resinas y los asfaltenos.

Si no se cuenta con el conjunto completo de datos el software ha desarrollado las correlaciones para asignar los parámetros requeridos. El conjunto mínimo de datos, en este caso es:

- Un análisis composicional del crudo.
- Temperatura del yacimiento.
- Punto de burbuja (opcional), para "ajustar" las propiedades de la fracción de petróleo.

La predicción de la precipitación de asfaltenos no es tan sensible a la caracterización del líquido como el modelo de cera. El software ha mejorado el método de caracterización de PVT para caracterizar asfaltenos correctamente

independientemente del número de pseudo-componentes solicitados para todo el fluido. Sin embargo, se sugiere utilizar la división pseudo-componentes en C6 y dividir las fracciones en 15 componentes.

Se conoce que la problemática de depositación por alteraciones en la composición de un fluido de un yacimiento, se originan como resultado de un agotamiento normal durante la producción primaria del mismo. Rodríguez et al. (2012)<sup>12</sup> destaca la importancia de conocer la composición del crudo en las primeras etapas del proceso de desarrollo de un campo ya que ayuda a optimizar la explotación de los recursos. En un laboratorio es posible obtener una medición detallada de los componentes de un hidrocarburo, para predecir los componentes de las fases de petróleo y gas, así como también otras propiedades físicas, tales como la densidad y la viscosidad a cierta temperatura y presión.

La toma de pruebas experimentales con el fluido original de yacimiento es de gran importancia para realizar un estudio completo del campo y generar un conocimiento más profundo acerca del comportamiento del fluido y ayudar a reducir la incertidumbre existente en ciertos parámetros claves con los cuales se trabaja durante los procesos de desarrollo de cualquier campo petrolero.

Los hidrocarburos comprenden una variedad de componentes que abarcan desde el metano que sólo tiene un átomo de carbono hasta los compuestos de cadena de carbono muy larga, además de moléculas cíclicas, aromáticas y otras moléculas complejas tales como los asfaltenos y las parafinas.<sup>13</sup> Estos componentes determinan el comportamiento de fases de un determinado fluido de yacimiento que suele representarse utilizando un diagrama de fases con tres

---

<sup>12</sup> RODRÍGUEZ CABELLO A. K. y GASPAR GONZÁLEZ S. N., RODRÍGUEZ, A. y GASPAR, S. Evaluación de la resina de aceite de árbol (Copaífera Officinalis) como agente dispersante de asfaltenos, 2012.

<sup>13</sup> BETANCOURT Soraya FUJISAWA OLIVER Go MULLINS C. Análisis de hidrocarburos en el pozo. 2003-2004

variables: presión, volumen y temperatura (PVT). A continuación se presenta un análisis composicional realizado a una muestra de crudo de un campo colombiano, a partir del cual se determina la envolvente de deposición de asfaltenos.

### **2.3 ANÁLISIS COMPOSICIONAL.**

El análisis composicional es parte vital del desarrollo de un modelo de fluidos, a partir del estudio de este se puede generar un modelo robusto que permita una representación adecuada del fluido. El caso de estudio con el cual se trabajó durante este proyecto, presenta un análisis de 50 componentes, siendo el componente más pesado el C36+, el cual se observa con detalle en la Tabla 2. Dicho análisis, cuenta con un profundo estudio cromatográfico donde se obtiene la composición del fluido hasta componentes lineales de 35 carbonos, uniendo la fracción restante en el componente C36+. Está es una distribución bastante extensa, pasando por diferentes isómeros de componentes del C5, C6, C7, C8, y C9, los cuales hacen que la composición sea completa y detallada, pero más compleja al momento de ser representada por un simulador.

Es importante tener cuidado en la extensa composición porque al representar el comportamiento del fluido el trabajo que se realiza a esta composición (agrupamiento, fraccionamiento) repercutirá en el modelo final de fluidos generado y en la representatividad del modelo con el fluido real.

La Ecuación de estado seleccionada para representar el modelo de fluidos es la ecuación cubica de estado RKSA con un término adicional que permite describir la agregación de asfaltenos y su solvatación por la desestabilización de las moléculas de resina.

**Tabla 2. Análisis composicional del fluido.**

Componentes		Moles %	Peso %	Componentes		Moles %	Peso %
<b>H2</b>	Hydrogen	0	0	<b>C11</b>	Undecanes	0.0151	0.55
<b>H2S</b>	Hydrogen Sulphide	0	0	<b>C12</b>	Dodecanes	0.011	0.44
<b>CO2</b>	Carbon Dioxide	0.0626	0.68	<b>C13</b>	Tridecanes	0.0209	0.91
<b>N2</b>	Nitrogen	0.0099	0.07	<b>C14</b>	Tetradecanes	0.0238	1.12
<b>C1</b>	Methane	0.1168	0.46	<b>C15</b>	Pentadecanes	0.0186	0.95
<b>C2</b>	Ethane	0.0105	0.08	<b>C16</b>	Hexadecanes	0.0324	1.79
<b>C3</b>	Propane	0.0104	0.11	<b>C17</b>	Heptadecanes	0.0277	1.63
<b>IC4</b>	i-Butane	0.0057	0.08	<b>C18</b>	Octadecanes	0.0262	1.63
<b>NC4</b>	n-Butane	0.0106	0.15	<b>C19</b>	Nonadecanes	0.0279	1.82
<b>C5</b>	Neo-Pentane	0.001	0.02	<b>C20</b>	Eicosanes	0.0242	1.65
<b>IC5</b>	i-Pentane	0.0069	0.12	<b>C21</b>	Heneicosanes	0.022	1.59
<b>NC5</b>	n-Pentane	0.0068	0.12	<b>C22</b>	Docosanes	0.022	1.66
<b>C6</b>	Hexanes	0.0039	0.08	<b>C23</b>	Tricosanes	0.0229	1.8
	Methyl-Cyclopentane	0.0017	0.03	<b>C24</b>	Tetracosane	0.0167	1.37
	Benzene	0.0004	0.01	<b>C25</b>	Pentacosanes	0.0175	1.5
	Cyclohexane	0.0021	0.04	<b>C26</b>	Hexacosanes	0.0156	1.39
<b>C7</b>	Heptanes	0.0058	0.14	<b>C27</b>	Heptacosanes	0.0144	1.33
	Methyl-Cyclohexane	0.0026	0.06	<b>C28</b>	Octacosanes	0.0161	1.55
	Toluene	0.001	0.02	<b>C29</b>	Nonacosanes	0.0152	1.52
<b>C8</b>	Octanes	0.0071	0.2	<b>C30</b>	Triacotanes	0.0146	1.51
	EthylBenzene	0.0006	0.02	<b>C31</b>	Hentriacotanes	0.0124	1.33
	M/P-Xylene	0.0008	0.02	<b>C32</b>	Dotriacotanes	0.0135	1.48
	O-Xylene	0.001	0.03	<b>C33</b>	Tritriacotanes	0.0112	1.27
<b>C9</b>	Nonanes	0.0057	0.18	<b>C34</b>	Tetratriacotanes	0.0114	1.34
	TrimethylBenzene	0.0011	0.03	<b>C35</b>	Pentatriacotanes	0.0108	1.31
<b>C10</b>	Decanes	0.0117	0.41	<b>C36 +</b>	Hexatriacotanes+	0.2492	62.4

Tomado de: Reportes PVT, CoreLAB, 2009.

El peso molecular es un parámetro importante y necesario para calcular la densidad de masa.

## 2.4 ANÁLISIS DE PRUEBAS.

**2.4.1 Prueba de Viscosidad.** La medición de la viscosidad a diferentes presiones es posible a través de las pruebas de liberación diferencial o expansión a composición constante. Se contó con una sola prueba de Viscosidad a 184°F, que se cargó en una prueba CCE, donde sólo se suministran datos de presión y viscosidad todos a una misma temperatura y partiendo de la presión de saturación, estos datos se presenta a continuación.

**Tabla 3. Prueba de viscosidad (185°F)**

<b>Psig</b>	<b>Psia</b>	<b>vis oil (Cp)</b>	<b>vis gas (Cp)</b>
<b>5000</b>	5014.7	1065.65	-
<b>4000</b>	4014.7	892.701	-
<b>3300</b>	3314.7	771.636	-
<b>3000</b>	3014.7	719.752	-
<b>2000</b>	2014.7	546.802	-
<b>1000</b>	1014.7	373.853	-
<b>700</b>	714.7	321.968	-
<b>568 P.B.</b>	582.7	299.139	-
<b>400</b>	414.7	437.17	0.0129
<b>300</b>	314.7	533.668	0.0122
<b>200</b>	214.7	648.132	0.0119
<b>100</b>	114.7	797.306	0.0113
<b>0</b>	14.7	1157.441	

**Fuente:** informe de laboratorio CORE LAB petroleum services.

**2.4.2 Expansión a composición constante.** En esta prueba, la presión se ajusta a un valor igual o mayor que la presión inicial del yacimiento y la temperatura se ajusta a la temperatura del yacimiento. Para el análisis se cuenta con dos pruebas de expansión a composición constante (184 y 300°F), las cuales presentan la siguiente información: presión (psig), volumen relativo, densidad del aceite, compresibilidad instantánea del aceite (psi<sup>-1</sup>) y función Y.

