

ESTUDIO DEL MODELO TERMODINÁMICO DE PRECIPITACIÓN DE
ASFALTENOS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO

JULIAN FRANCISCO GUTIERREZ QUINTERO
ALEXANDER ANTONIO BOLAÑO CERVANTES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2011

ESTUDIO DEL MODELO TERMODINÁMICO DE PRECIPITACIÓN DE
ASFALTENOS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO.

JULIAN FRANCISCO GUTIERREZ QUINTERO
ALEXANDER ANTONIO BOLAÑO CERVANTES

Proyecto de Investigación para optar al
Título de INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

EMILIANO ARIZA LEON
MSC. En Hidrocarburos

Co-Directores:

ELKIN RODOLFO SANTAFÉ
Msc. En Métodos numéricos

JHON LEON

Ing. de Petróleos

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

2011

DEDICATORIA

*A **mis Padres**, José Dil Gutiérrez y Jacqueline Quintero.*

*A **mis hermanos**, Juan David Gutiérrez, Mónica Marcela Gutiérrez, Carlos Mauricio Gutiérrez, Todos ellos han confiado en mí y me han apoyado incondicionalmente en todo lo que hago.*

*A **mi Dios** Jehová y al señor Jesucristo por estar siempre Respaldándome y enseñando sobre su palabra.*

Julián Francisco Gutiérrez

*A **DIOS**, por darme salud y vida hasta este momento.*

*A **MIS PADRES**, Otilia Cervantes y Antonio Bolaño por ser el motor principal de todos mis ideales.*

*A **MIS TIOS**, Carmenza Cervantes y Henry Hernández por brindarme su mano en los momentos difíciles.*

*A **MIS PRIMOS**, que están presentes siempre como unos hermanos.*

*A **DORIS DUARTE**, por colaborarme durante todo mi tiempo de estudio en Bucaramanga.*

Alexander Antonio Bolaño Cervantes

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestro director Emiliano Ariza León por la orientación y dedicación en nuestro trabajo de investigación.

Al profesor Elkin Santafé por su colaboración, orientación y su apoyo constante en la realización de este proyecto.

A los ingenieros Víctor y Arnaldo por sus explicaciones y sugerencias para el manejo del software de simulación.

A los profesores de la Escuela de ingeniería de petróleos por su aporte a los conocimientos adquiridos.

A nuestros familiares por su paciencia, colaboración y apoyo diario.

A nuestros compañeros con los que compartimos agradables momentos.

Al ingeniero Nelson León por su colaboración en la sala y el software.

A toda la gente que confía en mí, y me ayudaron a terminar esta carrera.

Al Dios todopoderoso que permitió que todo esto se llevara a cabo porque sin él no se hubiera podido cumplir las metas.

Al grupo de modelamiento CMG por esta herramienta tan valiosa.

Al equipo de trabajo del Campo Colorado, por la información suministrada del Campo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. ASFALTENOS	21
1.1 CARACTERIZACION DE LOS ASFALTENOS	23
1.2 PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS	25
1.2.1 Comportamiento General para la Precipitación de Asfáltenos.....	34
1.3 FACTORES QUE PRODUCEN LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS	36
1.3.1 Factores Termodinámicos.....	36
1.3.1.1 Efecto de la Presión	36
1.3.1.2 Efecto de la Temperatura.....	37
1.3.2 Factores Químicos	38
1.3.2.1 Inyección de Dióxido de Carbono	38
1.3.2.2 Inyección de Gases Ricos.....	38
1.3.2.3 Vapex (Vapor Extracción).	38
1.3.2.4 Inyección con Nitrógeno.....	39
1.3.2.5 Alteración del PH.	39
1.3.2.6 Procesos de Estimulación.....	39
1.3.3 Factores Eléctricos.	39
1.4 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS.....	40
1.4.1 Celda de Volumen (CVT).....	41
1.4.2 Celda Infrarrojo Cercano (CIR).	41
1.4.3 Método Gravimétrico.....	42
1.4.4 Técnica de Resonancia Acústica.	43
1.5 MUESTREO DE UN CRUDO PARA REALIZAR PRUEBAS DE ASFALTENOS	44
1.5.1 Recopilación de la Información	46
1.5.2 Muestreo.....	46
1.5.2.1 Muestreo en Superficie.	46
1.5.2.2 Muestro de Fondo.....	46
1.5.3 Medición del Contenido de Asfaltenos.....	47

2. REVISIÓN DE LOS MODELOS TERMODINÁMICOS PARA LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS	48
2.1 LA NATURALEZA DE LOS ASFALTENOS	48
2.2 MODELOS TERMODINÁMICOS PARA LA PRECIPITACIÓN DE LOS ASFALTENOS.	50
2.2.1 Modelo Solubilidad.....	50
2.2.2 Modelo Termodinámico de Micelización.	52
2.2.3 Modelo Sólido	56
2.2.3.1 Modelo de Precipitación Asfáltenos de Nghiem.....	57
2.2.3.2 Modelo del Comportamiento de Fases del Fluido.....	58
2.2.3.3 Bases del Modelo de Precipitación de Asfaltenos.	60
2.2.3.4 Demostración de la Ecuación de Fugacidad del Sólido de Nghiem.	62
2.2.3.5 Ecuación Cúbica General de Estado (EOS).	65
2.3 SELECCIÓN DEL MODELO TERMODINÁMICO	67
3.1 CASOS BASE DE CONDICIONES DE PRECIPITACIÓN CERCANAS A LA CARA DEL POZO Y FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	70
3.1.1 Yacimiento Árabe.....	70
3.1.2 Yacimiento del Medio Oriente.....	77
3.1.3 Yacimiento Mexicano.....	85
3.2 A CONDICIONES DE YACIMIENTO, OBTENER LA ENVOLVENTE DE DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS (ADE).....	89
3.2.1 Yacimiento Bangestan.....	89
4. MODELAMIENTO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS ASFALTENOS DEL CRUDO DEL CAMPO COLORADO	97
4.1 LOCALIZACION.....	97
4.2 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO	98
4.3 DESCRIPION GEOLÓGICA.....	99
4.4 HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN.....	100
4.5 ÍNDICE DE ESTABILIDAD COLOIDAL Y ANÁLISIS SARA PARA POZOS EL CAMPO COLORADO	102
4.6 COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DE LAS ARENAS B (COL-25)	103

4.7 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL DEPÓSITO SÓLIDO (COL- 25).....	105
4.8 PRUEBA DE REVERSIBILIDAD DE ASFALTENOS (COL-25, ARENA B)	106
4.9 CONDICIONES DE OPERACIÓN (PRESIÓN Y TEMPERATURA) COL-25 (ARENAS B)	107
5. MODELAMIENTO DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS PARA EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO USANDO EL SOFTWARE CMG	108
5.1 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO (COL-25, Arena B).....	109
5.2 ACTUALIZACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA PARA CRUDO PROVENIENTE DEL POZO COL-25	112
5.3 LA REGRESIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE SATURACIÓN (COL-25).....	112
5.4 ESPECIFICACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL ASFALTENO EN EL CRUDO DEL POZO COL-25	115
5.5 ESPECIFICACIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL ASFALTENO (COL-25)	119
5.6. ESPECIFICACIÓN DE LA REGRESIÓN ADICIONAL PARA EL CRUDO PROVENIENTE DEL POZO COL-25.....	121
5.7 ESPECIFICACIÓN DE LA FUGACIDAD DE REFERENCIA (COL- 25)....	124
5.8 .ESPECIFICACIÓN DEL VOLUMEN MOLAR DEL SÓLIDO (COL- 25) ..	128
5.9. PREDICCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS (COL-25)....	130
5.10 AJUSTE DE LOS PARÁMETROS DEL MODELO SÓLIDO (COL- 25) ..	133
6. RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN A UN CRUDO DEL CAMPO COLORADO	135
CONCLUSIONES	147
RECOMENDACIONES.....	149
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	150
BIBLIOGRAFIA.....	153

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sólidos Depositados en n-pentano(n-C5) y n-heptano (n-C7), Respectivamente.	23
Figura 2. Molécula y Composición Química de los Asfáltenos.....	24
Figura 3. Cambio de la Tubería de Producción por Asfaltenos.....	25
Figura 4. Precipitación y Deposición de Asfaltenos Cerca a la Formación.....	27
Figura 5. Partículas de Asfaltenos Depositadas en la Tubería de Producción.....	28
Figura 6. Producción de un Crudo Pesado con Asfáltenos.....	30
Figura 7. Envoltorio de Deposición de Asfaltenos (ADE) Mayor Precipitación hacia la izquierda (Condiciones de Superficie).....	32
Figura 8. Envoltorio de Deposición de Asfaltenos (ADE) Mayor Precipitación hacia la Derecha (Condiciones de yacimiento).	33
Figura 9. Precipitación de Asfaltenos vs Presión.....	35
Figura 10. Deposición Electrocinética en Tubería.....	40
Figura 11. Celda Infrarrojo Cercano (CIR).....	42
Figura 12. Método Gravimétrico.....	43
Figura 13. Técnica de Resonancia Acústica.....	44
Figura 14. Moléculas Orgánicas que se Depositan en el Crudo.....	49
Figura 15. Curvas de Precipitación de Asfaltenos Yacimiento Árabe Simuladas sin Ajustar.....	72
Figura 16. Curvas de Precipitación de Asfaltenos Yacimiento Árabe Simulada con Ajuste Forma AOP.....	73
Figura 17. Curvas de Precipitación de Asfaltenos Yacimiento Árabe Disminución de Temperatura hasta 150 °F.....	74
Figura 18. Diagrama de Fases Modelado Yacimiento Árabe.....	75
Figura 19. Envoltorio Condiciones de Superficie Yacimiento Árabe.....	76
Figura 20. Líneas de Calidad de la Precipitación yacimiento Árabe.....	76
Figura 21. Muestra Crudo del Medio Oriente por el Método Gravimétrico.	77
Figura 22. Muestra del Crudo Medio Oriente Resonancia Acústica.....	78

Figura 23. AOP Simulado de la Muestra de un Crudo del Medio Oriente...	79
Figura 24. Envoltente (ADE) Simulado para un Crudo del Medio Oriente...	82
Figura 25. Isotermas de Precipitación de Asfaltenos Simuladas para un Crudo del Medio Oriente.....	83
Figura 26. Isotermas de Precipitación de Asfaltenos Simuladas para un Crudo del Medio Oriente.....	83
Figura 27. Predicción de la Precipitación en Función de la Presión.....	87
Figura 28. Envoltente de Depositación de Asfaltenos (ADE) para un yacimiento Mexicano.	87
Figura 29. AOP Simulado y Ajustado para el Campo Kupal.	90
Figura 30. Isotérmicas de Precipitación de Asfaltenos del Modelo Sólido Simulada para el Campo Kupal.	91
Figura 31. Envoltente Simulado para el Yacimiento Bangestan Kupal.....	93
Figura 32. Localización Campo Colorado.	97
Figura 33. Fotografías del Campo Colorado.	98
Figura 34. Instalaciones Pozos Colorado.....	99
Figura 35. Cabezal del Pozo Colorado 25 y Muestreo en Superficie.	101
Figura 36. Muestra sólida Proveniente de Pozos del Campo Colorado.	105
Figura 37. Presiones y Temperaturas de Yacimiento para el Pozo Colorado 25 (Arena B).....	107
Figura 38. División de la Fracción Pesada del Crudo del Pozo Col-25.	109
Figura 39. Especificando la Fracción Anterior al C7+ (Col -25, Arena B)....	110
Figura 40. Lumping de los Componentes del Fluido del Pozo Col-25.....	111
Figura 41. Regresión al PVT del Fluido (Col-25, Arena B).....	113
Figura 42. Definición de las Fracciones Pesadas (Col-25, Arena B).....	115
Figura 43. Definición de los Pseudo-Componentes C31A+ y C31B+ Precipitantes del Fluido (Col-25, Arena B).....	116
Figura 44. Definición de los Componentes de Interacción (Fluido, Col-25). .	118
Figura 45. Primera Composición de las Fracciones Pesadas Calculadas para el Fluido del Pozo Colorado 25.....	120
Figura 46. Simulación de la precipitación de Asfaltenos Especificando las Condiciones del Separador (Col -25, Arena B).....	122

Figura 47. Gravedad °API del Fluido Especificada en el Simulador CMG para el Pozo Colorado 25.	123
Figura 48. Segunda Composición y Condiciones de Precipitación del Fluido proveniente del Pozo Colorado 25.....	126
Figura 49. Resumen de Todo el Procedimiento de Simulación de la Precipitación de Asfaltenos hasta el Momento (Col-25).	127
Figura 50. Condiciones de la Precipitación de Asfáltenos (Col-25).....	128
Figura 51. Volumen Molar para el Ajuste del Modelo (Col-25).....	130
Figura 52. Iteraciones Posibles para Determinar las Isotermas (Col -25). ...	131
Figura 53. Generando los Resultados en Excel para el Fluido (Col-25).	132
Figura 54. Ajustes Finales Coeficientes de Interacción Binaria Para la Precipitación de Asfáltenos (Col- 25, Arena B).....	134
Figura 55. Vista General Precipitación de Asfaltenos (Col- 25, Arena B).	135
Figura 56. Precipitación de Asfáltenos Simulada con efectos de Temperatura (Col-25, Arena B).	137
Figura 57. Efectos Simulados de la Temperatura en la Precipitación de Asfáltenos para un crudo (Col -25, Arena B).	138
Figura 58. Envoltante de Depositación de Asfaltenos (Col -25, Arena B). ...	139
Figura 59. Condiciones de Precipitación de Asfáltenos y Parafinas (Col-25, Arena B).....	140
Figura 60. Diagrama de Fases Modelado (Col- 25, Arena B).	143

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Selección del Modelo Termodinámico.....	69
Tabla 2. Presiones de Inicio Experimentales de la Precipitación de Asfáltenos a diferentes Temperaturas Yacimiento Árabe.....	71
Tabla 3. Propiedades Físicas de la Fracción del Crudo Árabe.....	71
Tabla 4. Resultados Obtenidos Mediante las Regresiones Crudo Árabe.....	71
Tabla 5. Composición del Fluido del Yacimiento del Medio Oriente.....	80
Tabla 6. Datos de Precipitación de Asfáltenos Experimentales para un Crudo del Medio Oriente.....	81
Tabla 7. Datos Simulados de la Envolvente (ADE) Yacimiento del Medio Oriente.....	81
Tabla 8. Presiones de Inicio Experimentales Yacimiento del Medio Oriente.....	81
Tabla 9. Datos para Elaboración del (ADE) Obtenidos en la Simulación de un Crudo del Medio Oriente.....	84
Tabla 10. Prueba de precipitación de Asfáltenos Experimental para un Crudo de un Yacimiento Mexicano.....	85
Tabla 11. Composición del Fluido para un Yacimiento Mexicano.....	86
Tabla 12. Presiones de inicio Experimentales Yacimiento Mexicano.....	86
Tabla 13. Datos para Formar el (ADE) del yacimiento Mexicano a partir de las presiones de inicio Simuladas.....	88
Tabla 14. Características del fluido del yacimiento Mexicano.....	88
Tabla 15. Datos Simulados de la Envolvente de Depositacion Bangestan.....	92
Tabla 16. Características del fluido del yacimiento Bangestan, Kupal.....	93
Tabla 17. Prueba de precipitación de Asfáltenos Experimental para el yacimiento Bangestan, Campo Kupal.....	94
Tabla 18. Composición del fluido Yacimiento Bangestan del Campo Kupal.....	95
Tabla 19. Crudos Asfaltenicos a nivel Mundial.....	96
Tabla 20. Análisis SARA Crudos Campo Colorado.....	102

Tabla 21. Índice de Inestabilidad Coloidal (CII) Pozos Campo Colorado.	102
Tabla 22. Propiedades de las Fracciones Pesadas Fluido (Col -25).....	103
Tabla 23. Composición del Fluido (Col -25, Arena B).....	104
Tabla 24. Deposito Solido Proveniente de Pozos del Campo Colorado.....	105
Tabla 25. Prueba de Reversibilidad de Asfáltenos Para un Fluido (Col -25)..	106
Tabla 26. Prueba de Reversibilidad de Asfáltenos Experimental (Col -25)..	136
Tabla 27. Prueba de Precipitación de Asfáltenos Simulada (Col -25)..	136
Tabla 28. Profundidades del Pozo Colorado 25 con sus Respectives Condiciones Termodinámicas (P, T).....	142
Tabla 29. Datos para Organizar La Envolvente de Depositación de Asfáltenos Utilizando Bajas Temperaturas (Col -25, Arena B).....	144
Tabla 30. Datos para Organizar La Envolvente de Depositación de Asfáltenos Utilizando Altas Temperaturas (Col-25, Arena B).....	145
Tabla 31. Datos de la Envolvente de Depositación de Asfáltenos (Col- 25)..	146

RESUMEN

TITULO:

ESTUDIO DEL MODELO TERMODINÁMICO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO*.

AUTORES:

JULIAN FRANCISCO GUTIERREZ QUINTERO
ALEXANDER ANTONIO BOLAÑO CERVANTES**

PALABRAS CALVES:

Fugacidad, Envolvente de Depositación de Asfaltenos (ADE), Modelo Solido Termodinámico de Nghiem, Análisis Sara, Índice de Inestabilidad Coloidal, Deposito Solido.

DESCRIPCIÓN

Este proyecto describe la simulación del comportamiento de fases de la precipitación de asfaltenos teniendo en cuenta las condiciones existentes durante el recorrido del crudo de yacimiento hasta superficie, reproduciendo algunos campos petroleros a nivel mundial, por otro lado permite visualizar las condiciones termodinámicas en donde ocurre la depositación de asfaltenos y cuantificar los sólidos precipitados mediante la simulación utilizando un software , el cual realiza los cálculos a partir de las propiedades del crudo y condiciones de yacimiento .

Una aproximación termodinámica es utilizada para modelar el comportamiento de fases de los asfaltenos precipitados, que representados a través de un modelo sólido, mientras que las fases de petróleo y gas son modeladas con una ecuación de estado. Un método para la caracterización de los componentes de asfaltenos es la división en un componente no-precipitante y otro precipitante. Estos componentes tienen propiedades y factores acéntricos idénticos, pero diferentes coeficientes de interacción con los componentes livianos. Esta aproximación es esencial para el uso del modelo sólido puro en la predicción de la precipitación. Los datos experimentales de la precipitación de asfaltenos realizada en laboratorio corresponden exitosamente con el modelo propuesto para los diferentes campos simulados.

Adicionalmente a este estudio se determinó la Envolvente de Depositación de Asfaltenos (ADE) del crudo del Campo Colorado, caracterizando sus condiciones termodinámicas de precipitación. Se concluyó que en el campo colorado no existen problemas de precipitación de asfaltenos en el recorrido de producción hasta superficie, solo se presentaron desde las condiciones iniciales hasta unas condiciones por debajo de la presión de saturación en yacimiento causando daño a la formación , por otro lado se pudo observar en los resultados que la precipitación de asfaltenos incrementa si la temperatura aumenta en el yacimiento por lo que se recomendó no implementar métodos de recobro térmicos en un futuro.

* Proyecto de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad físico químicas, escuela de ingeniería de petróleos, director ARIZA león Emiliano. MSc. En Hidrocarburos, Codirectores MSc. SANTAFÉ Rangel Elkin Rodolfo, Ing. LEON Jhon

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF THERMODYNAMIC MODEL OF ASPHALTENE PRECIPITATION IN THE OIL OF COLORADO FIELD. *

AUTHOR:
GUTIERREZ Quintero Julian Francisco
BOLAÑOS Cervantes Alexander Antonio

KEYWORDS: Fugacity, Asphaltene Deposition Envelope (ADE), Solid Thermodynamic Model of Nghiem, Analysis Sara, Colloidal Instability Index, solid deposit.

DESCRIPTION

This project describes the simulation of the phase behavior of Asphaltene precipitation in the existent conditions during the way of crude from reservoir to surface, reproducing some field worldwide, on the other hand this allows to visualize the thermodynamic conditions where the deposition of Asphaltene occurs and quantifies precipitated solids by using simulation software, which performs calculations based on oil properties and reservoir conditions.

A thermodynamic approach is used to model the behavior of the Asphaltene precipitated phases, which are represented by a solid model, while oil and gas phases are modeled with an equation of state. A method for the characterization of the components of Asphaltene is the division in a non-precipitating component and the other precipitant component. These components have identical properties and acentric factors, but different coefficients of interaction with lightweight components. This approach is essential to use pure solid model in predicting precipitation. The experimental data of Asphaltene precipitation in the laboratory are conducted successfully with model proposed for the different fields simulated over worldwide.

Additionally the Asphaltene Deposition Envelope (ADE) was determined from Campo Colorado crude, characterizing their precipitation thermodynamics conditions. It was concluded that there was no problem related to Asphaltene precipitation at Colorado Field during the way from production to surface, however, there were only from initial conditions to conditions below the saturation pressure, causing damage deposit formation, on the other hand, according with the results, there is an evidence that the Asphaltene precipitation increase if the temperature rises in the reservoir so it is recommended not to implement thermal recovery methods in the future.

*Graduation Project

**Physicochemical ** Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Director Msc. Ariza León Emiliano
MSC. in Hydrocarbons Co directors MSC. SANTAFÉ Rangel Elkin Rodolfo, Ing. LEON Jhon

INTRODUCCIÓN

Los Asfaltenos son un problema en muchos campos productores de hidrocarburos en Colombia y a nivel mundial, estos por ser los componentes más pesados del petróleo, bajo ciertas condiciones desfavorables de presión, temperatura, composición química del crudo, se pueden precipitar y depositar dentro de la formación productora, pozos, tuberías y equipos de producción. Además los depósitos de asfaltenos se acumulan entre los poros y obstruyen el paso de los fluidos, consiguiendo alterar sus propiedades como porosidad y permeabilidad. La humectabilidad de la roca se modifica cuando los asfaltenos se adhieren en su superficie mineral. Todos estos inconvenientes crean un aumento en los costos de producción debido a los tratamientos requeridos para prevenir la precipitación y remover los depósitos formados durante la extracción del hidrocarburo.

La investigación de este proyecto está dirigida al modelamiento del comportamiento de las fases de la precipitación de asfaltenos, así como el aspecto dinámico de la precipitación en el medio poroso.

Un modelo termodinámico es propuesto, donde el precipitado de asfaltenos se modela como un sólido puro, mientras que las fases de petróleo y el gas son modeladas con la ecuación de estado (EOS). Es introducida una metodología para caracterizar el componente de asfaltenos en el petróleo, y es crucial para la obtención adecuada de las predicciones, un algoritmo de cálculo flash para las múltiples fases que incluyen el crudo, una fase gaseosa y una fase sólida.

El modelo termodinámico fue validado con datos experimentales de precipitación asociadas con la inyección de gas y en procesos de agotamiento de presión primarios bajo las condiciones isotérmicas. En la generalización del modelo termodinámico se incluyen algunos efectos de la temperatura.

Modelar el aspecto dinámico de la precipitación de asfaltenos es esencial, para esto un modelo termodinámico es incorporado en un simulador composicional, que contienen las ecuaciones para un fluido con múltiples fases y de varios componentes, las ecuaciones de equilibrio termodinámico, las ecuaciones para la depositación y obstrucción son resueltas simultáneamente, esto permite el modelamiento de la precipitación con los cambios de presión y composición a medida que ocurren en el yacimiento .

Debido a que no se han hecho estudios de asfaltenos en el campo Colorado, a partir de propiedades del crudo y utilizando el simulador CMG en el módulo de winprop, se modela la precipitación de asfaltenos, generando una envolvente que permite evaluar el comportamiento termodinámico y las condiciones de precipitación. Este estudio es muy importante ya que puede suministrar información valiosa para que los ingenieros de producción y yacimientos puedan determinar dónde y que porcentaje en peso de asfaltenos se depositarán, en la formación, en el pozo, o en las facilidades de superficie y así tratarlos con exactitud.

Este documento contiene seis (6) capítulos, estos se enumeran a continuación con sus respectivos temas principales.

En el capítulo 1 contiene algunas generalidades de los asfaltenos. En el capítulo 2, se explican algunos modelos termodinámicos para modelar la precipitación de asfaltenos. En el capítulo 3, se muestran varios yacimientos en los cuales se aplicó el modelo de Nghiem. En el capítulo 4, se mencionan generalidades del Campo Colorado. En el capítulo 5 se explica la metodología aplicada al Campo Colorado, para simular la precipitación de asfaltenos. En el capítulo 6 se obtienen los resultados de la simulación al crudo del pozo Colorado 25.

1. ASFALTENOS

Los asfaltenos son una clase de componentes de hidrocarburos [1]. Los fluidos de hidrocarburos naturales son compuestos que abarcan un rango de composiciones desde el gas natural seco hasta el alquitrán. A lo largo de ese rango, la densidad y la viscosidad aumentan significativamente y el color cambia de marrón claro a marrón oscuro, conforme se incrementa el contenido de asfaltenos de 0 a casi 20%.

Ciertas propiedades de los asfaltenos se conocen desde antes de la perforación de los primeros pozos comerciales de petróleo. El término se origina en 1837 cuando J.B Boussingault definió a los asfaltenos como residuo de la destilación del bitumen: insoluble en alcohol y soluble en trementita [2]. La definición que se utiliza actualmente es similar: insoluble en n-alcanos, tales como el n-pentano o el n-heptano y soluble en tolueno.

Los asfaltenos obtenidos de esta manera son sólidos friables, de color oscuro, con una densidad de aproximadamente 1.2 g/cm^3 . Además son infusibles, lo que significa que no poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor, dejando un residuo carbonoso.

Los asfaltenos contienen habitualmente un escaso porcentaje de otros átomos, denominados heteroátomos, tales como el azufre, el nitrógeno, el oxígeno, el vanadio y el níquel¹. En lo que respecta a su estructura, los especialistas coinciden que algunos de los átomos de carbono e hidrógeno se ligan formando grupos aromáticos, de tipo anillo, que también contienen los heteroátomos.

¹ Mullins OC, Sheu EY, Hammami A y Marshall AG: Asphaltene, Heavy Oils and Petroleomics. Ciudad de Nueva York: Springer, 2007.

Las cadenas de alcanos y los alcanos cíclicos contienen el resto de átomos ligados de carbono e hidrógeno y están ligados a los grupos de tipo anillo, dentro de esta estructura los asfáltenos exhiben un rango de peso y composición molecular.

Dado que el contenido de asfaltenos constituye un factor importante en la determinación de los trayectos de procesamiento y refinación de un crudo, se desarrolló un método de laboratorio conveniente para cuantificar la fracción de asfaltenos. Esta técnica separa el petróleo muerto, o el petróleo que ha perdido sus componentes gaseosos, en saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA), dependiendo de su solubilidad y polaridad.

La ventaja de método SARA es que se trata de un procedimiento simple, que puede ser llevado a cabo en muchos laboratorios. No obstante, el análisis SARA también plantea numerosas desventajas, que se ponen de manifiesto cuando se utiliza con fines ajenos a su objetivo original. En primer lugar, el petróleo muerto carece de componentes gaseosos que están disueltos en los petróleos vivos y por ende los resultados no son representativos de la forma en que actuaría el petróleo bajo condiciones de yacimiento. Además, los métodos de laboratorio difieren considerablemente y la solubilidad de los asfaltenos varía con el tipo de n-alcano utilizado para precipitarlos.

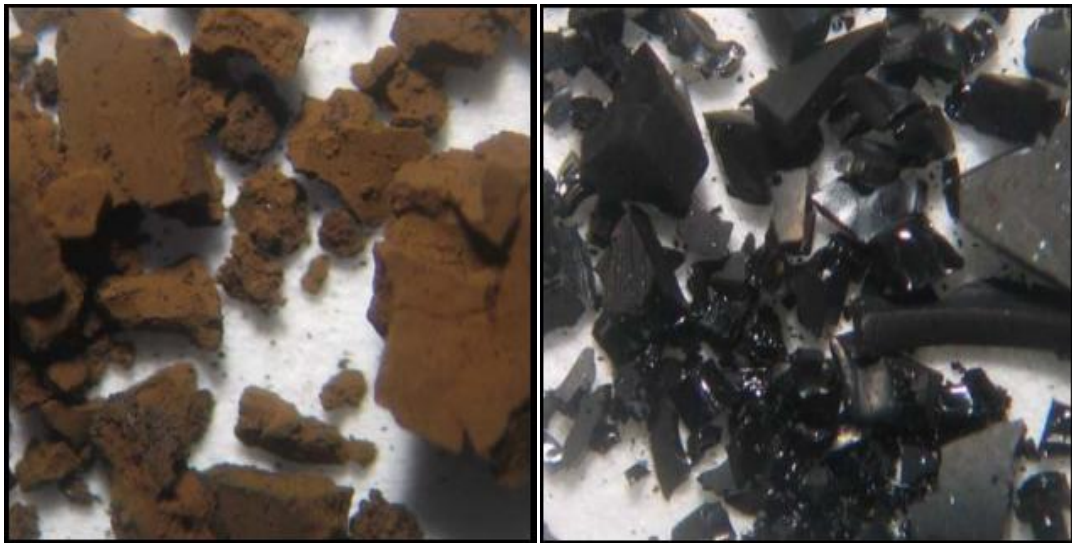
Esto significa que un mismo petróleo podría tener dos o más resultados SARA, dependiendo del precipitante utilizado. Dada su simplicidad, el análisis SARA se ha convertido en un medio generalizado para comparar los petróleos, pero a menudo, como no se informan las variaciones de las técnicas de laboratorio, las comparaciones entre laboratorios probablemente carecen de validez [3].

1.1 CARACTERIZACION DE LOS ASFALTENOS

Los asfaltenos constituyen los componentes más pesados 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 [4].

Los asfaltenos típicamente son definidos como la fracción de crudo insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, n-pentano y también n-heptano ver Figura 1, pero solubles en tolueno. Los asfaltenos son aquellos sólidos depositados de un crudo debido a la adición de un exceso de n-pentano [5].

Figura 1. Sólidos Depositados en n-pentano(n-C5) y n-heptano (n-C7), Respectivamente



Fuente: Buckley, J.S, Wang, J.X and Creek, J. L. “Solubility of the Least Soluble Asphaltene”, Chapter 16 in Asphaltene, Heavy Oils, E. Springer (2007)

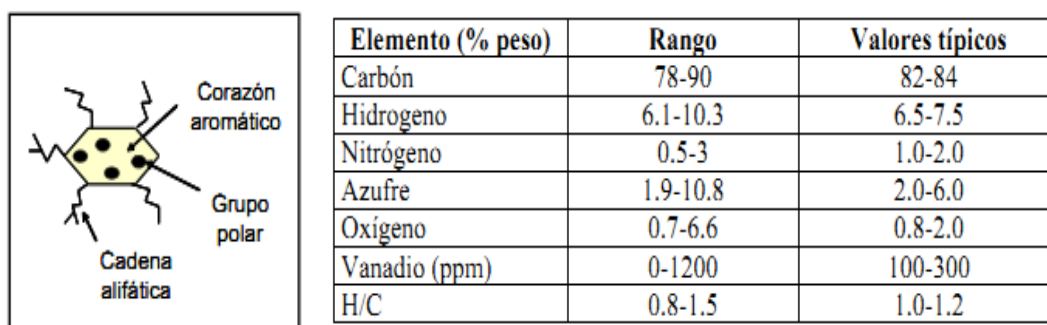
Otra definición considera que los asfaltenos son moléculas planas, poli aromáticas y policíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes) no son puros, ni son moléculas idénticas,

se sabe que tienen una carga eléctrica, y se piensa que están poli dispersos. Los asfaltenos son compuestos poli dispersos en grupos funcionales, peso molecular y estructura.

El contenido de compuestos aromáticos en los asfaltenos está entre 40-60%, con una relación atómica H/C de 1-1.2. Un alto porcentaje de los anillos aromáticos están conectados en la estructura intermolecular, y por esta razón las moléculas de asfaltenos se presentan en formas aplanadas ver en la Figura 2.

Hace poco tiempo, se consideraba que los asfaltenos eran macromoléculas de peso molecular de varias decenas de miles y que poseían una estructura formada por una matriz aromática muy condensada, rodeada por anillos nafténicos y cadenas alifáticas, con incorporación de grupos multi-funcionales, tales como: alcoholes, aminas primarias y secundarias, ácidos, éteres, cetonas y conjuntos más complejos como las porfirinas. Los últimos estudios, donde se presentan técnicas de análisis, tienden a presentar a los asfaltenos con un peso molecular mucho menor, entre 800 y 3000 y una matriz menos condensada, limitada a 4 o 5 anillos bencénicos ligados por naftenos y prolongados por grupos alquil [6].