**Tabla 4. Prueba C.C.E (184°F).**

<b>Psig</b>	<b>Psia</b>	<b>RVO</b>	<b>Densidad (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Densidad (Lb/Ft<sup>3</sup>)</b>	<b>Compresibilidad (1/Psia)</b>
<b>6000</b>	6014.7	0.9785	0.9885	61.73464035	3.75E-06
<b>5000</b>	5014.7	0.9822	0.9847	61.49731952	3.81E-06
<b>4000</b>	4014.7	0.986	0.981	61.26624399	3.88E-06
<b>3300</b>	3314.7	0.9783	0.9783	61.0976213	3.94E-06
<b>3000</b>	3014.7	0.9898	0.9771	61.02267788	3.97E-06
<b>2000</b>	2014.7	0.9939	0.9732	60.77911177	4.11E-06
<b>1000</b>	1014.7	0.9981	0.9691	60.52305509	4.38E-06
<b>700</b>	714.7	0.9994	0.9678	60.44186639	4.53E-06
<b>568 P.B.</b>	582.7	1	0.9672	60.40439468	-
<b>556</b>	570.7	1.0027	-	-	-
<b>551</b>	565.7	1.0039	-	-	-
<b>498</b>	512.7	1.0191	-	-	-
<b>366</b>	380.7	1.0915	-	-	-
<b>229</b>	243.7	1.3163	-	-	-
<b>107</b>	121.7	2.2022	-	-	-
<b>53</b>	67.7	3.9269	-	-	-

**Fuente:** informe de laboratorio CORE LAB petroleum services.

**Tabla 5. Prueba C.C.E (300°F).**

<b>Psig</b>	<b>Psia</b>	<b>RVO</b>	<b>Comprensibilidad (1/Psia)</b>
<b>5000</b>	5014.7	0.9751	5.01E-06
<b>4000</b>	4014.7	0.9827	5.44E-06
<b>3300</b>	3314.7	0.9838	5.51E-06
<b>3000</b>	3014.7	0.9854	5.63E-06
<b>2000</b>	2014.7	0.9913	6.20E-06
<b>1500</b>	1514.7	0.9944	6.64E-06
<b>1000</b>	1014.7	0.9976	7.32E-06
<b>900</b>	914.7	0.9987	7.51E-06
<b>800</b>	814.7	0.9994	7.73E-06
<b>725 P.B.</b>	739.7	1	-
<b>702</b>	716.7	10.072	-
<b>697</b>	711.7	10.089	-
<b>689</b>	703.7	10.116	-
<b>678</b>	692.7	10.156	-
<b>614</b>	628.7	10.436	-
<b>451</b>	465.7	11.778	-
<b>250</b>	264.7	17.496	-
<b>151</b>	165.7	27.829	-
<b>123</b>	137.7	34.082	-

**Fuente:** informe de laboratorio CORE LAB petroleum services.

**2.4.3 Presión de Saturación.** La presión de saturación no es una prueba sino un cálculo que se establece en Multiflash; El simulador requiere de ciertos datos para poder realizar estos cálculos, para ello se hizo necesario recopilarlos de las pruebas PVT con las que se cuentan: presión de saturación experimental, temperatura de yacimiento, viscosidad y densidad a presión de saturación. Y de

esta forma lograr generar el punto de presión al cual el fluido va a formar su primera burbuja de gas y a partir de este punto, al disminuir la presión se generará una formación de burbujas de gas que afectaran directamente el comportamiento y las propiedades del fluido.

**2.4.4 Prueba de separadores.** Esta prueba permite un estudio del esquema óptimo de separación en superficie donde el fluido del yacimiento se envía a un separador de una o varias etapas, donde han sido seleccionados presión y temperatura para optimizar la producción de líquido. La última etapa de la separación corresponde al tanque de almacenamiento o “stock tank”. Cada prueba cuenta con un análisis composicional de la corriente de gas, presión y temperatura de operación, GOR, Bo, gravedad específica del gas, densidad y API del aceite. Se seleccionaron ciertas condiciones operacionales para generar volúmenes de reporte para cada prueba de separadores.

Se contó con tres pruebas de separadores donde se varía la presión de la primera etapa (15, 30 y 35 psig) y la temperatura permanece constante. La etapa final o etapa de almacenamiento se mantiene a condiciones estándar.

**2.4.5 Análisis SARA.** En el fraccionamiento SARA, los asfaltenos se separan de los otros componentes de los hidrocarburos mediante el agregado de un n-alcano, tal como n-heptano o propano. Cada componente es removido de la columna mediante lavado con diversos solventes. Los hidrocarburos saturados se remueven mediante lavado con n-alcano<sup>14</sup>.

Saturado significa que la molécula contiene el número máximo de átomos de hidrogeno posibles, con enlaces dobles o triples entre los átomos de carbono e hidrogeno. Los Aromáticos incorporan uno o más anillos de seis átomos de

---

<sup>14</sup> FAN T., WANG J., and BUCKLEY J. S., “Evaluating Crude Oils by SARA Analysis,” *SPE 75228*, 2002

carbono y seis átomos de hidrógeno. Las Resinas se asemejan un tanto a los asfaltenos siendo el componente polar no volátil del petróleo crudo que es soluble en n-alcanos e insoluble en propano líquido.

Para el desarrollo de este proyecto se cuenta con una prueba SARA que proporciona la caracterización de las fracciones más pesadas del crudo; basándose en la diferencia de solubilidad, polaridad y peso molecular de los constituyentes presentes en el petróleo y de esta forma permite conocer el contenido de las fracciones Saturadas, Aromáticas, Resinas y Asfaltenos de una muestra. La importancia de esta herramienta, es que sirve como punto de partida para evaluar otras metodologías de predicción de estabilidad de asfaltenos.

**Tabla 6. Análisis SARA**

	<b>% masa</b>
<b>Saturados</b>	14,5
Aromáticos	27,5
<b>Resinas</b>	34,8
Asfaltenos <b>(nC7)</b>	23,2

**Fuente:** Informe de laboratorio CORE LAB petroleum services.

Proporciona la caracterización de las fracciones más pesadas del crudo; basándose en la diferencia de solubilidad, polaridad y peso molecular de los constituyentes presentes en el petróleo y de esta forma permite conocer el contenido de las fracciones Saturadas, Aromáticas, Resinas y Asfaltenos de una muestra. La importancia de esta herramienta, es que sirve como punto de partida para evaluar otras metodologías de predicción de estabilidad de asfaltenos

### **3. DETERMINACIÓN DE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE LOS ASFALTENOS.**

Una envolvente de precipitación de asfaltenos es una herramienta poderosa para evaluar la potencialidad y severidad de un problema con asfaltenos de tal forma que puedan determinarse unas condiciones apropiadas para la producción, sin que existan problemas de depositación de los mismos.

En un campo colombiano fue llevado a cabo el modelamiento termodinámico de la precipitación de asfaltenos con el software Multiflash de PIPESIM, este software se encuentra disponible en las instalaciones de la Universidad Industrial de Santander a la fecha. Multiflash utiliza un modelo termodinámico para describir el comportamiento de la precipitación de asfaltenos en el aceite. Este modelo trata los precipitados como multicomponentes en lugar de una fase sólida de un solo componente puro.

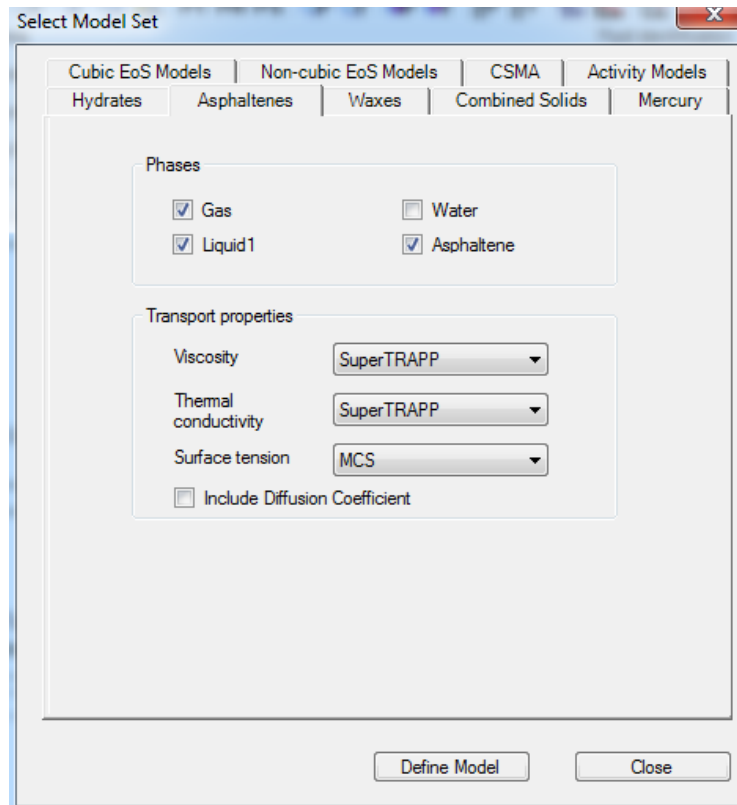
#### **3.1 ESTIMACIÓN DE LA CURVA DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.**

Los petróleos crudos que exhiben procesos de precipitación y depositación de asfaltenos son habitualmente sub saturados, lo que significa que existen en el yacimiento a presiones superiores a la presión de burbujeo.