Figura 2. Molécula y Composición Química de los Asfáltenos



Fuente: AYALON, M (2004). "Asfáltenos: Ocurrencia y floculación".

Universidad de los Andes. Mérida Venezuela. 10 de septiembre del 2008, de (http://www.firp.ula.ve?archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf).

1.2 PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

La precipitación y depositación de asfaltenos es un problema que se puede presentar durante la producción de los fluidos en los yacimientos de petróleo, porque afecta de manera negativa la producción. Además provoca taponamiento en la formación y posterior daño, en la cara del pozo al igual que en las facilidades de superficie y líneas de transporte, ver Figura 3 .

Figura 3. Cambio de la Tubería de Producción por Asfaltenos



Fuente: DÁVILA, A., “Floculación de los asfaltenos”, Tesis de pregrado Laboratorio FIRP (1997) SULLIVAN, A. & KILPATRICK Res. 41, 3389-3404 (2002).

El daño a la formación por precipitación de asfaltenos depende de algunos factores como la presencia, espesor y estabilidad de una película de agua sobre la superficie de la roca; la naturaleza química y estructural de los componentes de la roca; el contenido de resinas y asfaltenos del crudo en cuestión; la capacidad de las resinas para peptizar y la capacidad de los asfaltenos para ser peptizados.

Los depósitos orgánicos representan un inconveniente en procesos de recobro mejorado del petróleo, tales como VAPEX, SAGD, WAG, Inyección

con CO₂ y N₂, también durante la disminución de presión en el yacimiento, por lo cual resulta necesario analizar su comportamiento durante la etapa de producción, estos pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación, generando allí daños irreversibles, hasta la obstrucción en las válvulas de seguridad y líneas de superficie [7,8,9].

Los asfaltenos por ser los componentes más pesados del petróleo, bajo ciertas condiciones desfavorables de presión, temperatura, composición química del crudo, se pueden precipitar y depositar en el medio poroso del yacimiento.

Los depósitos de asfaltenos se acumulan entre los poros y obstruyen el paso de los fluidos, además de alterar propiedades como porosidad y permeabilidad.

La humectabilidad de la roca se modifica cuando los asfaltenos se adhieren en su superficie mineral y se cambia su preferencia a ser humectado por agua.

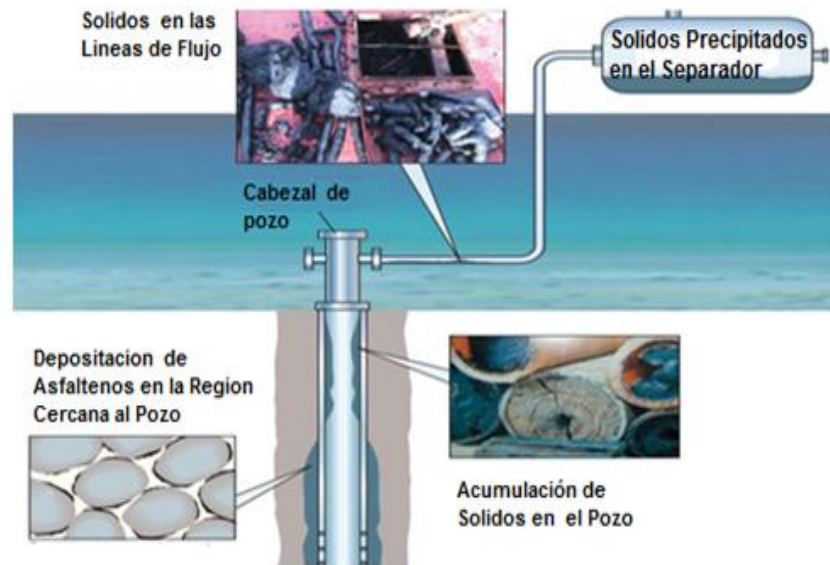
También la precipitación de asfaltenos causa un incremento en la viscosidad del crudo por formación de emulsiones entre el agua y petróleo. En cualquier parte del recorrido de la extracción y transporte del crudo se puede presentar depositación de asfaltenos, como se puede ver claramente en la Figura 4.

Los petróleos pesados que poseen las mayores concentraciones de asfaltenos que por lo general permanecen estables durante la etapa de producción, representan un menor daño a la formación y un menor taponamiento de las líneas de flujo .

Los problemas de precipitación de asfaltenos se han encontrado con mayor frecuencia en petróleos livianos, que contiene menor concentración de asfaltenos y están en yacimientos cuyas presiones se encuentran por encima del punto de burbuja.

El problema de depositación orgánica ha mostrado ser más complejo de los que parece. Los depósitos en sí tienen variada composición aunque básicamente constan de asfaltenos, resinas, parafinas, crudo, sólidos y agua.

Figura 4. Precipitación y Depositación de Asfaltenos Cerca a la Formación



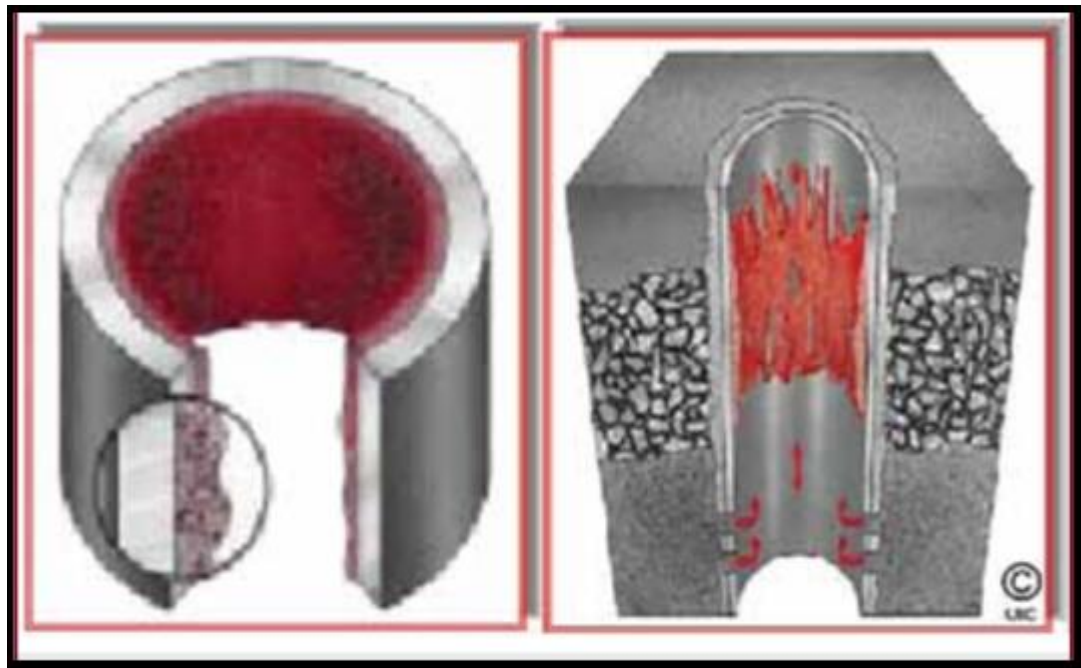
Fuente: Mullins C.O & Betancourt S. Nalco Energy services L. P. Texas.
“Los Asfaltenos Problemáticos pero Ricos en Potencial”. Oilfield Review
2007.

Uno de los problemas más difíciles de manejar en la producción de petróleo es el de la depositación orgánica, este problema se puede presentar durante la producción primaria, secundaria o terciaria.

La precipitación de Asfaltenos se puede dar en la tubería (Figura 5), en las bombas y en el mismo yacimiento causando pérdidas económicas, reducción de la producción, daños de equipos, cierres temporales y en algunos casos daños irreversibles al yacimiento.

La mayoría de los operadores de campo no se preparan para prevenir problemas de depositación orgánica. Se preocupan cuando la precipitación ocurre y la producción ha disminuido. En la mayoría de los casos el tratamiento del problema eleva los costos de la producción.

Figura 5. Partículas de Asfaltenos Depositadas en la Tubería de Producción



Fuente: Mansoori .G.A. “Remediation of Asphaltene and other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and in Pipelines”, University of Illinois.

Cuando la presión de flujo en la cabeza de un pozo con crudo asfáltico cae por debajo de cierto valor, los asfaltenos empiezan a depositarse en el pozo y en las facilidades de producción. Esto indica que la precipitación de asfaltenos depende de la presión.

Cuando el pozo es producido a altas tasa, la temperatura de producción se incrementa y la presión de floculación disminuye, lo que relaciona también la precipitación de asfaltenos con los cambios de temperatura. Estos hechos llevan a desarrollar estudios del comportamiento de fase para los asfaltenos,

los cuales relacionan las condiciones termodinámicas a las que se puede verse sometido el crudo y determinan el comportamiento de los asfaltenos para cada una de estas condiciones .

Las condiciones de campo propicias o que conducen a la precipitación de asfaltenos incluyen el agotamiento normal de presión (depleción primaria) y la inyección de gas para la Recuperación Mejorada de Petróleo (IOR). Un resumen de los diferentes campos y las observaciones de laboratorio asociadas a la precipitación de asfaltenos se dan a continuación. Estudios de la precipitación de asfaltenos durante el agotamiento primario de la presión del yacimiento, muestra que los crudos que presentan problemas de asfaltenos usualmente tienen las siguientes características [10].

- El fluido en el yacimiento es un crudo ligero a medio que contiene una pequeña concentración de asfaltenos.
- La presión inicial del yacimiento es mucho mayor que la presión de saturación (el fluido es insaturado).
- La máxima precipitación ocurre alrededor de la presión de saturación.
- Los crudos más pesados que contienen mayor cantidad de asfaltenos tienen pocos problemas de precipitación, ya que pueden disolver más asfaltenos, como se muestra en la Figura 6.
- Los problemas de precipitación de asfaltenos se han encontrado con mayor frecuencia en petróleos livianos, que contiene menor concentración de asfaltenos y están en yacimientos cuyas presiones se encuentran por encima del punto de burbuja.

Figura 6. Producción de un Crudo Pesado con Asfáltenos



Fuente: Yonebayashi H & Urasaki D. “Dynamic Asphaltene Behavior for Gas Injection Risk Analysis”. Qatar 7-9 December 2009.

- Leontaritis y Mansoori (1998) han recopilado algunos casos de campos con problemas de precipitación de asfaltenos en su depleción primaria. Extremos casos incluyen el crudo Boscan de Venezuela con 17% de asfaltenos en peso que se produjo casi sin problemas, mientras que el crudo venezolano Mata-Acema de 0,4 a 9, 8% en peso de asfaltenos, y el crudo Algerian Hassi Messaoud con 0,062% en peso presentaron serios problemas de precipitación durante la producción.

En la precipitación y deposición, se ha aceptado que los Asfaltenos son moléculas de hidrocarburos pesados que se encuentran en suspensión coloidal en el crudo, estabilizados por resinas adsorbidas en la superficie (Hirschberg et al 1984; Leontaritis y el Mansoori, 1987).

Los cambios de presión, temperatura y composición pueden alterar este equilibrio termodinámico y causar la precipitación de estos orgánicos.

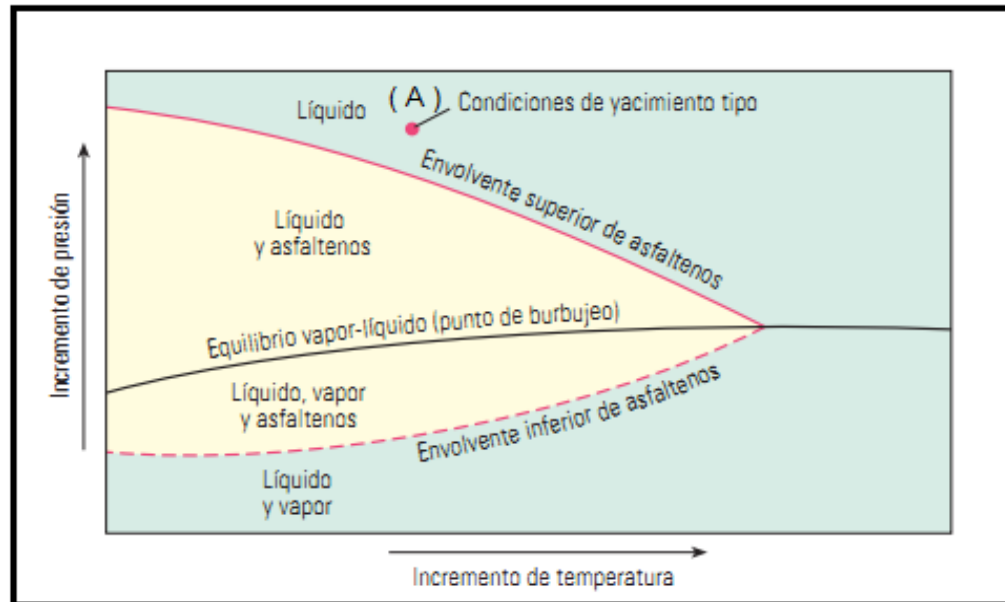
La Envolvente de Depositación de Asfaltenos (ADE), describe los límites de la región donde ocurre la precipitación. En este enunciado, el término precipitación se refiere a la formación de los asfaltenos que salen del líquido como consecuencia de la alteración del equilibrio termodinámico. El término depositación se refiere a la adherencia de los asfaltenos precipitados en una superficie tal como el medio poroso, tubería y otros medios sólidos.

La envolvente superior e inferior ADE (Figura 7), delimita las zonas de estabilidad para los asfaltenos en la solución, se puede determinar la precipitación a condiciones de separador y líneas de superficie. Para las condiciones de yacimiento (A), el agotamiento primario hace que la presión se reduzca.

Cuando la presión alcanza la envolvente superior de precipitación de asfaltenos, también conocida como presión de inicio de la precipitación, los asfaltenos menos solubles precipitarán.

Conforme la presión continúe decreciendo, mas asfaltenos precipitarán hasta que se alcance la presión de burbuja y se libere el gas de la solución. Con la reducción continua de la presión se ha removido suficiente gas del sistema, y el petróleo crudo podrá comenzar a redissolver los asfaltenos en la envolvente inferior de precipitación.

Figura 7. Envoltente de Deposición de Asfaltenos (ADE) Mayor Precipitación hacia la izquierda (Condiciones de Superficie)

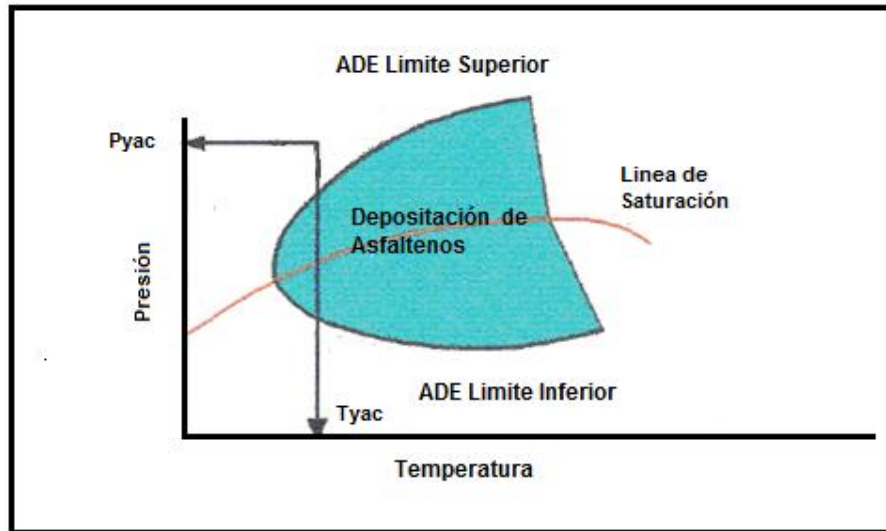


Fuente: A. Jamaluddin, G. Marshal. "Los Asfáltenos: Problemáticos pero ricos en potencial". Florida, EUA. Oilfield Review. Octubre 2007.