**3.1.1 Selección del modelo de asfaltenos.** Una forma de estimar de manera aproximado de donde podría ocurrir la precipitación de asfaltenos es hacer uso del módulo Multiflash del software PIPESIM para ello se debe ingresar al módulo y seleccionar el modelo en este caso de asfaltenos como se observa en la figura 6. Es importante resaltar que la ecuación cúbica de estado, RKSA, se define como parte del modelo y no es posible elegir un modelo de fase líquido diferente.

Las fases predeterminadas para el modelo de asfaltenos son gas, líquido y asfaltenos. En principio se puede incluir la fase de agua, pero el modelo de asfaltenos se desarrolla con los fluidos del yacimiento y el agua no se considera. Por lo tanto es mejor no incluir fase de agua.

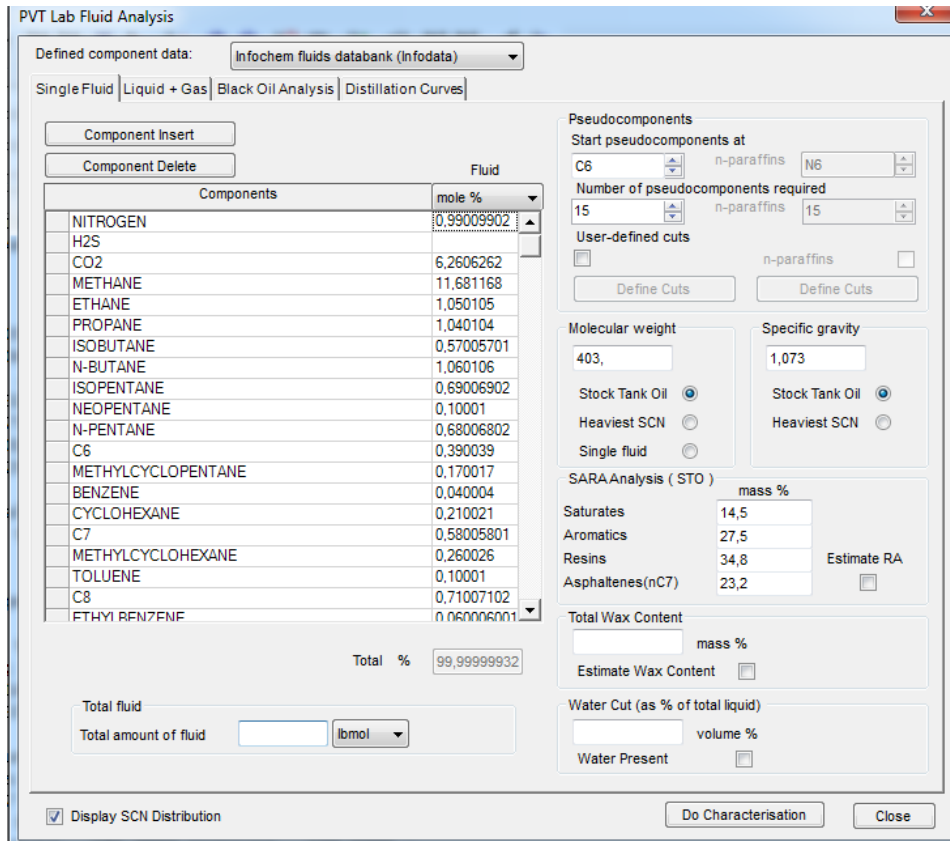
**Figura 6. Selección del modelo en Multiflash.**



**Fuente:** Software multiflash

**3.1.2 Caracterización del fluido y ajuste del PVT.** Para llevar a acabo este proceso se debe ir a la pestaña Select y escoger la opción "Análisis de laboratorio PVT" e incluir la composición molar del crudo, el peso molecular y la gravedad específica como se observa en la figura 7, además se puede incluir información experimental como el Analisis SARA, necesaria para hacer la determinación de las condiciones de precipitación de Asfaltenos.

**Figura 7. Ajuste del PVT.**



**Fuente:** Software Multiflash

La figura 8. Muestra el lugar donde se deben fijar las condiciones de presión y temperatura del yacimiento y si se tienen datos, también de formación de asfaltenos

**Figura 8. Ajuste de las condiciones del yacimiento.**

Asphaltene matching

Bubble point

T / degF 184 P / psi 750

For more than one bubble point use the Matching/Bubble Point option in the main window before matching asphaltene data.

Asphaltene data

Asphaltene upper onset points

	T / degF	P / psi
Experimental point (1)	184	600
Experimental point (2)		

Asphaltene onset titration ( Stock tank oil conditions )

Amount of Heptane required for onset of asphaltene precipitation  g heptane / g oil

Reservoir condition

T / degF  P / psi

Clear Match Units Close

**Fuente:** Software Multiflash.

**3.1.3 Ingreso de pruebas experimentales para ajuste del fluido.** Multiflash permite diferentes métodos de sintonización, basados en los datos experimentales.

**Figura 9. Ajuste del punto de burbuja.**

Match Bubble Point / GOR Data

Experimental bubble point data		
#	T / degF	P / psi
1	184	582
2	300	738
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		

GOR  
Separator Temperature: [ ] degF  
Separator Pressure: [ ] psi  
Separator GOR value: [ ] scf/bbl  
Liquid density: [ ] SG60F  
Water cut: [ ] vol% of total separator liquid

Bubble point plotting  
Temperature: Minimum [ ] degF, Maximum [ ] degF  
Pressure: Minimum [ ] psi, Maximum [ ] psi

Clear Match Units Close

Fuente: Software Multiflash.

**Figura 10. Ingreso de prueba de viscosidad en Multiflash.**

Match Viscosity Data

Phase: LIQUID1

Data type:  
 Stock tank oil viscosity  
 Total fluid viscosity

Experimental data			
#	T / degF	P / psi	Viscosity / cP
1	184	5014,7	1065,65
2	184	4014,7	892,701
3	184	3314,7	771,636
4	184	3014,7	719,752
5	184	2014,7	546,802
6	184	1014,7	373,853
7	184	714,7	321,968
8	184	582,7	299,139
9	184	414,7	437,17
10	184	314,7	533,668

Viscosity plotting  
T / degF: Minimum [ ], Maximum [ ]  
P / psi: Minimum [ ], Maximum [ ]  
Viscosity / cP: Minimum [ ], Maximum [ ]

Clear Match Units Close

Fuente: Software Multiflash.

**Figura 11. Ingreso de prueba de densidad.**

Experimental data			
Point	Temperature degF	Pressure psi	Density/Volume kg/m3
1	184	6014,7	988,5
2	184	5014,7	984,7
3	184	3314,7	978,3
4	184	3014,7	973,2
5	184	1514,7	966,6
6	184	1314,7	965,8
7	184	582,7	962,7
8	184	414,4	965,7
9	184	314,7	968

Density/Volume plotting

T / degF	P / psi	Density(volume) / kg/m3
Minimum	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Maximum	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Clear Match Units Close

**Fuente:** Software Multiflash.

**3.1.4 Ajuste de las condiciones de yacimiento.** Para este paso se usa la herramienta / Matching /fase asfáltenos para mostrar el cuadro de diálogo y se introduce los datos disponibles para obtener los parámetros del modelo de asfaltenos.

Hay tres tipos de datos de asfaltenos que pueden ser utilizados para ajustar ellos los parámetros del modelo de asfaltenos, que se resumen de la siguiente manera.

1. datos de aparición donde hay más asfaltenos, idealmente a dos temperaturas diferentes.
2. datos de valoración inicio de asfaltenos.
3. Las condiciones de yacimiento (presión y temperatura).

En nuestro proyecto, hemos utilizado las condiciones de yacimiento (184°F, 3300psia).

Haga clic en Match y luego en closed: los valores de parámetro de optimización del modelo se mostrará en la ventana principal. Ahora se ha definido el modelo de asfaltenos.

**Figura 12. Entrada de las condiciones del yacimiento.**

	Bubble point	Reservoir conditions	Asphaltene formation	Asphaltene formation (2)
T / degF	<input type="text"/>	184	<input type="text"/>	<input type="text"/>
P / psig	<input type="text"/>	3300	<input type="text"/>	<input type="text"/>

For more than one bubble point value use the Matching/Bubble Point option to match the bubble points before matching asphaltene data.

Titration ( Stock tank oil conditions )

Amount of Heptane required for onset of asphaltene precipitation  g heptane / g oil

Clear Match Units Close

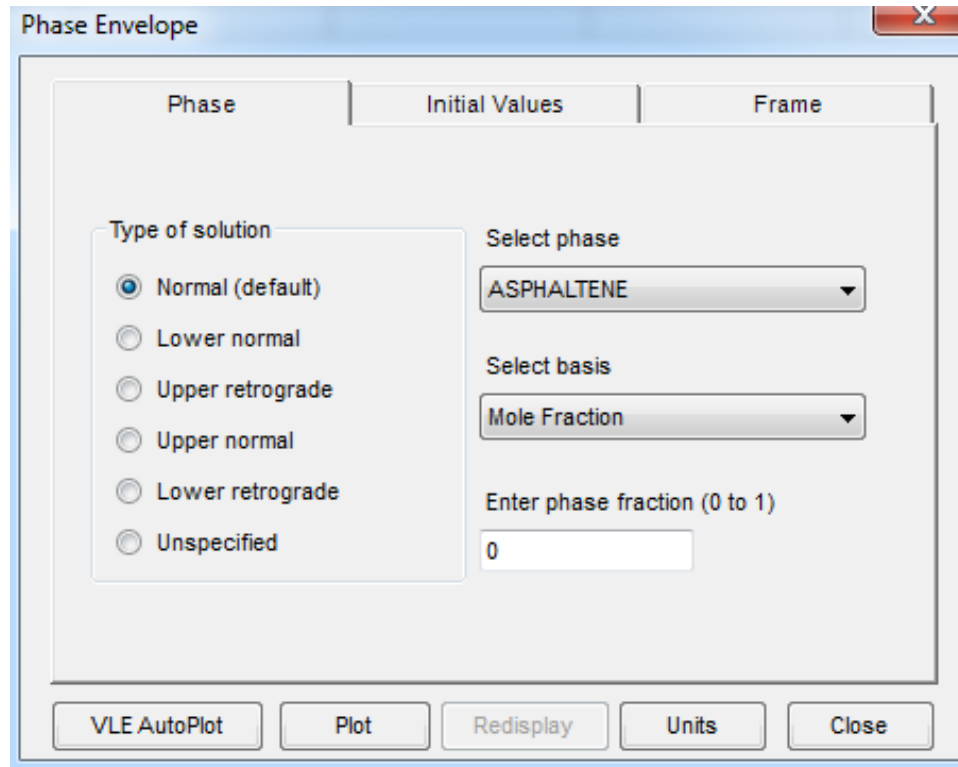
**Fuente:** Software Multiflash.

**3.1.5 Cálculo de la envolvente de precipitación de asfaltenos.** Una vez que el modelo de asfaltenos ha sido definido y los parámetros generados pueden realizar cálculos de precipitación de asfaltenos.

En la figura 13 se observa la interfaz de ajuste, esto es un proceso iterativo y puede tomar varios minutos.

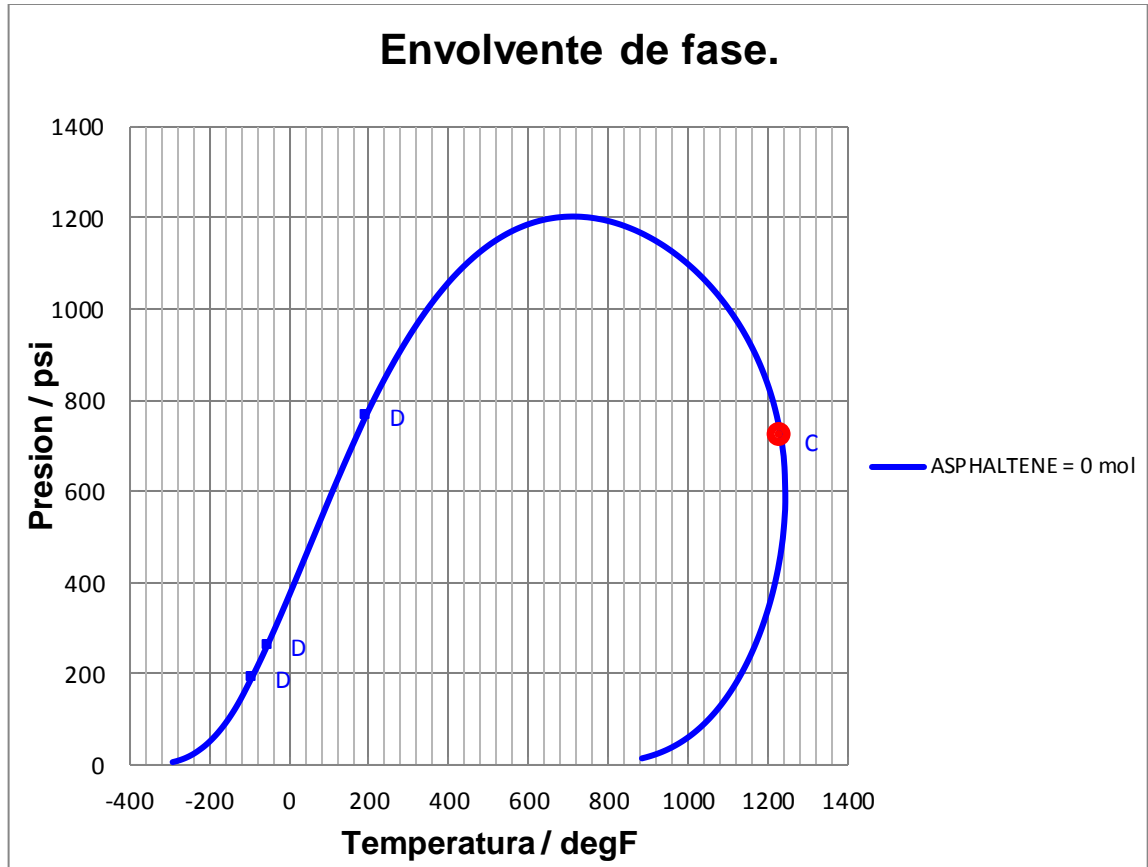
Finalmente, en la figura 14 y 15 respectivamente se muestran la envolvente de la mezcla y la curva de precipitación de asfaltenos .

**Figura 13. Cálculo de la envolvente de precipitación de asfaltenos.**



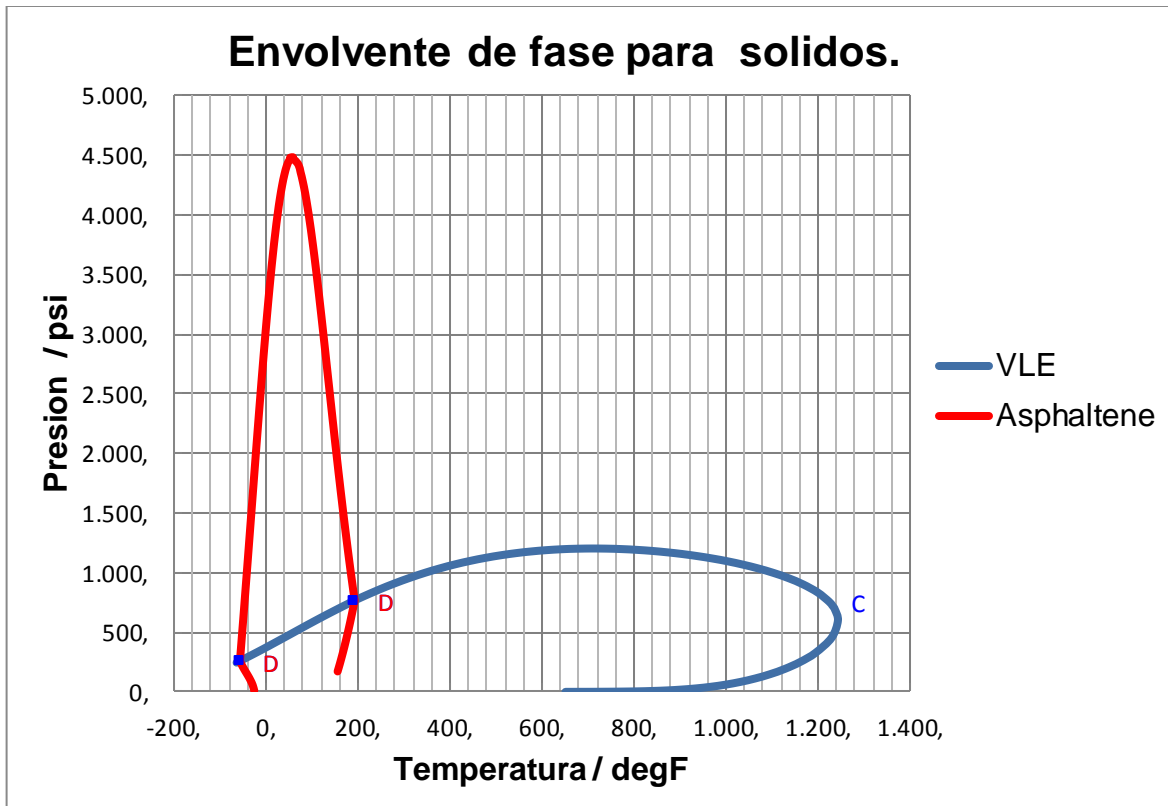
**Fuente:** Software Multiflash.

Figura 14. Envoltorio del comportamiento del fluido.



Fuente: Software Multiflash.

Figura 15. Envoltorio de precipitación de asfaltenos.



Fuente: Software Multiflash.