El ADE es una herramienta poderosa para evaluar la potencialidad y severidad de un problema con asfaltenos de tal forma que puedan determinarse unas condiciones termodinámicas para su producción, sin que existan problemas de deposición de los mismos.

Los límites del ADE, sea ya a la izquierda o derecha, depende de cómo varía la composición del fluido, logrando así las condiciones propicias de deposición para un crudo con una composición específica, si esta composición cambia las condiciones de deposición se modifican (Figura 8).

Figura 8. Envoltorio de Deposición de Asfaltos (ADE) Mayor Precipitación hacia la Derecha (Condiciones de yacimiento)



Fuentes: A. Jamaluddin, G. Marshal. "Los Asfaltos: Problemáticos pero ricos en potencial". Florida, EUA. Oilfield Review. Octubre 2007.

Las condiciones iniciales corresponden con exactitud a los puntos dentro de la ADE. La cantidad de precipitación de asfaltos aumenta a medida que disminuye la presión a partir de los puntos de inicio de la precipitación en el límite superior hasta la presión de saturación del crudo.

La precipitación alcanza un valor máximo en la presión de saturación, y disminuye a medida que la presión es inferior a la presión de saturación. Si la precipitación ocurre en el yacimiento, el precipitado de asfaltos puede permanecer en suspensión al fluir con la fase aceite y se pueden depositar en la superficie de la roca. Los mecanismos de deposición principales son la adsorción y entrapamiento mecánico.

El depósito de asfaltos puede causar el taponamiento a la formación, se han identificado tres mecanismos de daño a la formación, cuando los asfaltos reducen la movilidad efectiva del petróleo, el primero por el incremento de la

viscosidad del fluido de yacimiento por la formación de emulsiones de agua en el petróleo siempre y cuando el pozo produzca estos fluidos en forma instantánea.

La viscosidad del petróleo puede aumentar también por el incremento de la concentración de asfaltenos en la región cerca a la cara del pozo. El segundo mecanismo es el cambio de la humectabilidad de la formación de mojada por agua a mojada por aceite, debido a la adsorción de asfaltenos sobre la superficie mineral [18].

El tercero constituye en la disminución de la permeabilidad de la formación por taponamiento de la garganta de los poros por las partículas de asfaltenos.

A partir de los resultados obtenidos en la determinación de la Envolvente de Depositación, se puede estimar las condiciones de precipitación en todo el sistema, en el yacimiento, en la cara de la formación, en la tubería de producción, en las facilidades de superficie, en los sistemas de transporte y de almacenamiento del crudo, para establecer los principales focos de acumulación de asfaltenos precipitados. De esta manera se puede implementar un programa de prevención o mitigación de las caídas de producción típicas de la depositación de asfaltenos.

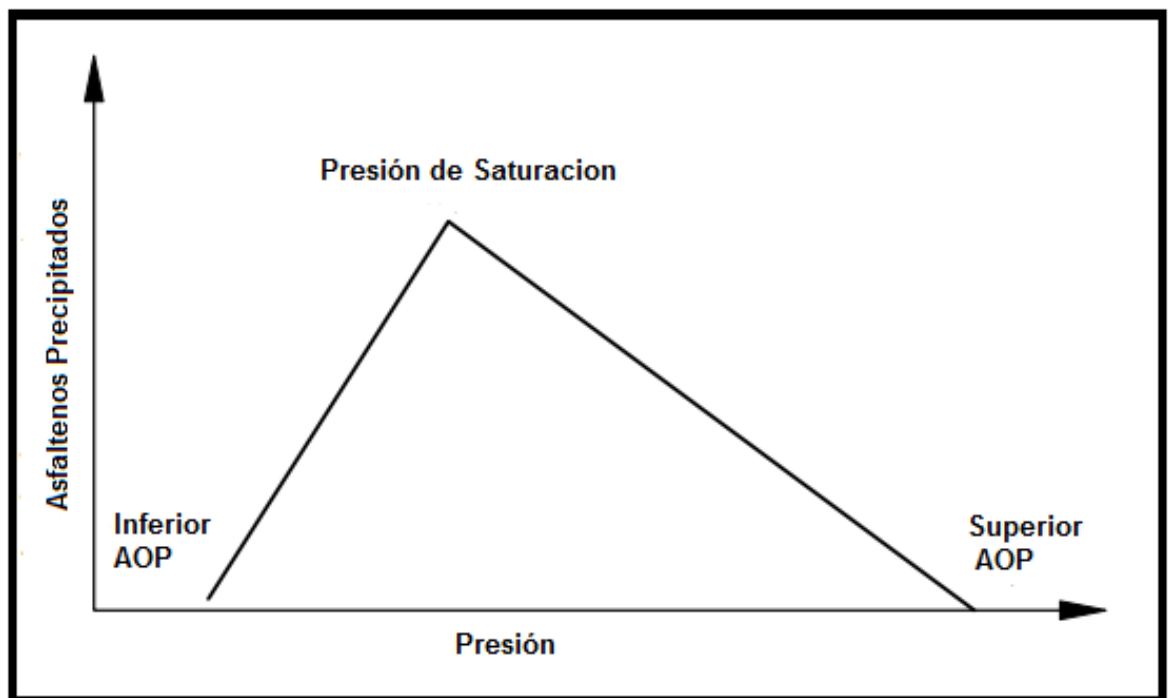
1.2.1 Comportamiento General para la Precipitación de Asfaltenos

Para un crudo con asfaltenos en solución, la precipitación de ellos toma lugar en la presión de Saturación, donde hay un contenido mayor de gas disuelto. Los componentes parafínicos del gas C1, C2, son malos solventes para los asfaltenos, esto hace que la precipitación de asfaltenos ocurra, si la presión continua decreciendo mas asfaltenos precipitaran, hasta que se alcance la presión de burbuja y se libere el gas de la solución, el cual se evapora, y su concentración en la fase líquida disminuye; esto hace que los asfaltenos se redisuelvan, siendo más solubles en el líquido y permitiendo que la fase asfáltica se disuelva con una disminución en la precipitación [11].

La presión a la cual los últimos asfaltenos pueden precipitar en la solución y son menos solubles, es llamada presión de inicio inferior de Asfaltenos². (Lower Asphaltene Onset Pressure AOP), esta es la presión en la cual los asfaltenos desaparecen ver Figura 9.

Al aumentar la presión desde la presión de burbuja, hará que los asfaltenos se disuelvan, desde pequeñas cantidades hasta su totalidad dependiendo de las características del crudo, aunque las parafinas son pobres solventes para los asfaltenos, la solubilidad de los asfaltenos en parafinas aumenta con la presión, y a presiones suficientemente altas aparece la presión de inicio superior de asfaltenos (Upper Asphaltene Onset Pressure AOP).

Figura 9. Precipitación de Asfaltenos vs Presión



Fuente: Pedersen S.K. "Phase behavior of petroleum Reservoir fluids". 2007.

² Pedersen L. Phase Behavior of petroleum Reservoir Fluids. Taylor & Francis Group 2007.

1.3 FACTORES QUE PRODUCEN LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Existen evidencias que la desestabilización de los asfaltenos, que causan su floculación y precipitación, se debe a alteraciones del balance que mantiene a los coloides en solución. Las alteraciones 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 composición del crudo; por lo tanto ante cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que modifique dichos parámetros ocasiona la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo [12].

1.3.1 Factores Termodinámicos

Los Cambios graduales en las variables operacionales durante el proceso de producción como la presión y la temperatura influyen en la solubilidad de los asfaltenos.

1.3.1.1 Efecto de la Presión. La presión se considera uno de los factores más importantes que influyen en la precipitación de asfaltenos. Durante los procesos operacionales la caída de presión del crudo hasta su punto de burbuja, provoca que los componentes más livianos como las cadenas de n-alcános se expandan más que los componentes pesados.

El incremento del volumen molar de los compuestos livianos continúa mientras que la presión del crudo descienda. A través de la despresurización por debajo de punto de burbuja las cadenas liviana 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-alcános en el crudo.

La disminución de la presión y del volumen molar de los compuestos livianos en el crudo se traduce en un descenso de la densidad del fluido y una correspondiente disminución de la solubilidad de los asfaltenos. La separación entre moléculas de la fase líquida del crudo y las micelas de la resina-asfaltenos resulta mayor en densidades bajas cuando las interacciones resultan menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad, algunas micelas de resina-asfaltenos se agregan y forman grandes flóculos que pueden llegar a precipitarse.

El problema de los depósitos de asfaltenos por cambios de presión se produce cuando la presión natural del pozo se agota o cuando existe alguna modificación en las condiciones operacionales y se manifiesta tanto en el yacimiento como en el pozo y facilidades de superficie. La cara de la formación constituye la zona más afectada por la despresurización, la cual mostrará un daño de formación asociado a los depósitos orgánicos. Los depósitos de asfaltenos se presentan en los choques, en las líneas y en la tubería en forma de grumos o de esferas. Los grumos se componen de pequeñas y delgadas escamas sin una alineación estructural particular.

1.3.1.2 Efecto de la Temperatura. En general, la precipitación de asfaltenos se considera independiente de la temperatura sin embargo la temperatura puede afectar la solubilidad de los maltenos y las resinas o puede causar la precipitación de parafinas³. Cuando la temperatura de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcenos se aumentan también y provoca que los asfaltenos sean menos solubles en el crudo. Si el poder de solubilización de los componentes del petróleo disminuye, sin incluir a los asfaltenos, las micelas resina-asfaltenos se desestabilizan y se agregan entre ellas en forma de flóculo.

³ Alayon, M. (2004). "Asfaltenos: Ocurrencia y floculación". Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. 10 de Septiembre del 2008.

1.3.2 Factores Químicos

Existen diferentes formas a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo y posterior floculación de los asfaltenos por alteración del equilibrio termodinámico del petróleo. Los distintos factores que producen la precipitación de asfaltenos se encuentran asociadas a los casos de contacto del petróleo con fluidos no involucrados en el proceso natural de producción, como en métodos de recobro mejorado, estimulación del pozo, inyección química y en otras operaciones como workover y control de arenas. Los factores más influyentes en la estabilidad de los asfaltenos se listan a continuación.

1.3.2.1 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 CO₂ representa una de las causas más comunes de floculación de asfaltenos en pozos productores. El CO₂ produce una desestabilización en el equilibrio de la solución por disminución de PH, cambios de composición y formación de turbulencias.

1.3.2.2 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.

1.3.2.3 Vapex (Vapor Extracción). Es un proceso no térmico, similar al SAGD (Steam Asisted Gravity Drainage), con la diferencia que en este proceso un solvente de hidrocarburo vaporizado es inyectado en lugar de vapor x (vapor extracción). Consta de dos pozos horizontales, un inyector que se ubica arriba y un productor que se ubica debajo del pozo inyector. Mientras ocurre el drenaje del crudo con Vapex, comienza a depositarse gran cantidad de asfaltenos obstaculizando los poros de la formación causando daños severos de permeabilidad, y reducción en la tasa de producción.

1.3.2.4 Inyección con Nitrógeno. Se ha reportado que durante la inyección de nitrógeno en una gran concentración, provoca la precipitación de asfaltenos, por eso es muy importante tener en cuenta estudios previos al hacer este tipo de inyección.

1.3.2.5 Alteración del PH. Los cambios en el pH se produce por la presencia de CO₂, ácido mineral o ácido orgánico ocasionado por bacterias. La alteración del equilibrio de la solución desencadenará los depósitos de asfaltenos.

1.3.2.6 Procesos de Estimulación. El contacto del crudo con aditivos de estimulación incompatibles como el alcohol isopropílico, alcohol metílico, acetona o incluso glicol o solventes duales a base de surfactantes, que no poseen componentes aromático, 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.

1.3.3 Factores Eléctricos.

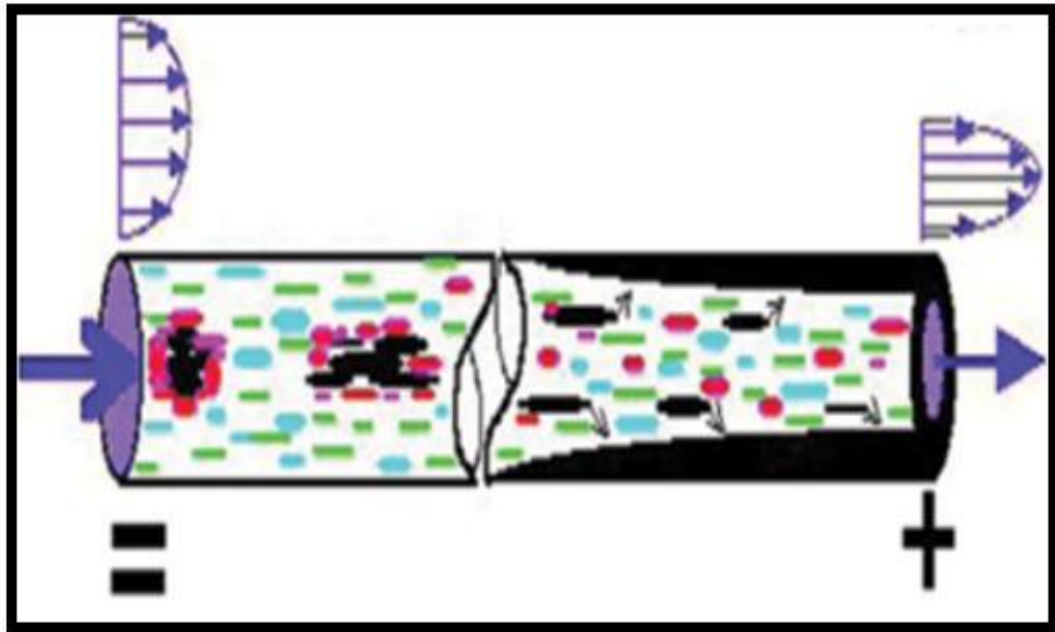
El estudio de los depósitos orgánicos en el yacimiento ha demostrado que la causa de desestabilización de asfaltenos, la constituye la presencia de un campo eléctrico que se generaba por el flujo de partículas cargadas dentro del medio poroso y la tubería.

Los asfaltenos por su característica polar, poseen una carga eléctrica intrínseca, que se considera responsable en cierta forma de la estabilidad de la micela asfaltenos- resina, según el modelo coloidal. Las micelas se mantienen estabilizadas debido a las fuerzas de repulsión electrostáticas 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 ver en la Figura 10.

Figura 10. Deposición Electrocinética en Tubería



Fuente: Mansoori .G.A. “Remediation of Asphaltene and other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and in Pipelines”, University of Illinois.

1.4 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS

Los equipos más importantes que sirven para determinar el contenido de asfaltenos precipitados (datos experimentales) , y que son utilizados con los datos de la simulación son: la celda de volumen (CVT), Celda de infrarrojo cercano (CIR),Método Gravimétrico, Técnica de Resonancia Acústica (ART) [13].

1.4.1 Celda de Volumen (CVT).

Para tal efecto se carga una cantidad de muestra restaurada en la celda (aproximadamente 100 a 200 cc), y una vez establecidas las condiciones termodinámicas a las cuales se va a trabajar, se inicia un periodo mínimo de 4 horas. Después se deja en reposo por 8 horas mínimo.

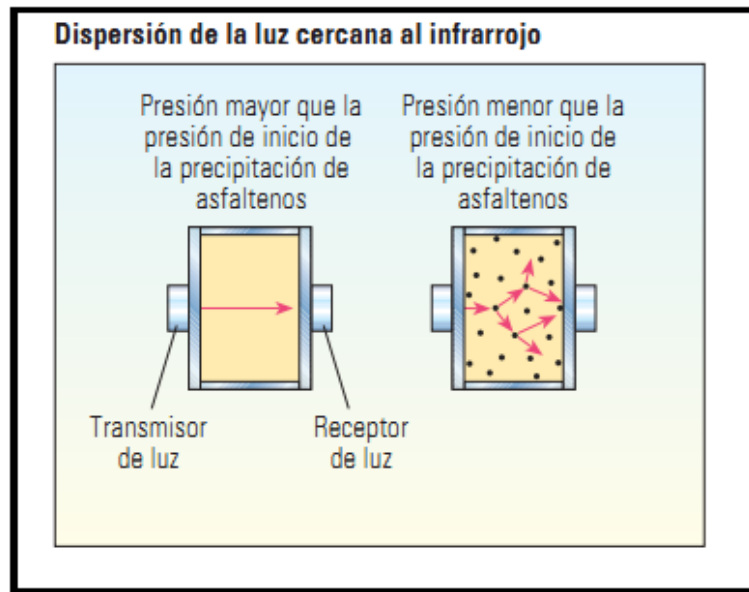
Luego se procede a extraer una cantidad de 5 cc aproximadamente de muestra, haciéndola pasar por el filtro de 0,45 micrones, para después determinar directamente el contenido de asfaltenos de la misma, si no existe floculación, el porcentaje de asfaltenos extraída será igual al de la muestra original, la disminución del porcentaje en peso indicará que los asfaltenos han floculado.