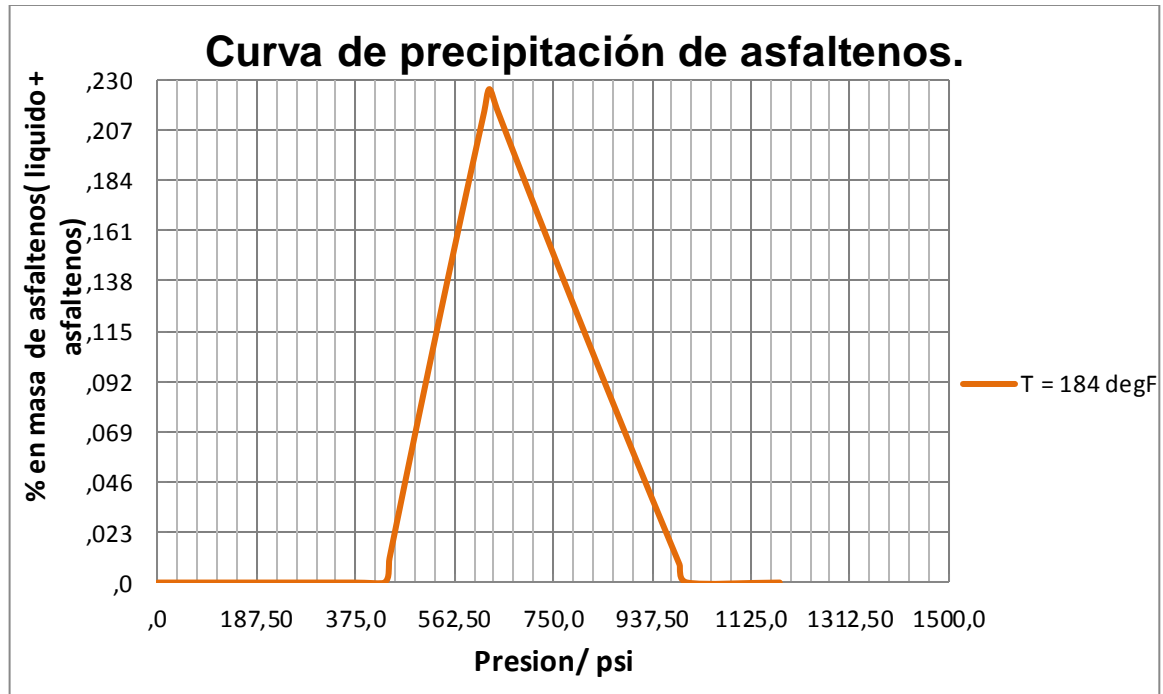
En la figura 15 se puede observar el modelo que se ajustó tomando como base pruebas experimentales del crudo. El modelo numérico reprodujo adecuadamente la condición del onset (condición de inicio) el cual corresponde al punto en la envoltorio de precipitación de asfaltenos (APE), en donde se inicia la precipitación; el incremento en la floculación en la medida que la presión decrece y el valor máximo el cual ocurre a presiones cercanas a la presión de saturación.

Con base a los cálculos realizados se encontró que la región de precipitación de asfaltenos en el crudo se inicia con una presión de 259 psia hasta 766 psia y los rangos de temperatura de  $-56.67^{\circ}\text{F}$  hasta  $193^{\circ}\text{F}$ .

Se puede concluir que la solubilidad del asfaltenos disminuye al caer la presión desde la presión de yacimiento a la presión de burbuja y al aumentar la

temperatura, puesto que a medida que se liberen los livianos la incompatibilidad del sólido en el crudo aumenta, este fenómeno ocasiona que la solubilidad del asfaltenos en el aceite disminuya.

**Figura 16. Modelo de precipitación de asfaltenos a condiciones de yacimiento.**

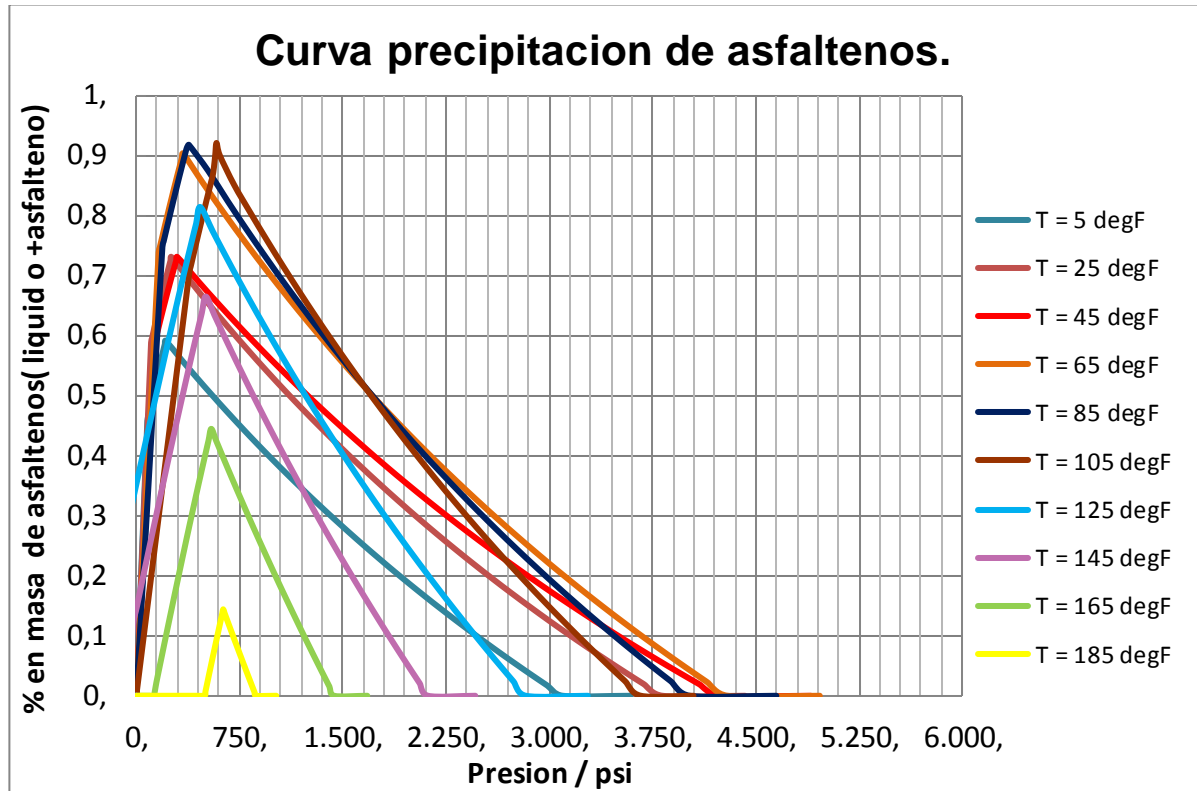


**Fuente:** Software Multiflash.

En la Figura 16 se muestra la cantidad de sólidos orgánicos precipitados a temperatura de yacimiento de 184 °F, mientras ocurre un descenso gradual de presión durante la vida productiva del Pozo UIS-1. La presión de inicio superior a la cual comienza la precipitación es de 989,49 psia con 0,008311 % en estado líquido, llegando a una presión de saturación de 628 psia, donde se comienza a liberar gas del crudo y aumenta la precipitación a un valor máximo de 0,22580% en peso, continúa disminuyendo la presión estando el crudo en las fases líquido - gas hasta llegar nuevamente a una presión inicial inferior de 439,52 psia con

0,01119 % peso; a presiones inferiores a esta ya no ocurre más precipitación de asfaltenos.

**Figura 17. Precipitación de asfaltenos a diferentes temperaturas.**



Fuente: Software Multiflash.

A medida que la presión desciende la cantidad de precipitado aumenta hasta un máximo como se observa en la figura 16. Siguiendo este mismo comportamiento la cantidad de asfaltenos precipitado alcanza su nivel más alto en la presión de saturación y por debajo de esta presión la cantidad de asfaltenos precipitado disminuye.

En la figura 17 se puede observar el efecto de la temperatura sobre la cantidad de asfaltenos precipitados, el punto máximo en la curva de precipitación corresponde a la presión de burbuja donde la precipitación de asfaltenos alcanza un valor de

0,92% a una temperatura de 105 F y la temperatura mínima a la cual aún aparecen los asfaltenos precipitados en el fluido en estudio es de 5°F.

#### **4. CARACTERIZACIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES DE TEMPERATURA Y PRESIÓN.**

Una vez generada la envolvente de precipitación de asfaltenos, se busca caracterizar las variables operacionales de presión y temperatura del pozo UIS-1, el dato más actual de la presión de yacimiento es 3300 psia. Dado esto y conociendo que la presión de burbuja es de 628 psia a 184°F las condiciones iniciales de yacimiento se encontraría por encima de la presión burbuja caracterizándose por ser un fluido sub saturado, se procede a exportar los datos de Multiflash a PIPESIM.

El software PIPESIM de Schlumberger permite discretizar el comportamiento de la presión y la temperatura de los pozos en estudio, de la mano con modelos matemáticos de gran envergadura y amplia confiabilidad que permitirán integrar una simulación de la producción de una manera eficiente.