1.4.2 Celda Infrarrojo Cercano (CIR).

El equipo CIR consta de una celda para alta presión, una fuente de luz de alta intensidad que cubre la región del infrarrojo cercano, el suministro de energía para la fuente de luz, dos probetas de fibra óptica fotodetectoras que registran la región del espectro electro-magnético correspondiente al infrarrojo cercano a 1000 a 2200 nm, y visible a 300 a 1000 nm, un detector de luz, un fotómetro/radiómetro, una camisa térmica y un papel de control, sus valores de presión son de 10000 psig y 350 °F respectivamente.

Su volumen total 175 cc. Se realiza una prueba al crudo restaurado y a las condiciones termodinámicas establecidas, el principio del equipo consiste en medir en el infrarrojo la transmitancia de la luz en cada punto termodinámico del proceso, cuando exista disminución en la transmitancia de la luz, se considera que los asfaltenos de la muestra han floculado (Figura 11)

Figura 11. Celda Infrarrojo Cercano (CIR)



Fuente: A. Jamaluddin, G. Marshal. Los Asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Florida, EUA. Oilfield Review. Octubre 2007.

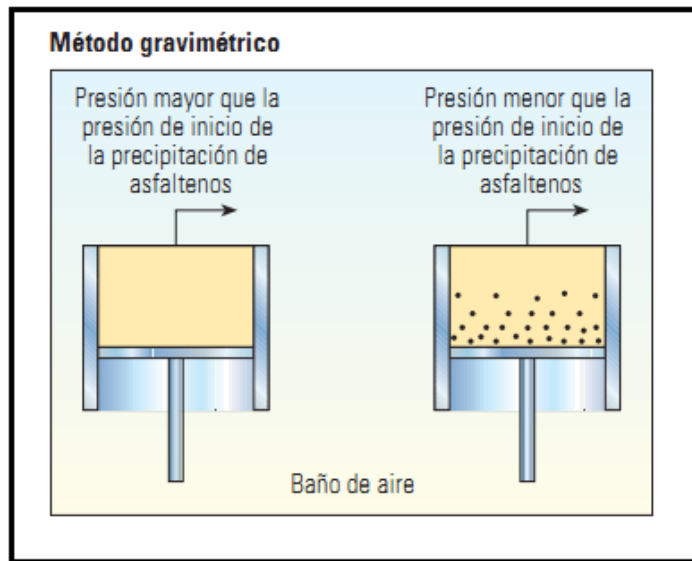
1.4.3 Método Gravimétrico.

Los asfaltenos precipitan y caen en el fondo de una celda PVT (Presión-Volumen-Temperatura). En los pasos de presión seleccionados, las muestras del fluido remanente son analizadas mediante la técnica de fraccionamiento SARA, y muestran una reducción de la concentración de los asfaltenos.

El método provee datos para una gráfica de concentración de asfaltenos en función de la presión, con transiciones que corresponden a los límites superior e inferior de la envolvente de depositación de asfaltenos.

La precisión de este método es limitada por la selección de los incrementos de presión y por la precisión de las mediciones de la concentración de asfaltenos ver en la Figura 12.

Figura 12. Método Gravimétrico



Fuente: A. Jamaluddin, G. Marshal. Los Asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Florida, EUA. Oilfield Review. Octubre 2007.

Para incrementar la precisión se necesitan intervalos pequeños entre las mediciones de presión, por lo que el experimento puede resultar prolongado y requiere volúmenes grandes de fluido de yacimiento. Además, este método puede ser subjetivo en lo que respecta a la estimación de la iniciación de la precipitación de asfaltenos porque el punto de inicio puede perderse si los incrementos de presión son demasiados largos.

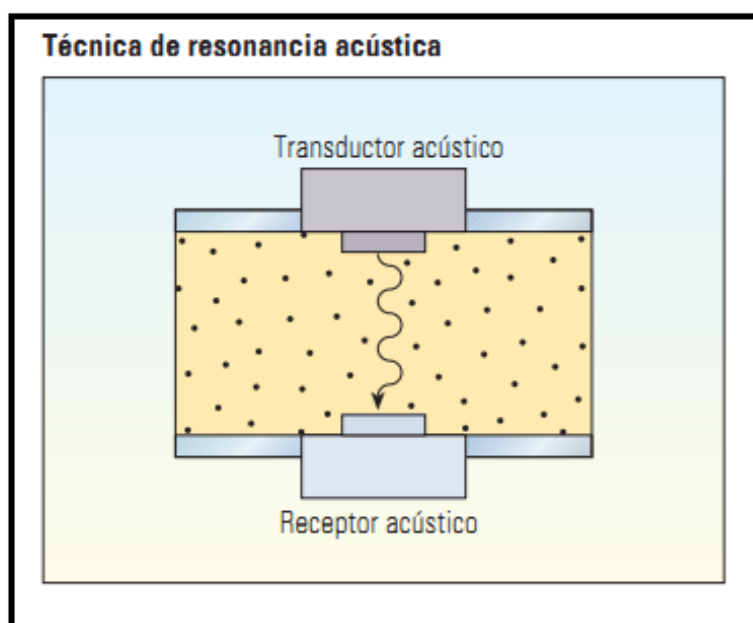
1.4.4 Técnica de Resonancia Acústica.

La técnica de resonancia acústica (ART), mide los cambios producidos en las propiedades acústicas del fluido a medida que los asfaltenos se separan de la solución.

Los sólidos adicionales presentes en la mezcla incrementan la rigidez del sistema. Conforme se reduce la presión, un receptor acústico colocado en un extremo de una celda PVT, detecta la resonancia acústica generada por un transductor acústico colocado en el extremo de la celda ver en la Figura 13.

El sistema acústico posee una precisión de ± 100 psia (0.69 MPa) y requiere solo 10 mL de fluido monofásico del yacimiento. La técnica ART es menos lenta que el método gravimétrico. En cuanto a desventajas, cabe mencionar que los cambios de resonancia detectados con la técnica ART, la presencia de otros sólidos y límites de la fase vapor-líquido podrían causar cambios similares en las propiedades acústicas.

Figura 13. Técnica de Resonancia Acústica



Fuente: A. Jamaluddin, G. Marshal. Los Asfáltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Florida, EUA. Oilfield Review. Octubre 2007.

1.5 MUESTREO DE UN CRUDO PARA REALIZAR PRUEBAS DE ASFALTENOS

Debido a que los operadores de campo no están adecuadamente preparados para enfrentarse a un problema de producción por precipitación de asfaltenos y a que dicho problema puede ocasionar incrementos significativos en los costos de producción, se hace necesario realizar un análisis que incluya la revisión de la presencia y su tendencia a flocular y/ o

precipitar de manera que se pueda prevenir la ocurrencia de un daño a la formación más que remediarlo.

La génesis del problema que causa grandes pérdidas económicas ,comienza cuando se tiene un crudo asfáltico y este sufre algún cambio termodinámico como pueden ser una variación de presión o un cambio de temperatura así como la adición de hidrocarburos livianos CO₂, etc [14]. Sufre también un cambio de potencial eléctrico ya sea aplicado o generado por la corriente de asfaltenos. Entonces se presentan depósitos sólidos de asfaltenos en distintos lugares originando taponamiento al yacimiento, del pozo, de las facilidades de producción y procesamiento, oleoductos, etc. Como consecuencia se generan pérdidas de reservas, reducción de tasas de producción e inyección, costos de tratamiento y remediación, etc.

Para tener una mejor idea de los costos que el problema puede generar se tiene un ejemplo de un pozo que produce en promedio 28.000 BPD. Las perdidas por cierre (planeado o no) durante 5 días teniendo un precio del barril de US\$ 95 serian de US\$ 13.300.000, las pérdidas de producción del pozo durante diez días a razón de solo 3000 BPD serian US\$ 2.850.000, los costos típicos de de un equipo de workover durante diez días a razón de US\$ 30.000/Día serian de US\$ 300.000 y los costos de mantenimiento promedio, limpieza y herramienta son de US\$ 300.000 para un total de costos generados por el problema de asfaltenos de US\$ 16.750.000.

De la formulación anterior se deduce que la estrategia para tratar con asfaltenos es la siguiente: Diagnóstico del problema, prevención y mitigación (si o no es posible prevenir). El análisis debe estar conformado por etapas que incluyan la recolección de información del campo, la toma de la muestra a analizar, la restauración de la muestra, la medición del contenido de asfaltenos y finalmente la elaboración de la envolvente de depositacion soportado con el simulador.

1.5.1 Recopilación de la Información

La recopilación de la información de todos los datos concernientes al yacimiento para tomar las muestras. Además hay cierta información que será de importancia como lo es la presión de burbuja, temperatura del yacimiento, densidad del crudo, gravedad específica, etc. Y en general la información típica recolectada en un análisis PVT. Es importante que toda la información tenga buena representatividad.

1.5.2 Muestreo.

Aunque una muestra de fondo es lo más recomendado, ocasionalmente esta puede no estar disponible y se requerirá tomar una muestra en superficie, seguida de un proceso significativo de restauración.

1.5.2.1 Muestreo en Superficie. Este tipo de muestra es el que requiere mayor restauración para obtener representatividad. Sin la restauración el grado de incertidumbre es considerable y los resultados de laboratorio pueden ser o no válidos. El procedimiento de muestreo es similar al convencional. El procedimiento de restauración de la muestra requiere en algunas circunstancias ser re combinada para representar las condiciones del yacimiento y el GOR reportado por el campo.

1.5.2.2 Muestro de Fondo. Lo mejor sería tomar una muestra de un pozo virgen, acondicionado apropiadamente antes del muestreo, para ello se debe dejar fluir el pozo a un caudal lo suficientemente bajo como para desplazar los contenidos del tubing dos veces. Se debe evitar la floculación de asfaltenos en el tubing para prevenir que éstos entren en la parte superior del muestreador⁴. Es recomendable utilizar un muestreador que mantenga la presión durante el muestreo para evitar floculación de asfaltenos cuando el fluido entre en la recámara.

⁴ Rojas. J & Rodríguez. L. "Determinación de la Envolvente de Deposición de Asfaltenos para un Crudo Colombiano". Universidad Industrial de Santander, 8 de Octubre de 1997.

1.5.3 Medición del Contenido de Asfaltenos

K.J. Leontaritis sugiere el método de medición atmosférico. Para dicho método, debe mezclarse una cantidad conocida de crudo en n-pentano en una relación mayor a 20 cc de n-C5/gr de crudo. Esta mezcla debe agitarse como mínimo una hora. Posteriormente se filtra a través de una membrana de 0.45 micrones, asegurándose de que todos los sólidos sean transferidos a la membrana.

Esta membrana se seca en un horno a una temperatura no mayor a 200 °F. Una vez seca se pesan los sólidos y la membrana. A continuación se hace pasar tolueno caliente a través de la membrana seca hasta que el tolueno salga transparente. El tolueno que salió de la membrana se hace pasar a través de una membrana similar para retener los sólidos en el filtro. Finalmente se evapora la solución que contiene tolueno y los sólidos que quedan son los asfaltenos correspondientes al solvente utilizado n-pentano o n-hexano.

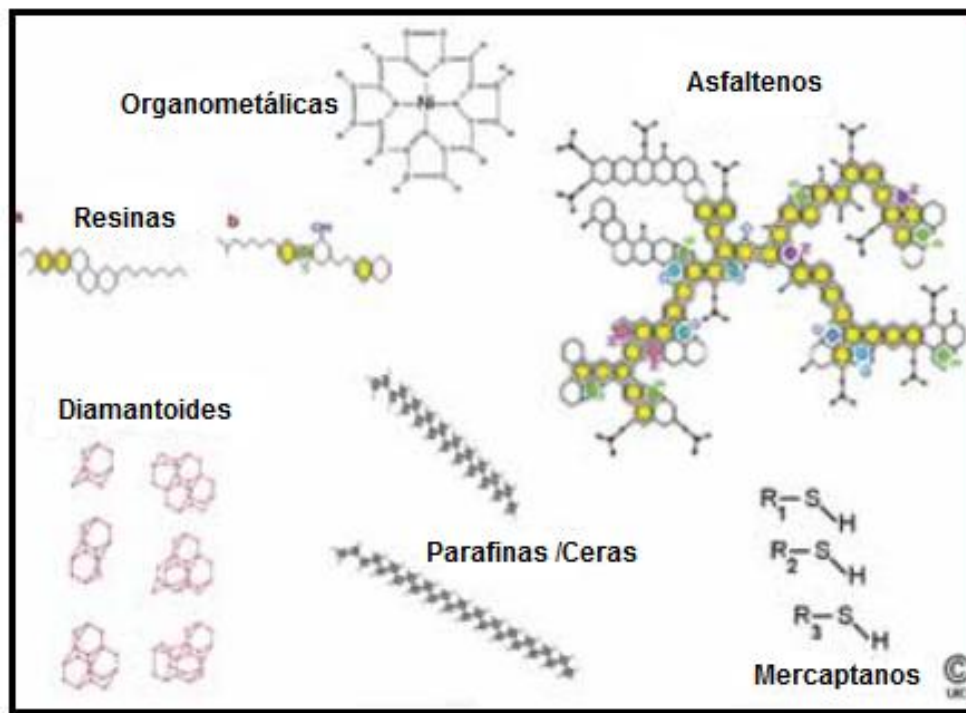
2. REVISIÓN DE LOS MODELOS TERMODINÁMICOS PARA LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

2.1 LA NATURALEZA DE LOS ASFALTENOS

Los fluidos de los yacimientos de petróleo son mezclas de varios componentes, compuestos principalmente de hidrocarburos que pertenecen a una de las siguientes clases (McCain, 1990, Pedersen 1989):

- Parafinas (o alcanos), que consisten en segmentos de cadenas de hidrocarburos ($-\text{CH}_2-\text{CH}_3$) que están conectadas por enlaces simples. El metano (CH_4) es el compuesto más simple y más común en los fluidos de los yacimientos de petróleo.
- Naftenos, Son aquellos hidrocarburos similares a la parafina, pero que contienen una o más estructuras cíclicas.
- Aromáticos, Son aquellos que contiene una o más estructuras de anillos similares al benceno (C_6H_6). Los átomos están unidos por enlaces dobles aromáticos.
- Resinas y asfaltenos, son moléculas grandes que consisten principalmente de hidrógeno y carbono, con una o tres de azufre, oxígeno o átomos de nitrógeno por molécula. La estructura básica está compuesta por anillos, principalmente, compuestos aromáticos, con tres a diez o más anillos por molécula, alguno de estos orgánicos se muestra en la Figura 14.
- Además los hidrocarburos, y los compuestos distintos de los hidrocarburos, tales como el nitrógeno (N_2), dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S) se encuentran a menudo en mezclas de petróleo.

Figura 14. Moléculas Orgánicas que se Depositan en el Crudo



Fuente: Mansoori .G.A. “Remediation of Asphaltene and other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and in Pipelines”, University of illinois.

Los asfaltenos no se disuelven en el petróleo, pero se dispersan como coloides. Las micelas de asfaltenos (agregados) se mantienen en solución por una capa de resinas adsorbidas en su superficie.

Los cambios de presión, temperatura y composición alteran los asfaltenos asociados con resinas y puede provocar su precipitación. Cuando el petróleo se separa en fracciones por destilación, los asfaltenos permanecen en la fracción más pesada, mientras que las resinas se distribuyen a través de las diversas fracciones de acuerdo a la volatilidad.

Los asfaltenos muestran un comportamiento de fases, a ciertas condiciones termodinámicas, denominado floculación. Los puntos de un diagrama de

fases, presión, temperatura, composición en los cuales se presenta floculación conforman una envoltura de depositación de asfaltenos.

2.2 MODELOS TERMODINÁMICOS PARA LA PRECIPITACIÓN DE LOS ASFALTENOS.

Una revisión de diferentes modelos para la precipitación de asfaltenos en la literatura del petróleo se enunciarán a continuación, estos modelos están basados en teorías de partículas de interacción molecular (monómeros, polímeros y coloides) disueltas o suspendidas en el crudo [15].

2.2.1 Modelo Solubilidad.

Como los asfaltenos están solubles en el crudo, estos se pueden precipitar a partir del petróleo mediante la adición de un disolvente, un modelo de solubilidad termodinámico se puede utilizar para describir su comportamiento. Hirschberg (1984) presenta un enfoque que utiliza el modelo de solubilidad de Flory-Huggins (Prausnitz 1986).

En los cálculos de equilibrio vapor-líquido con la EOS Soave-Redlich-Kwong Soave, (1972), primero se realiza la división de una mezcla de petróleo en una fase líquida y una fase de vapor. La fase líquida se divide en dos componentes: uno que corresponde a los asfaltenos y el otro que representa la mezcla de crudo desasfaltado.

Estos dos componentes son para modelar la precipitación y no corresponden a ninguno de los componentes utilizados en la EOS usados en los cálculos de vapor-líquido. También se asume que la precipitación de asfaltenos no afecta el equilibrio líquido-vapor.

A continuación se muestra la ecuación (1) que explica el modelo de solubilidad, teniendo en cuenta la adición de un solvente en la muestra del crudo.

En este modelo, la fracción de volumen máximo, $(\phi_a)_{\max}$ de asfaltenos solubles en el crudo sigue la ecuación:

$$\ln(\phi_a)_{\max} = \frac{v_a}{v_f} \left[1 - \frac{v_f}{v_a} - \frac{v_f}{RT} (\bar{\delta}_a - \bar{\delta}_f)^2 \right] \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

$(\phi_a)_{\max}$ = Volumen máximo de asfaltenos solubles en el crudo.

R = Constante de los gases [8.314 kPa m³/kmol °K].

T = Temperatura [°K].

v_a = Volumen molar de asfaltenos [m³/kmol].

v_f = Volumen molar del petróleo desasfaltado / mezcla del disolvente [m³/Kmol].

δ_a = Parámetro de solubilidad de los asfaltenos [kPa^{1/2}].

δ_f = Parámetro de solubilidad de la mezcla de aceite y disolvente [kPa^{1/2}].

El volumen molar v_f y el parámetro de solubilidad δ_a , del crudo desasfaltado solvente de la mezcla, son calculados a partir de la composición de la fase líquida obtenida por el cálculo de vapor-líquido utilizando la EOS Soave-Redlich-Kwong como se describe por V. Hirschberg (1984).

Los otros dos parámetros, el volumen molar de asfaltenos v_a y el parámetro de solubilidad δ_a de asfaltenos es esencial para el desempeño de este modelo. El volumen molar es dependiente del peso molecular y la densidad. La mayoría de los métodos para la determinación de pesos moleculares ofrecen datos que muestran una dependencia en el efecto

de agregación (Andersen y Speight, 1999), y por lo tanto la solubilidad máxima en la ecuación (1) no se puede calcular con precisión.

El parámetro de solubilidad se puede estimar mediante la medición de asfaltenos en diferentes solventes con una solubilidad en aumento.

El parámetro de solubilidad de los asfaltenos se toma como el de mejor disolvente (Andersen y Speight 1999).

Se encuentra que el parámetro de solubilidad se puede correlacionar como una ecuación (2), lineal con respecto a la temperatura;

$$\delta = a + bT \dots\dots\dots(2)$$

Donde a y b son constantes. El parámetro b es negativo, como el parámetro de solubilidad disminuye al aumentar la temperatura.

Hirschberg (1984), Burke (1990), Novoa y Costain (1990) utilizan este modelo con un grado limitado de éxito. Hirschberg (1984) señala que el modelo de Flory-Huggins no es preciso para asfaltenos y las mejoras son necesarias. Kanakawa (1991) extendió este enfoque al considerar que los asfaltenos son polímeros heterogéneos en lugar de polímeros homogéneos en Hirschberg (1984). Aunque el ajuste mejora con este modelo, el número de parámetros también se incrementa.

2.2.2 Modelo Termodinámico de Micelización.

Pan y Firoozabadi (1998) desarrollaron un marco termodinámico basado en el proceso de micelización y la minimización directa de la energía libre de Gibbs para describir la agregación y precipitación de asfaltenos en los crudos.

El modelo propuesto es capaz de reproducir las tendencias observadas experimentalmente. El esfuerzo de cómputo es más exigente que para otros modelos. Mejoras en el modelo están en curso.

Victorov y Firoozabadi (1996) asumen en su modelo que las micelas asfaltenos-resina están compuestas por n_1 moléculas de asfaltenos agregadas formando un núcleo micelar, y n_2 moléculas de resina bipolar que se adhieren a la superficie del núcleo.

Las ecuaciones de balance de materia para este caso, micelas monodispersas están dadas por (Victorov y Firoozabadi 1996):

$$N_a = N_{a1} + n_1 N_m(n_1, n_2) \dots \dots \dots (3)$$

$$N_r = N_{r1} + n_2 N_m(n_1, n_2) \dots \dots \dots (4)$$

Con la precipitación de la fase de asfaltenos, las ecuaciones de balance de materia deberá incluir la cantidad de precipitado. Si la fase precipitada (Fase Y) sólo contiene asfalto puro, la ecuación (3) resulta ser (Victorov y Firoozabadi 1996):

$$N_a = N_{a1} + N_a^Y + n_1 N_m(n_1, n_2) \dots \dots \dots (5)$$

En las ecuaciones descritas anteriormente, N_a y N_r son el número de moléculas de asfaltenos y resinas en crudo. N_{a1} y N_{r1} son el número de asfaltenos y resinas de especies monoméricas, $N_m(n_1, n_2)$ es el número de micelas que contienen n_1 moléculas de asfaltenos y n_2 moléculas de resinas.

Las ecuaciones de equilibrio monómero-micelar que rigen el proceso de agregación son las siguientes:

El potencial químico de las micelas (Victorov y Firoozabadi 1996; Victorov y Smirnova 1998)

$$\mu_m = n_1 \mu_{a1} + n_2 \mu_{r1} \dots \dots \dots (6)$$

Resina monoméricas y Potenciales químicos de asfáltenos monoméricos (Victorov y Firoozabadi 1996):

$$\mu_{a1} = \mu_{a1}^* + kT \ln X_{a1} \dots \dots \dots (7)$$

$$\mu_{r1} = \mu_{r1}^* + kT \ln X_{r1} \dots \dots \dots (8)$$

$$\mu_m = G_M^\infty + kT \ln X_m \dots \dots \dots (9)$$

En las ecuaciones descritas anteriormente, X_i es la fracción molar de la especie i , $\mu_{a1} = \mu_{a1}^*$ y G_M^∞ son los potenciales químicos estándar. Las ecuaciones (7), (8) y (9) tomadas por (Victorov y Firoozabadi 1996; Victorov y Smirnova 1998,1999):

$$X_m = X_{a1}^{n1} X_{r1}^{n2} \exp(\Delta G_M^\infty / kT) \dots \dots \dots (10)$$

En el cual.

$$\Delta G_M^\infty = n_1 \mu_{a1}^* + n_2 \mu_{r1}^* - G_M^\infty \dots \dots \dots (11)$$

En la energía libre de micelización estándar de Gibbs, se representa la diferencia de energía libre estándar entre todos los asfáltenos y resinas presentes en las moléculas de una micela.

La energía libre de micelización estándar de Gibbs, ΔG_M^∞ representa diferentes características del proceso de formación de micelas.

Estas características han sido representadas en trabajos anteriores (Victorov y Firoozabadi 1996; Victorov y Smirnova 1999) Como el resultado final, ΔG_M^∞ se puede calcular a partir de (Victorov y Firoozabadi 1996; Victorov y Smirnova, 1998).

$$\frac{\Delta G_M^\infty}{RT} = n_2 f(\theta) - n_1 \ln X_{a1}^{ons} \dots\dots\dots (12)$$

$$f(\theta) = \ln(1 - \theta) + \frac{\Delta U_r}{RT} - \frac{\sigma_0 a(1-\theta)}{RT\theta} \dots\dots\dots (13)$$

θ , la fracción del núcleo micelar cubiertas por resinas, se puede calcular a partir de (Victorov y Firoozabadi 1996; Victorov y Smirnova 1998):

$$\ln \left(\frac{X_{a1}}{X_{r1} X_{a1}^{ons}} \right) - \frac{\Delta U_r}{RT} - \frac{\sigma_0 a}{RT} (1 + b) = \ln(1 - \theta) - \frac{\theta}{1-\theta} (1 + \theta b) \dots\dots\dots (14)$$

Donde:

$$b = \frac{V_a}{a} \left(\frac{8\pi}{a n_2^s} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (15)$$

En las ecuaciones descritas anteriormente, ΔU_r es la energía de desorción por molécula de resina; σ_0 es la tensión interfacial entre la micela y el fluido de petróleo a cero adsorción de resinas en una micela; a es el área superficial de una de resina encabezada por una molécula polar; V_a es el volumen molecular de asfaltenos; n_2^s es el número máximo de las moléculas de resina que se pueden acomodar en las superficies planas de un núcleo micelar.

X_{a1}^{ons} es la concentración de monómeros de asfaltenos en el crudo en equilibrio con el sólido puro de la fase de asfaltenos (Victorov y Firoozabadi 1996). Este último parámetro es característico de un crudo dado y se ajusta a partir de datos experimentales sobre la precipitación de asfaltenos para cada mezcla individual de crudo.

Teniendo X_{a10}^{ons} como una condición de referencia, X_{a1}^{ons} se puede calcular otras condiciones mediante el uso de una EOS (La EOS-PR es utilizada) de las ecuaciones (20) y (21) (Victorov y Firoozabadi 1996; Victorov y Smirnova 1998):

$$X_{a1}^{ons}(T, P, ratio) = X_{a10}^{ons}(T, P, ratio = 0) \frac{\phi_{a10}^{\beta}(T, P, ratio=0)}{\phi_{a1}^{\beta}(T, P, ratio)} \dots \dots \dots (16)$$

Donde ϕ_{a1}^{β} es el coeficiente de fugacidad de las especies monoméricas de asfaltenos en el fluido de petróleo y β es la relación de dilución.

$$X_{a1}^{ons}(P) = X_{a10}^{ons}(P) \frac{\phi_{a10}^{\beta}(T, P, x)P}{\phi_{a1}^{\beta}(T, P, x)P'} \exp\left(\frac{v_a(P'-P)}{RT}\right) \dots \dots \dots (17)$$

Donde X es la composición a P.

2.2.3 Modelo Sólido

El modelo más simple de asfaltenos precipitados es el modelo sólido de un sólo componente que fue juzgado por Gupta (1896) y Thomas (1992). El precipitado de asfaltenos es representado como un sólido puro, mientras que las fases de petróleo y el gas son modeladas con una EOS cúbica.

La fugacidad del sólido puro está dado por:

$$\ln f = \ln f_s^* + V_s(P_1 - P^*)/RT \dots \dots \dots (18)$$

Thomas (1992) obtuvo buenos resultados con la ecuación (18) y el modelo presentado y empírico de f_s que es una función de la presión, temperatura y composición global. Este modelo tiene un gran número de parámetros que deben ser ajustados a fin de coincidir con los datos experimentales. El uso de la composición global crea dificultades conceptuales, como líquidos con composiciones globales diferentes pueden tener el mismo líquido, al igual que composiciones de sólido y vapor. Thomas (1992) también investigó la representación de los asfaltenos precipitados como varios componentes sólidos. Se utilizó el modelo de líquido-sólido de Won (1986) que fue desarrollado para los asfaltenos.

Thomas (1992) reportó algún éxito con este modelo y las áreas identificadas para mejorar en particular, el comportamiento en el aumento de la concentración de disolvente.

Chung (1992) y MacMillan (1995) también utilizaron este modelo de varios componentes sólidos para que coincida con los datos experimentales.

La desventaja de usar una representación de varios componentes sólidos de los precipitados es el gran número de parámetros que deben ser especificados.

2.2.3.1 Modelo de Precipitación Asfaltenos de Nghiem. El modelo de asfaltenos como un sólido Puro (Modelo de Nghiem) ha sido desarrollado para describir la fase del fluido y el Comportamiento de la precipitación de asfaltenos del crudo durante la producción natural. La fase del fluido se modela con la ecuación de Estado de Peng-Robinson, mientras que el precipitado de la fase sólida se representa como un componente puro y

una ecuación adicional se utiliza para el modelado de la fugacidad del componente de asfaltenos en la fase sólida.

El modelo termodinámico para el componente de asfaltenos, el algoritmo de flash, y la aplicación del modelo para la precipitación de asfaltenos debido al agotamiento de la presión del yacimiento son dados por Nghiem y Coombe.

2.2.3.2 Modelo del Comportamiento de Fases del Fluido. La fracción C7+ debe ser calculada y dividida hasta el C31+. Utilizando y definiendo el peso molecular y la gravedad específica de este componente. En la fracción C7+ se agrupan en 4 pseudo-componentes, y las correlaciones de las propiedades críticas de Lee-Kesler deben ser usadas.

Sucesivamente se procede a realizar un agrupamiento de las fracciones más pesadas del caso en estudio, este procedimiento es conocido como "Lumping".

El modelo estará listo para ser modificado para la predicción de la precipitación de asfaltenos.

Este modelo con la EOS corresponde a las pruebas con datos experimentales.

Los datos experimentales son ajustados mediante los parámetros de interacción binaria entre componentes que son calculados de acuerdo a las correlaciones Alcano-Alcano ecuación (19), basados en las relaciones críticas del volumen molar para cada parámetro interacción binaria sugerida por Chueh y Prausnitz (1967).

La correlación se expresa como:

$$d_{ij} = 1 - \left[\frac{2V_{ci}^{1/6} V_{cj}^{1/6}}{V_{ci}^{1/3} + V_{cj}^{1/3}} \right]^\theta \dots\dots\dots (19)$$

Donde, V_{ci} y V_{cj} ($m^3/kmol$) son los volúmenes críticos de los componentes y el parámetro θ (adimensional) se varía durante la regresión para reducir la diferencia entre la presión de saturación calculada y la experimental; d_{ij} son los coeficientes de iteración específicos entre el componente i, j (adimensional).

El parámetro de cambios de volumen de los pseudo componentes pesados (volume shift- Parameter) fue entonces ajustado a la gravedad °API del Stock Tank Oíl; debido a que la predicción volumétrica, especialmente para el líquido no es exacta.

Peneloux (1982) y Jhaveri y Youngren (1988) discutieron el uso de los parámetros de cambios de volumen (Volume shift Parameter) para mejorar la predicción del volumen y la densidad con la ecuación (20).

El volumen corregido para la fase k se expresa como:

$$V_K^s = V_K - \sum_{i=1} y_{ik} s_i b_i \dots\dots\dots (20)$$

Dónde b_i es el parámetro de repulsión para el componente i, S_i es el parámetro de cambio de volumen del componente i, (Volumen Shift-Parameter),

V_k es el volumen molar para la fase k de la EOS, sin el Volumen Shift-Parameter y V_k^s es el volumen molar corregido para la fase k.

Para modelar la precipitación de asfaltenos en un fluido en la formación a ciertas condiciones de temperatura y presión, el cálculo del equilibrio líquido-vapor del fluido del yacimiento se realiza primero mediante una

ecuación cúbica de estado (EOS), para obtener la composición y propiedades de los fluidos de la fase líquida en equilibrio. El Simulador de CMG utiliza la ecuación de Estado de Peng-Robinson para realizar cálculos de equilibrio de fases [16].

2.2.3.3 Bases del Modelo de Precipitación de Asfaltenos. Se supone que todos los asfaltenos existen dentro de la fracción más pesada (C31+) del líquido. La fracción más pesada (C31+) del modelo, es dividida en un componente no precipitante (C31A+) y un componente que precipita (C31B+). Estos dos componentes tienen las mismas propiedades y factores críticos acéntricos. Pero pueden tener diferentes parámetros de interacción binaria con los componentes más ligeros.