##### **4.1 USO DEL SOFTWARE DE PRODUCCIÓN PIPESIM**

El análisis de aceite negro en Multiflash™ permite generar un análisis de la composición normal de una especificación de entrada muy limitada (conocida como entrada de aceite negro). El conocimiento del modelo del tipo de fluido del yacimiento es uno de los principales requisitos para ejecutar cualquier simulación PIPESIM \* Software de análisis del sistema de producción. Los modelos de petróleo negro y composicional están disponibles en PIPESIM a lo largo de la interfaz gráfica o mediante archivos MFL (Multiflash) o PVT (presión - volumen - temperatura). El primer modelo aceite negro se utiliza para simular gas seco, agua y aceites no volátiles, mientras que el modelo composicional es más adecuado para aceites ligeros, condensados y gases naturales. Cualquier fluido del

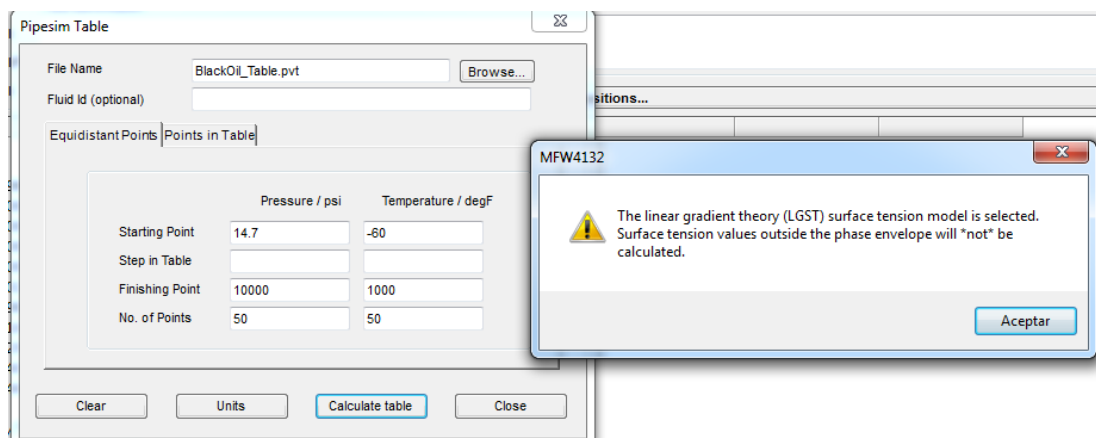
yacimiento podría describirse mediante un modelo de composición que permite un análisis más detallado del comportamiento del fluido.

**4.1.1 Conversión del modelo de crudo negro de Multiflash a PIPESIM.** A partir del archivo creado en Multiflash con el cual se determina la envolvente de precipitación de asfaltenos se pueden usar todas las herramientas disponibles en el software PIPESIM y así hacer un estudio profundo del yacimiento.

Para llevar a cabo la conversión de archivo se deben seguir los siguientes procesos:

1. Haga click en Table » seleccione PIPESIM e introduzca el nombre del archivo con la extensión .pvt (for example, BlackOil\_Table.pvt).
2. Introduzca en el cuadro de dialogo el punto de partida y el punto final para las celdas de presión y temperatura, así como el número de puntos (el número máximo de puntos es de 50 para cada variable) y a continuación, haga clic en calcular. Haga clic en aceptar y cierre la ventana de tabla de Pipesim.

**Figura 18. Interfaz del software Multiflash.**



**Fuente:** Software Multiflash.

3. Haga clic en archivo» salida cerrar Multiflash y haga clic en Aceptar para cerrar la ventana de composición/PVT/MFL archivo predeterminado de PIPESIM.
  
4. Importar sólo la lista de componentes desde el archivo .pvt que recién creado
  - a) Haga clic en configuración» composición plantilla y haga clic en importar.
  - b) Busque el archivo .pvt que acaba de crear y haga clic en abrir.
  - c) Haga clic en importar.
  - d) Haga clic en Aceptar.
  
5. Importar la composición molar del archivo .pvt que recién creado.
  - a) Haga clic en configuración» composicional (local predeterminado) y haga clic en importar.
  - b) Busque el archivo .pvt que acaba de crear y haga clic en abrir.
  - c) Haga clic en importar.
  - d) Haga clic en Aceptar.

#### **4.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN (SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL).**

En esta sección de la simulación se carga la data necesaria de los estados mecánicos del pozo, en el cual se tienen en cuenta las características de la tubería de producción, casing y lo más importante el sistema de bombeo. En este caso el sistema de levantamiento artificial es de bombeo electro sumergible.

Los datos más relevantes para cargar la data en el simulador respecto a las características de la tubería de producción y la unidad de bombeo electro sumergible para estos pozos se describen en tabla 7.

**Tabla 7. Data requerida para la configuración de la tubería de producción y la unidad de bombeo electro sumergible.**

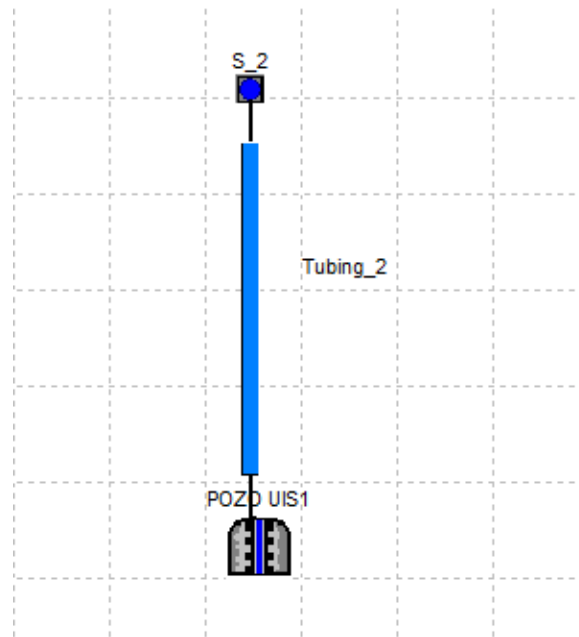
<b>DATA</b>
<b>PROFUNDIDAD DEL TUBING</b>
<b>DIAMETRO INTERNO DE LA TUBERIA DE PRODUCCION</b>
<b>ESPESOR DE LA TUBERIA DE PRODUCCION</b>
<b>RUGOSIDAD</b>
<b>DIAMETRO INTERNO DEL CASING</b>
<b>EQUIPO DE FONDO (BOMBA)</b>
<b>PROFUNDIDAD DE LA BOMBA</b>
<b>CAUDAL NOMINAL</b>
<b>DIAMETRO DEL PISTON</b>
<b>POTENCIA MAXIMA</b>
<b>EFICIENCIA DEL SEPARADOR DE GAS</b>

**Fuente:** Autores del proyecto.

En la data de las características de la tubería de producción se ingresan el TVD (Distancia vertical total) y el MD (Distancia verdadera de la tubería), en el cual como es un pozo exactamente vertical el  $TVD=MD$  (Distancia vertical desde cabeza de pozo hasta la base de la zona productora). Se debe tener en cuenta que el grado de desviación del pozo en este caso es igual a cero (0).

Por otro lado en la configuración de la tubería de producción se ingresan las características pertinentes de esta tubería junto a la del casing para el pozo UIS-1. De la misma manera en el equipo de fondo para cada pozo se selecciona la opción de unidad de bombeo ESP y se ingresan los datos descritos en la tabla 6, en la cual se hace referencia al sistema de bombeo electro sumergible.

**Figura 18. Sistema de producción desde fondo hasta cabezal para el pozo.**



**Fuente:** Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

Para el pozo UIS-1 en estudio se seleccionó la opción esquemática del cabezal de pozo (nodo frontera). En la figura 18 se ilustra el sistema esquemático de producción en PIPESIM, desde las condiciones de pozo hasta el cabezal, en donde cabe aclarar que se necesita ajustar las simulaciones de acuerdo a las condiciones de producción de los pozos, de esta manera se puedan realizar los escenarios de presión y temperatura dentro de la tubería según las condiciones de operación.

### **4.3 AJUSTE DE LA CORRELACIÓN DE FLUJO.**

Una vez realizado el montaje de simulación para el pozo UIS-1, es necesario ajustar según las condiciones de presión y producción de estos la correlación de flujo que simulara el comportamiento de la presión desde fondo de pozo hasta el cabezal. Para ello se necesita conocer la presión de entrada a la bomba, presión

en cabeza y caudal de producción en el pozo UIS-1. A continuación se muestra en la tabla 8 los parámetros anteriormente mencionados.

**Tabla 8. Data necesaria para el ajuste de correlaciones de flujo.**

<b>PARAMETRO</b>
<b>PRESION DE FONDO FLUYENDO</b>
<b>CAUDAL DE PRODUCCION EN CABEZA</b>
<b>PRESION EN CABEZA DE POZO</b>

**Fuente:** Autores del proyecto.

La ecuación utilizada para el cálculo de la presión de entrada de la bomba (PIP) es la siguiente<sup>15</sup>:

$$PIP = P_{wf} - \frac{\gamma_f}{2.31} (PMP - PB)$$

Dónde:

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo.

$\gamma$  = Gravedad específica del fluido.

$PMP$  = Profundidad media de las perforaciones.

$PB$  = Profundidad de la bomba.