La fracción molar Z_{C31B+} del componente de asfaltenos en el petróleo crudo se calcula a partir de la ecuación (21):

$$Z_{C31B+} = W_{Asph} MW_{Oil} / MW_{C31B+} \dots \dots \dots (21)$$

Donde W_{Asph} es el contenido de asfaltenos en el tanque.

MW_{Oil} es el peso molecular del crudo y MW_{C31B+} el peso molecular del componente C31B+.

La forma general de la ecuación de fugacidad del componente de los Asfaltenos en la fase sólida se deriva de la ecuación (22) de solubilidad:

$$\ln f_s = \ln f_s^* + \frac{V_s}{R} \left[\frac{p - p_{tp}}{T} - \frac{p^* - p_{tp}}{T^*} \right] - \frac{\Delta H_{tp}}{R} \left[\frac{1}{T} - \frac{1}{T^*} \right] - \frac{\Delta C_p}{R} \left[\ln \left(\frac{T^*}{T} \right) - T_{tp} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T^*} \right) \right] \dots (22)$$

Donde, el subíndice t_p se refiere al punto triple, y el subíndice * se refiere a una condición de referencia, f_s es la fugacidad del componente de asfaltenos en la fase sólida, V_s es el volumen molar del sólido, ΔH es el

calor de fusión del sólido y ΔC_p es la diferencia de capacidad de calor entre el sólido y líquido.

La temperatura localizada entre el punto triple se supone igual la temperatura atmosférica de la fusión, y se calcula teniendo en cuenta una correlación de Won. La presión del punto triple de los componentes pesados es baja y puede suponerse igual a cero para los asfaltenos. Para el modelado de la precipitación de asfaltenos debido al agotamiento de presión y a la temperatura del yacimiento, la forma isotérmica de la ecuación de fugacidad del componente de asfaltenos en fase sólida se utiliza de la siguiente manera:

$$\ln f = \ln f_s^* + V_s(P_1 - P^*)/RT \dots\dots\dots (23)$$

La fugacidad de referencia f_s es igual a la fugacidad del componente de asfaltenos en la fase líquida a partir de la ecuación de estado dada a una presión y temperatura de inicio de los datos experimentales.

V_s es el Volumen molar del sólido que es ligeramente más liviano que el volumen molar del componente de precipitación pronosticados por la ecuación de estado.

El volumen molar se puede ajustar para que coincida con el comportamiento de la precipitación de asfaltenos por encima de la presión del punto de burbuja y por debajo de ella para influir en el comportamiento del modelo, los parámetros de las interacciones entre el componente de asfaltenos y los productos finales ligeros del petróleo deben ser ajustados.

Para modelar el efecto de la temperatura en la precipitación de asfaltenos, la fugacidad de referencia para el volumen molar de sólidos se especifica como para el modelo isotérmico. Una presión de inicio en segundo lugar, a

una temperatura diferente a la temperatura de referencia, se utiliza para determinar el valor del calor de fusión⁵.

La diferencia entre la capacidad calorífica del sólido y el líquido puede ser igual a cero, como se hace comúnmente con los modelos de solubilidad sólida. Si los datos adicionales de presión de inicio están disponibles, la diferencia de capacidad calorífica puede ser ajustada para que coincida con los datos.

2.2.3.4 Demostración de la Ecuación de Fugacidad del Sólido de Nghiem. La ecuación general que relaciona la fugacidad del sólido y la fugacidad del líquido de un componente puro es.

$$\ln f_s(p, T) = \ln f_l(p, T) - \frac{\Delta H_f}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_f} \right) - \frac{\Delta C_p}{R} \left[\ln \left(\frac{T_f}{T} \right) - \left(1 - \frac{T_f}{T} \right) \right] + \frac{1}{RT} \int_{p_f}^p (v_s - v_l) dP$$

..... (24)

Donde:

f_s =fugacidad del sólido.

f_l =fugacidad del líquido.

p_f =Presión a la temperatura en el punto de fusión.

T_f = temperatura en el punto de fusión.

V_l = Volumen molar del líquido.

V_s = Volumen molar del sólido.

ΔC_p = Capacidad calórica de la fusión (cal/mol °K).

ΔH_f = Entalpia en el punto de fusión (cal/mol °K).

A partir de la ecuación (24), la fugacidad del sólido a (p, T) es relacionada con la fugacidad del sólido a una condición de referencia (p^*, T^*) como se expresa a través de la ecuación (25):

⁵ Asakereh. A & Baghias .F (2009). "Asphaltene Precipitation Model Study on a Mexican Reservoir Live Oil Sample Due to Natural Production". University of petroleum Engineering, Omidieh, Iran.

$$\ln f_s(p, T) - \ln f_s(p^*, T^*) = \ln f_l(p, T) - \ln f_l(p^*, T^*) \frac{\Delta H_f}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T^*} \right) - \frac{\Delta C_p}{R} \left[\ln \left(\frac{T^*}{T} \right) - T_f \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T^*} \right) \right] + \frac{1}{RT} \int_{p_f}^p (v_s - v_l) dP - \frac{1}{RT^*} \int_{p_f}^{p^*} (v_s - v_l)_{T^*} dP \dots (25)$$

La entalpia en el punto de fusión ΔH_f , la Capacidad calórica de la fusión ΔC_p , son tomadas como parámetros de ajuste.

La fugacidad del asfalteno líquido puro f_l , el volumen molar líquido V_l pueden ser calculados a partir de la EOS. El valor de p_f corresponde a la presión atmosférica.

La temperatura en el punto de fusión puede ser estimada desde la correlación de Won ecuación (26).

$$T_f = 374.5 + 0.02617M_s - 20172/M_s \dots \dots \dots (26)$$

Donde M_s es el peso molecular del componente de asfaltenos.

El volumen sólido molar V_s es escogido para el cierre del volumen molar líquido V_l . Cuando cambia la temperatura, este es asumido como la diferencia $V_s - V_l$ que permanece constante. Con estas suposiciones la ecuación (25) concede los cálculos de f_s a (p, T) a partir de (p^*, T^*) . Si las temperaturas son mezcladas a T (condiciones isotérmicas), la ecuación (25) llega a ser.

$$\ln f_s(p, T) - \ln f_s(p^*, T) = \ln f_l(p, T) - \ln f_l(p^*, T) + \frac{1}{RT} \int_{p^*}^p (v_s) dP - \frac{1}{RT} \int_{p^*}^p (v_l) dP \dots \dots \dots (27)$$

Para condiciones termodinámicas, se tiene la siguiente igualdad.

$$\ln f_l(p, T) - \ln f_l(p^*, T) = \frac{1}{RT} \int_{p^*}^p (v_l) dP \dots \dots \dots (28)$$

Sustituyendo la ecuación (28) en la ecuación (27) y asumiendo que V_s no varía con la presión se tiene:

$$\ln f_s(p, T) = \ln f_s^* + \frac{V_s(p-p^*)}{RT} \dots \dots \dots (29)$$

Con

$$f_s^* = f_s(p^*, T) \dots \dots \dots (30)$$

El cálculo del equilibrio de las fases consiste en resolver las siguientes ecuaciones:

$$\ln f_{ig} = \ln f_{io}; \quad i = 1, \dots, n_c \dots \dots \dots (31)$$

$$\ln f_{nco} = \ln f_s \dots \dots \dots (32)$$

Donde n_c representa el número de componentes y el orden del componente de asfalto. Las fugacidades de los componentes en las fases de crudo f_{io} y gas f_{ig} son calculadas a partir de la EOS de Peng–Robinson.

$$\ln f_{ij} = \ln f_{ij}^0 + \frac{s_i b_i P}{RT}; \quad i = 1, \dots, n_c; \quad j = o, g \dots \dots \dots (33)$$

f_{ij} = Fugacidad Componente i en la fase j con volumen Shift [kPa].

f_{ij}^0 = Fugacidad del componente i en la fase j sin volumen Shift [kPa].

s_i = Parámetro dimensional del volumen Shift.

b_i = Parámetro de la EOS para el componente i, j .

$$b_i = \frac{\Omega_b RT_{ci}}{P_{ci}} \dots \dots \dots (34)$$

Donde:

P_{ci} = Presión Crítica del Componente i [kPa].

T_{ci} = Temperatura crítica del componente i [°K].

Ω_b = Parámetros dimensionales de la EOS.

Volumen Molar de la fase j con volumen Shift:

$$v_j = v_j^0 + \sum_{i=1}^{n_c} y_{ij} s_i b_i; \quad j = o, g \dots \dots \dots (35)$$

Donde v_j^0 es el volumen molar de la EOS sin volumen Shift.

2.2.3.5 Ecuación Cúbica General de Estado (EOS). La Ecuación Cúbica General de Estado ha sido ampliamente aceptada en la industria por su simplicidad y su habilidad para predecir con exactitud las fases de Crudo y Gas del sistema. Existen muchas EOS aprovechables en la literatura (Danesh, 1998); muchas de ellas puede ser representadas por la ecuación (36):

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{(v+\delta_1 b)(v+\delta_2 b)} \dots \dots \dots (36)$$

Donde a es el Parámetro de interacción, b es el Parámetro de repulsión, para mezclas estos parámetros son dados por reglas de mezcla, ecuaciones (37) y (38).

$$a = \sum_{i=1}^{n_c} \sum_{k=1}^{n_c} y_i y_k a_{ik} \dots \dots \dots (37)$$

$$b = \sum_{i=1}^{n_c} y_i b_i \dots \dots \dots (38)$$

Los Valores de a_{ik} son obtenidos a partir de la ecuación (39):

$$a_{ik} = \sqrt{a_i} \sqrt{a_k} (1 - d_{ik}) \dots \dots \dots (39)$$

Donde d_{ik} son los coeficientes de interacción entre los componentes i y k , del componente puro; a_i y b_i son expresados en términos de propiedades críticas P_c , T_c y factor acéntrico ω , ecuaciones (40) y (41).

$$a_i = \frac{\Omega_a R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}} \left[1 + m_i \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_{ci}}} \right) \right]^2 \dots\dots\dots (40)$$

$$b_i = \frac{\Omega_b R T_{ci}}{P_{ci}} \dots\dots\dots (41)$$

Donde Ω_a y Ω_b son constantes determinadas a partir de las condiciones del componente puro.

Para Peng Robinson (PR), (Peng y Robinson, 1976) y Soave-Redlich-Kwong (SRK) (Soave, 1972) Las constantes de la EOS son:

EOS	δ_1	δ_2	Ω_a	Ω_b	m_i
SRK	1	0	0.42748	0.08664	$0.480 + 1.574\omega_i - \omega_i^2$
PR	$1 + \sqrt{2}$	$1 - \sqrt{2}$	0.45724	0.07780	$0.37464 + 1.54226\omega_i - 0.26992\omega_i^2$

Los coeficientes de interacción en el hidrocarburo y componentes del hidrocarburo son calculados a partir de la ecuación (42):

$$d_{ij} = \left(\frac{2v_{ci}^{1/6} v_{cj}^{1/6}}{v_{ci}^{1/3} + v_{cj}^{1/3}} \right)^\theta \dots\dots\dots (42)$$

Donde, v_{ci} y v_{cj} ($m^3/kmol$) son los volúmenes críticos de los componentes y el parámetro θ (adimensional) se varía durante la regresión para reducir la diferencia entre la presión de saturación calculada y la experimental; d_{ij} son los coeficientes de interacción entre el componente i y el j (adimensional).

2.3 SELECCIÓN DEL MODELO TERMODINÁMICO

Los modelos revisados de Solubilidad, Micelización termodinámica, se basan en coeficientes de actividad (Prausnitz et al 1986), mientras que el modelo sólido se basa en fugacidades. El modelo sólido utiliza los mismos componentes que se utilizan en la EOS para el modelado de las fases del petróleo y gas. En el modelo de solubilidad un acercamiento en el coeficiente de actividad de un cálculo flash para las dos fases petróleo y de gas son primeramente desarrollado.

La fase de crudo se divide con sus diferentes componentes para el modelado de la precipitación de asfaltenos. En Hirschberg et al (1984), una aproximación de la fase del crudo, es dividida en dos componentes: uno en representación de los asfaltenos y el otro componente que representa el crudo desasfaltado.

El modelo micelización termodinámico (Pan y Firoozabadi, 1998) usa componentes adicionales para representar las micelas y las resinas. Aunque la precipitación afecta el equilibrio entre los sistemas de petróleo y gas, la aproximación del coeficiente de actividad pasa por alto esta dependencia, ya que no hay relación entre los componentes de la EOS para las fases de crudo y gas, y los coeficientes de actividad de los componentes.

Esta suposición puede introducir errores en los cálculos del comportamiento de las fases gas-petróleo, como en los componentes pesados, como los son asfaltenos que tienen un efecto importante sobre la presión de saturación.

Hirschberg (1984) reconoce que su modelo de solubilidad está basado en la solución de polímeros de Flory-Huggins que no es exacta, y que un método basado en el cálculo de tres fases, crudo, gas y precipitados de asfaltenos sería más ventajoso.

El objetivo de la aproximación de los coeficientes de actividades propuestos en la literatura es modelar el comportamiento de fase de la precipitación de asfaltenos solamente. No se piensa acerca de su inclusión en un simulador composicional para modelar el aspecto dinámico de la precipitación de asfaltenos. El uso de los coeficientes de actividad presenta dificultades conceptuales en la aplicación de los cálculos de asfaltenos en el comportamiento de fases en un simulador composicional.

Se necesita que el simulador resuelva las ecuaciones de flujo para múltiples fases y de varios componentes, junto con las ecuaciones de equilibrio de fases y las ecuaciones para la depositación de sólidos y de entrapamiento. Es esencial que en los mismos componentes se utilicen las ecuaciones de flujo, las ecuaciones de equilibrio, las ecuaciones de depositación y taponamiento o entrapamiento del sólido en el medio poroso, que no llega al caso si los modelos de coeficientes de actividad se utilizan.

El modelo sólido es más ventajoso en este aspecto, ya que utiliza los mismos componentes que la EOS. Otro aspecto importante del modelo sólido se ve en su eficiencia computacional. Como los cálculos de equilibrio vapor-líquido-sólido se realizan muchas veces durante una simulación composicional, el modelo sólido puro es muy atractivo desde el punto de vista computacional. La discusión anterior favorece la aproximación de modelo sólido. Si el objetivo es incorporar también el modelo termodinámico en un simulador composicional.

Se intenta modelar el asfalteno precipitado como un sólido puro que no había tenido éxito en el pasado (Thomas 1992). Una de las contribuciones importantes de este proyecto es la caracterización de los componentes de asfaltenos, que son cruciales para hacer el trabajo del modelo sólido puro. Esta caracterización permite el posterior manejo de un simulador composicional para la precipitación de asfaltenos. Sin este primer paso importante, la ejecución del simulador composicional no habría sido posible [17]. Un resumen de lo mencionado anteriormente se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Selección del Modelo Termodinámico.

DETALLES DE LOS MODELOS	MODELO SOLUBILIDAD	MODELO MICELIZACIÓN	MODELO SOLIDO DE NGHIEM
Basados en	Coeficientes de Actividad	Coeficientes de Actividad	Fugacidades
Cálculos utilizados para el Modelo de fases	Un Acercamiento en el coeficiente de Actividad de un Cálculo Flash para las fases de Crudo y Gas. La fase de crudo es dividida en dos componentes: los asfaltenos y el otro componente para el desasfaltado.	No existe una relación entre algunos componentes de la EOS para las fases de crudo y gas, se utiliza Componentes adicionales para representar las micelas y las resinas.	Una Ecuación de Estado (EOS) de Peng-Robinson Para las fases de Crudo y Gas. La fracción pesada se divide en un componente no precipitante (C31A +) y un Componente que precipita (C31B +).
Ventajas y desventajas de los modelos	Este modelo presenta algunas desventajas para la simulación de las fases : Introduce errores en los cálculos de las fases gas - petróleo, y los asfaltenos que tienen un efecto importante sobre la presión de saturación El uso de los coeficientes de actividad presenta varias dificultades conceptuales en la aplicación de los cálculos para los asfaltenos en el comportamiento de fases simulado.	Este modelo presenta las siguientes desventajas : Se reconoce que el modelo de solubilidad está basado en la solución de los polímeros de Flory-Huggins y no es exacta. No se utiliza su inclusión en un simulador composicional para modelar el correcto aspecto dinámico de la precipitación de asfaltenos.	El modelo de Nghiem es ideal para el modelado de la precipitación, entonces a continuación algunas ventajas: Una de las ventajas de modelo de Nghiem es que es aplicado en un simulador que resuelva las ecuaciones de flujo para múltiples fases. También para varios componentes, junto con las ecuaciones de equilibrio de fases y las ecuaciones para la depositación de sólidos y de entrapamiento del sólido en el medio poroso.