---

<sup>15</sup> ARCENTALES Danilo, CAIZAPANTA Marco, BOLIVAR Miranda, "Aplicación del análisis nodal para la evaluación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible del campo ESPOL III, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil-Ecuador

Para el caso que está en estudio del pozo UIS-1, se ha decididos seleccionar la variable calculada tasa del líquido y realizar el ajuste a través de la correlación del simulador.

#### **4.4 PERFILES DE PRESIÓN VERSUS PROFUNDIDAD DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL POZO.**

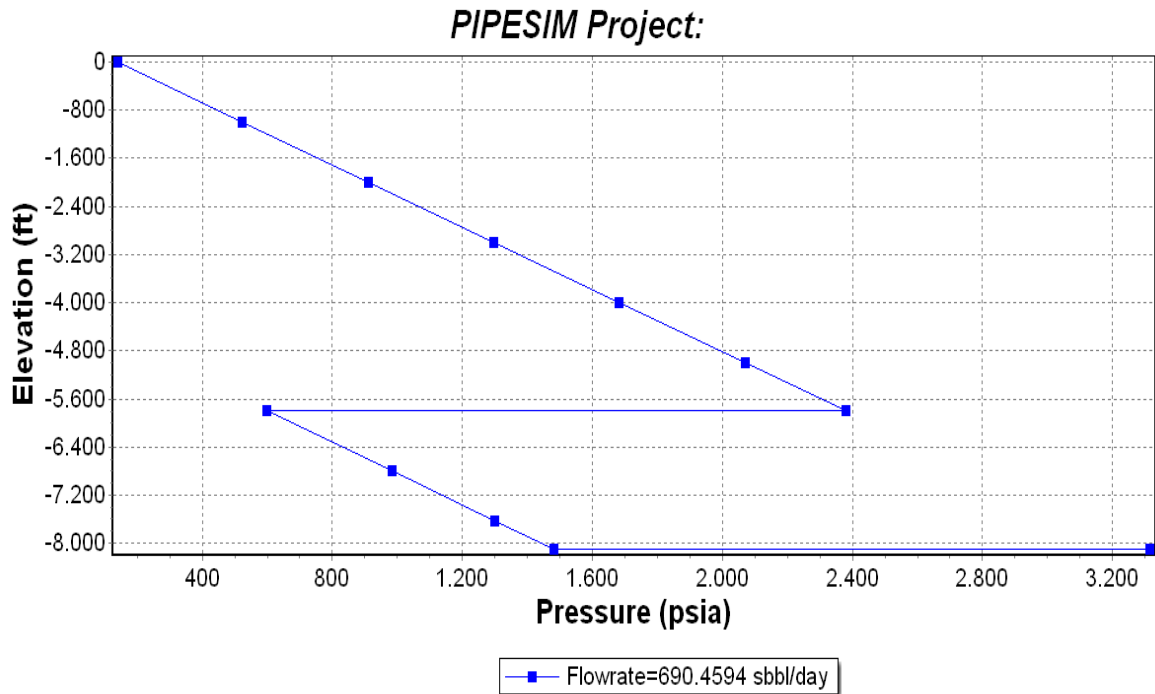
Con el fin de tener una idea aproximada respecto a la zona donde se podrá formar el depósito de sólidos a lo largo de la tubería, se aplicó la metodología en la cual se sobre ponen el perfil dinámico de presión-profundidad (figura 22) con la envolvente de precipitación de asfaltenos (figura 20). Esta superposición podrá indicar en cual región, a lo largo de la tubería, será propicia para la formación de los depósitos<sup>16</sup>.

La principal función de la bomba de subsuelo es proporcionar energía a los fluidos del yacimiento para hacerlos llegar a superficie debido que el yacimiento ha perdido su energía; A partir de la simulación de Multiflash se importaron la data de los componentes a Pipesim obteniéndose las siguientes gráficas.

---

<sup>16</sup> ARCENTALES Danilo, CAIZAPANTA Marco, BOLIVAR Miranda, “Aplicación del análisis nodal para la evaluación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible

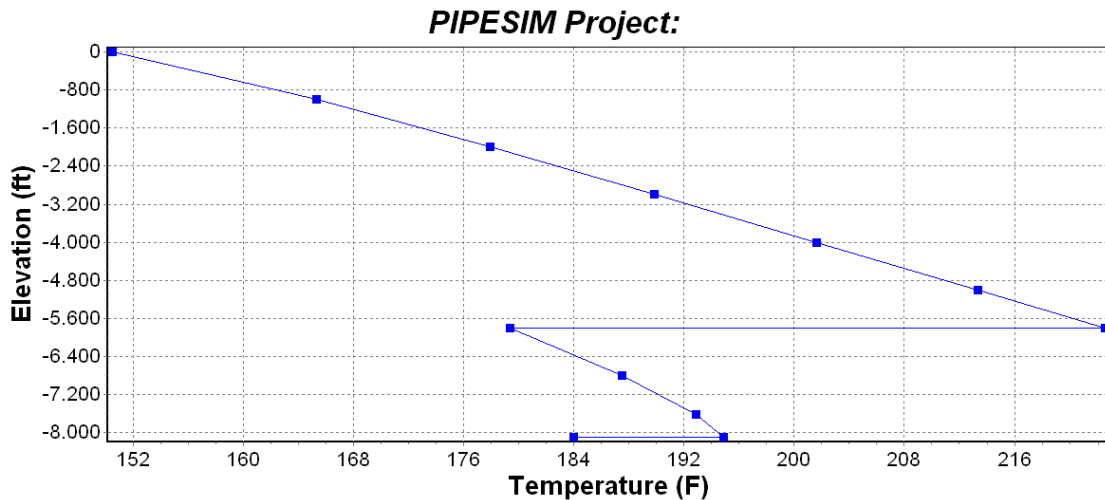
**Figura 19. Perfil de presión versus profundidad de la tubería de producción para el pozo UIS-1**



**Fuente:** Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

En este caso existe una disminución de presión desde el yacimiento 3300 psia (8000 ft ) hasta una presión de 600 psia ( 5500 ft ) en este punto se encuentra la bomba la cual me la sube la presión hasta 2390 psia para lograr que el fluido llegue a superficie.

**Figura 20. Perfil de temperatura versus profundidad de la tubería de producción para el pozo UIS-1**

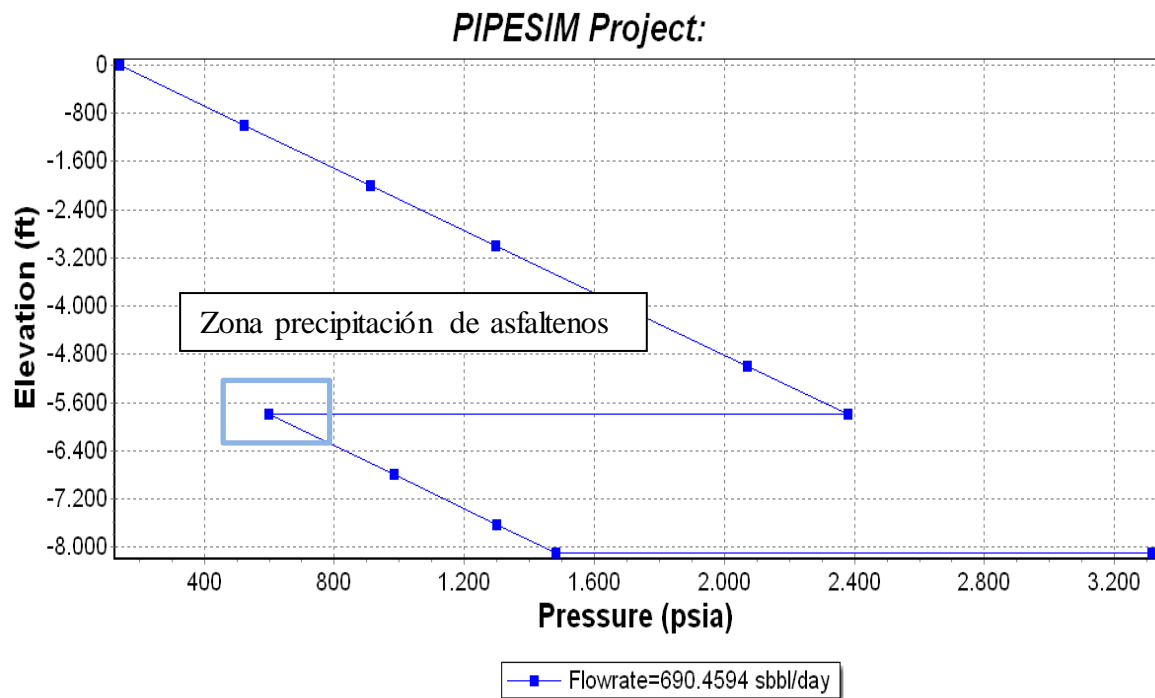


**Fuente:** Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

La grafica anterior temperatura vs Elevación muestra como a medida que el fluido asciende existe disminución de la temperatura hasta los 5500 ft donde la bomba desde este punto la sube hasta llegar a una temperatura de 153°F.

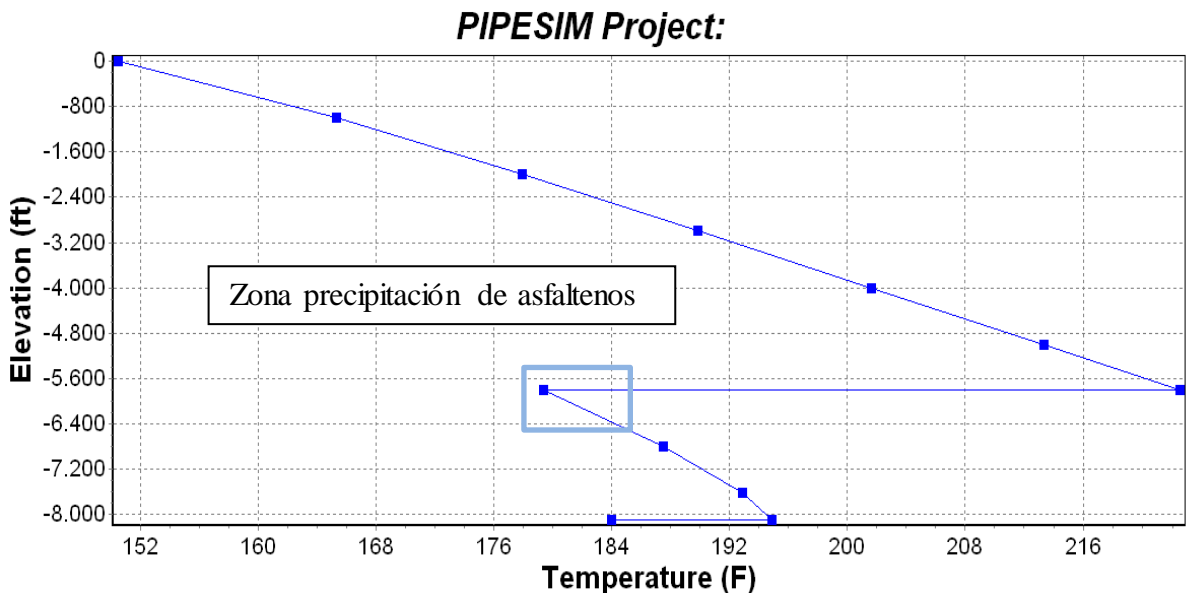
**4.4.1 Análisis de precipitación de asfaltenos.** Con los análisis obtenidos en la envolvente de precipitación de asfaltenos se determinó que el rango de presión de 259 psia y 766 psia, en el caso del pozo UIS 1 simulado en Pipesim se evidencia que esta precipitación ocurre cuando el crudo entra a la en la bomba debido a que en este punto hay un cambio muy alto de la presión desestabilizando las moléculas de asfaltenos ocasionando agregación de estas y posteriormente se depositan afectándose la líneas de flujo ocasionando taponamientos e incrustaciones. La presión es el parámetro operacional que más me afecta a la hora de formación de cristales de asfaltenos, a medida que presión disminuye la cantidad de precipitados aumenta hasta la presión de burbuja en la cual ocurre la mayor precipitación.

Figura 21. Análisis de precipitación en perfil de presión versus profundidad



Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

Figura 22. Análisis de precipitación en perfil de temperatura versus profundidad.



Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

La temperatura de precipitación obtenida en la simulación de Multiflash se encuentra entre -56.77 hasta 190 °F en este rango se encuentra localizada la bomba la cual genera un aumento de la temperatura ocasionado la precipitación de los asfaltos este efecto se da por el aumento de la solubilidad que se presenta entre las moléculas del crudo generando un agrupamiento de estas para su posterior deposición. La solubilidad de los asfaltos se ve afectada debido a su composición química q difiere con la de los demás componentes más livianos.

## 5. CONCLUSIONES.

La envolvente de precipitación de asfaltenos a diferentes temperaturas, proporciona nueva información para la comprensión y análisis de las condiciones físicas en que ocurre la precipitación de asfaltenos en el pozo UIS1, se asegura que a una temperatura de 184 °F existirá una mínima precipitación en las presiones correspondientes a 989,49 psia y 439,52 psia.

Con base a los cálculos realizados a condiciones del yacimiento se encontró que la región de precipitación de asfaltenos en el crudo se encuentra en el rango de presiones de 259 psia hasta 766 psia. En tal caso lo mejor es evitar la precipitación manteniendo las variables operacionales del sistema fuera de todos rangos y mediante el apoyo de las técnicas de predicción basadas en la interpretación de datos termodinámicos, condiciones de equilibrio de fases y ecuaciones de estado como SRK, teniendo en cuenta que la depositación de asfaltenos producirá una pérdida en la productividad del pozo, reflejada en la economía del proceso de refinación del crudo.

El punto máximo de precipitación de los asfaltenos se presentan a una temperatura promedio de 105°F donde la precipitación de asfaltenos alcanza un valor de 0,92% este valor máximo se alcanza en la presión de burbuja porque es en ese punto es donde se presenta la máxima floculación de asfaltenos.

El punto de precipitación de asfaltenos en tubería se encuentra a la entrada del fluido a la bomba, porque en este punto existe un cambio fuerte tanto en la presión como en la temperatura debido a la disminución de la solubilidad de los asfaltenos en el crudo, ocasionando desestabilización de las moléculas y liberación de livianos.

## **6. RECOMENDACIONES.**

Dado que la precipitación de asfáltenos no necesariamente conduce a la adhesión o su depositación, es importante efectuar además mediciones de depositación en condiciones de producción realistas de temperatura, presión, composición y esfuerzo de corte.

Se deben realizar más pruebas de laboratorio y un test de depositación al fluido trabajado para lograr un mejor ajuste.

Hacer un análisis del efecto que tiene la de precipitación de asfaltenos en el yacimiento para verificar si existe daño a la formación.

Identificar el porcentaje de precipitación de asfaltenos en el medio poroso.

Con datos actuales realizar un análisis de las nuevas condiciones de precipitación de asfaltenos ya que existe una reducción en la presión del yacimiento.

## BIBLIOGRAFÍA.

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

ARCENALES Danilo, CAIZAPANTA Marco, BOLIVAR Miranda, "Aplicación del analisis nodal para la evaluación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible del campo ESPOL III, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil-Ecuador.

ARGILLIER J-F., BARRÉ L., BRUCY F., DOURNAUX J-L., HÉNAUT I., R. Bouchard. Influence of Asphaltenes Content and Dilution on Heavy Oil Rheology. SPE 69711, 2001.

ARIZA LEÓN ,Emiliano , GUTIÉRREZ QUINTERO ,Julián Francisco .BOLAÑO CERVANTES , Alexander Antonio .SANTAFÉ RANGEL , Elkin Rodolfo .Análisis de la simulación de precipitación de asfaltenos en el crudo del campo colorado. Artículo científico Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 10 Nº 1 de 2012 - Ene/Jun - pp 55/62.

CUNDAR PAREDES ,Cristiam David. Modelamiento Escalado del Daño por Precipitación - Depositación de Asfaltenos en un Yacimiento de Petróleo. Trabajo de investigacion Universidad Nacional de Colombia, 2013.

DELGADO J.G. "Asfaltenos: composición, agregación y precipitación.cuaderno FIRP S369-A". Laboratorio de formulación, interfaces, reologia y procesos. Universidad de los Andes. Mérida (Venezuela). 2006.

DELGADO, José G. Asfaltenos, composición, agregación, precipitación. Cuaderno FIRP S369-A. Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela, 2006.

FIGUERA L. et al. Characterization and modeling of asphaltene precipitation and deposition in a compositional reservoir. SPE 133180, sep 2010.

GUTIÉRREZ J, Héctor Manuel .Modelo preliminar para calcular el efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso. Proyecto de grado méxico D.F., noviembre 2010.

KOHSE, Bruce et al. Modelling phase including the effect the pressure and temperature on asphaltene precipitation. SPE 64465, 2000.

Manual Multiflash 2011 User Guide for Multiflash for Windows.

MARÍN M. “Simulación Numérica de la Precipitación y Depositación de Asfaltenos en el Campo Carito- Mulata.” 2010.

OSPINO Caro, TEDDYS Guillermo Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfáltenos en yacimientos de petróleo. Proyecto de Pregrado universidad nacional de Colombia 2009.

OSPINO Teddys, Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo, Universidad Nacional de Colombia Facultad de Minas, Medellín 2009.

RAMÍREZ JARAMILLO Edgar, “Modelación Matemática De La Depositación De Orgánicos Pesados (Ceras Y Asfáltenos) En Tuberías De Producción Y Transporte De Hidrocarburos”, 2001.

RING, JN, WATTENBARGER R.A et al. Simulation of Paraffins Deposition In Reservoirs SPE Production and facilities, 1994.

RODRÍGUEZ GÓMEZ, Luis Carlos y ROJAS, Jorge Eliecer. Determinación de la envolvente de depositación de asfaltenos para un crudo colombiano. Proyecto de Pregrado UIS. 1997.

RODRÍGUEZ L., CASTAÑEDA M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafinicos-Fase 1. Ciencia, Tecnología y Futuro (CT&F), Vol.2, Num.2, Diciembre 2001.

ROGEL, E. "Simulation of Interactions in Asphaltene Aggregates". *Energy and Fuels*, 200014 (3): 566-574.

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Asfaltenos, Composición, Agregación, Precipitación. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. 2006.