Fuente: Autores del proyecto.

3. SIMULACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

A continuación varios Casos de Campos petroleros con problemas de asfaltenos a nivel mundial se han modelado y comparado con los resultados de sus respectivas pruebas experimentales, para ello se utilizó un simulador composicional CMG que implementa el modelo de Nghiem; éste predice la precipitación durante la producción natural del yacimiento hasta la depleción de mismo y por último se genera la respectiva envolvente de depositación (ADE). El cual da una información valiosa sobre las condiciones de precipitación.

3.1 CASOS BASE DE CONDICIONES DE PRECIPITACIÓN CERCANAS A LA CARA DEL POZO Y FACILIDADES DE SUPERFICIE

Para esta simulación se utilizaron las pruebas experimentales de precipitación de asfaltenos y presiones de inicio de los yacimientos Árabe ,Medio Oriente y Mexicano que presentan serios problemas de depositación a condiciones de superficie, además la respectiva composición del crudo, gravedad °API, Análisis Sara , condiciones de yacimiento (P, T) y presión de saturación.

3.1.1 Yacimiento Árabe

Se describe un procedimiento para ajustar los datos PVT de un crudo típico que presenta precipitación de Asfaltenos. Un modelo sólido es usado para modelar el precipitado, los parámetros del sólido son ajustados con los datos experimentales de precipitación [18].

También se puede concluir a partir de los resultados que se tienen, que no ocurre precipitación a la temperatura de yacimiento 218,3 °F, la precipitación aumenta en wt% peso a temperaturas menores a las del yacimiento.

Los datos experimentales de presiones de inicio en la precipitación, a diferentes temperaturas se muestran en la Tabla 2. Las propiedades físicas del crudo en la Tabla 3 y los resultados obtenidos en la simulación Tabla 4.

Tabla 2. Presiones de Inicio Experimentales de la Precipitación de Asfaltenos a diferentes Temperaturas Yacimiento Árabe.

Temperatura (°F)	Presiones de Inicio (Psia)
100	7690
120	7230
170	4360
190	3500

Tabla 3. Propiedades Físicas de la Fracción del Crudo Árabe.

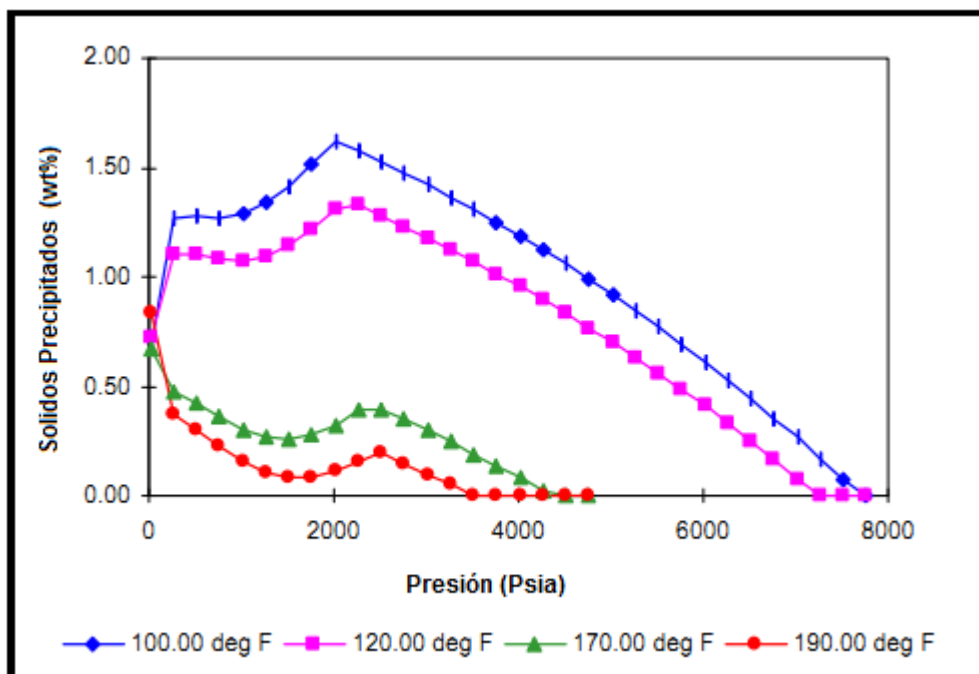
Fracción	Peso Molecular	Gravedad Específica
Crudo Vivo	122,4	0,77472
C6+	231,5	0,86767
C7+	239,6	0,87220
C30+	580	0,96434

Tabla 4. Resultados Obtenidos Mediante las Regresiones Crudo Árabe.

Resultados de la Regresión	Experimental	Calculado	
Presión de saturación a 218,3° F (Psia)	2560	2558	
Presión de saturación a 100 °F (Psia)	2000	2003	
GOR en el Separador(Scf/bbl)	516	509	
Factor Volumétrico de Formación en el Separador	1,306	1,309	
Gravedad API en el Stock Tank Oil	32	32,2	
Densidad Residual Liberación Diferencial (g/cm3)	0,876	0,874	
Parámetros del Modelo Solido	Vs(L/mol)	ΔC_p (Cal/mol K)	ΔH_{tp} (Cal/mol)
Usando Dos puntos de Inicio	0,59	0,0	43166
Usando Tres puntos de Inicio	0,59	13,4	42895

Fuente: Tablas (2, 3,4): Bruce F. & Nghiem. Modelling Phase Behaviour including the effect of Pressure and Temperature on Asphaltene Precipitation. Paper 64465.

Figura 15. Curvas de Precipitación de Asfaltenos Yacimiento Árabe Simuladas sin Ajustar.

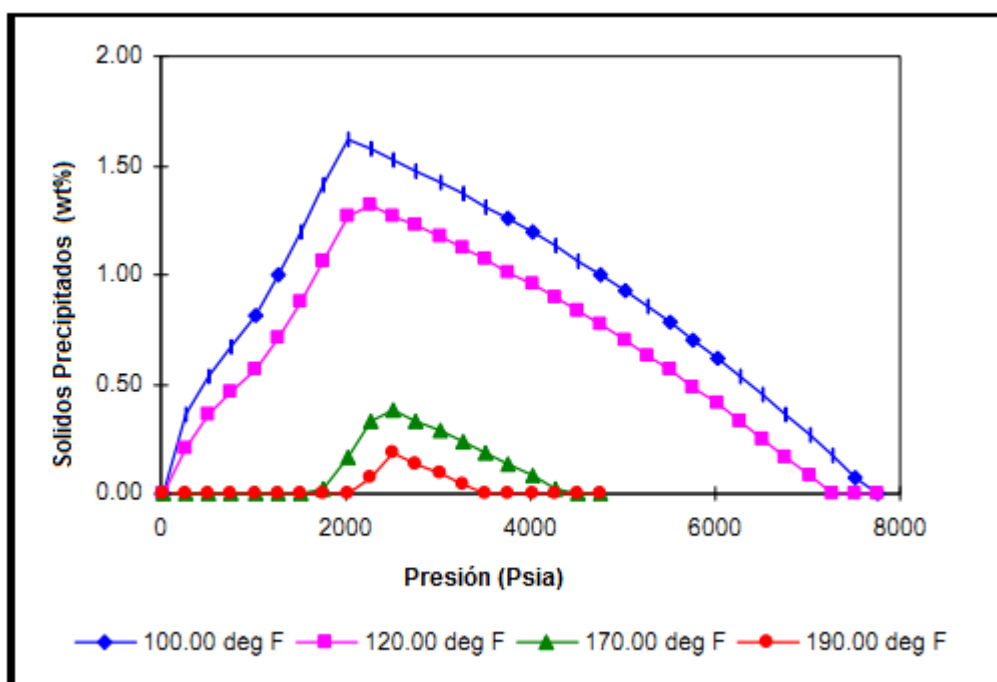


Fuente: Bruce F. & Nghiem. Modelling Phase Behaviour including the effect of Pressure and Temperature on Asphaltene Precipitation. Paper 64465.

La Figura 15 muestra las curvas de precipitación del modelo de Nghiem para un crudo Árabe, las cuales necesitan ser ajustadas, ya sea cambiando el volumen molar o a través de los coeficientes de iteración binaria, para lograr el comportamiento esperado y el ajuste correcto con los datos experimentales.

EL modelado se ha realizado para cuatro temperaturas 100 °F, 120 °F, 170 °F, y 190 °F, de las cuales se ha observado que a la temperatura de 100 °F, ocurre la mayor precipitación con 1,6 wt% en peso de precipitados, esto quiere decir que a condiciones de operación, menor temperatura y menor presión, está ocurriendo mayor depositación, entonces la envolvente ADE se dirigirá hacia la izquierda.

Figura 16. Curvas de Precipitación de Asfaltenos Yacimiento Árabe Simulada con Ajuste Forma AOP.

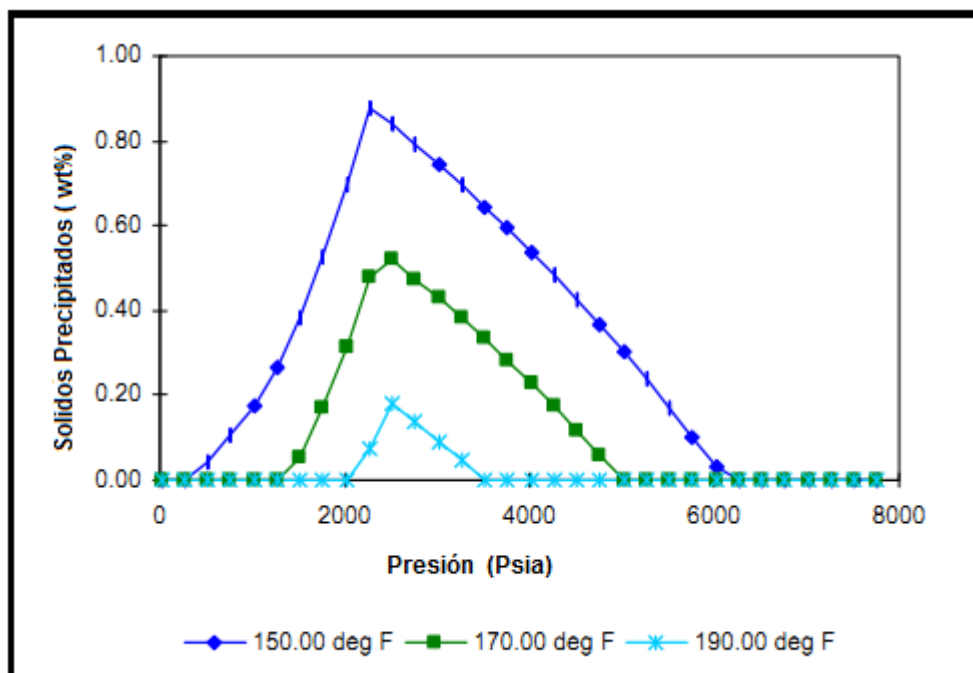


Fuente: Bruce F. & Nghiem. Modelling Phase Behaviour including the effect of Pressure and Temperature on Asphaltene Precipitation. Paper 64465.

En la Figura 16 se logra ajustar el modelo para diferentes temperaturas, corregir el volumen molar y los coeficientes de iteración binaria de tal forma que se ajuste correctamente a los datos experimentales. Es importante realizar este ajuste, ya que sin éste no existe representatividad en los resultados generados durante la simulación y por lo tanto se lograría reproducir acertadamente la cantidad de precipitados obtenidos a partir de las pruebas experimentales para diferentes condiciones de P y T.

Para obtener el respectivo AOP para la composición del crudo Árabe, se tiene que determinar las verdaderas presiones de inicio superior e inferior para cada una de las temperaturas asignadas, con el fin de construir con todos estos datos la respectiva envolvente de depositación.

Figura 17. Curvas de Precipitación de Asfaltenos Yacimiento Árabe Disminución de Temperatura hasta 150 °F.



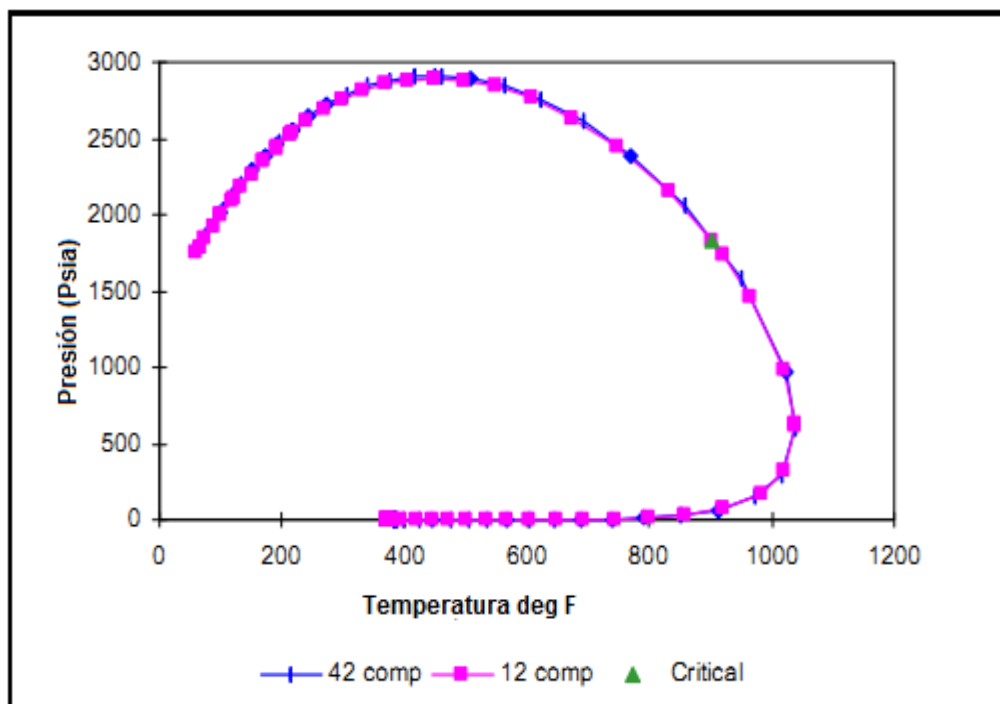
Fuente: Bruce F. & Nghiem. Modelling Phase Behaviour including the effect of Pressure and Temperature on Asphaltene Precipitation, Paper 64465.

En la Figura 17 se muestra la precipitación para las siguientes temperaturas 150 °F, 170 °F y 190 °F, donde en la temperatura de 150 °F ocurre la mayor precipitación con un 0,9 wt% peso, va disminuyendo este valor hasta llegar a temperaturas muy inferiores a las de yacimiento 218,3 °F.

El simulador proporciona información a cualquier temperatura y de antemano argumenta que a temperaturas mayores a la de yacimiento no está ocurriendo depositación.

En la isoterma de 190 °F (color azul claro), la depositación es casi nula y al disminuir aún más la temperatura, la precipitación llegará a cero para las condiciones de yacimiento.

Figura 18. Diagrama de Fases Modelado Yacimiento Árabe.



Fuente: Bruce F. & Nghiem. Modelling Phase Behaviour including the effect of Pressure and Temperature on Asphaltene Precipitation. Paper 64465.

El diagrama de fases P vs T para los componentes de un crudo Árabe se ilustra en la Figura 18. La construcción de las envolventes de deposición ADE que se ilustran en las Figuras 19 y 20, curvas que fueron generadas antes de un ajuste final para el volumen molar sólido.

Allí se muestra la habilidad del modelo para predecir el comportamiento correcto de la envolvente con cálculos flash y pequeños pasos de presión, tan sólo con dos puntos de inicio experimentales, una curva es calculada de 100 °F y 190 °F para formar su respectivo ADE (2-pt fit), la segunda curva es generada utilizando tres datos experimentales ADE (3-pt fit), los valores para la entalpia de fusión tienen un rango de 40.000 a 50.000 cal/mol. También se muestra las líneas de calidad para 0,25 a 1,5 wt%.

Figura 19. Envolvente Condiciones de Superficie Yacimiento Árabe.

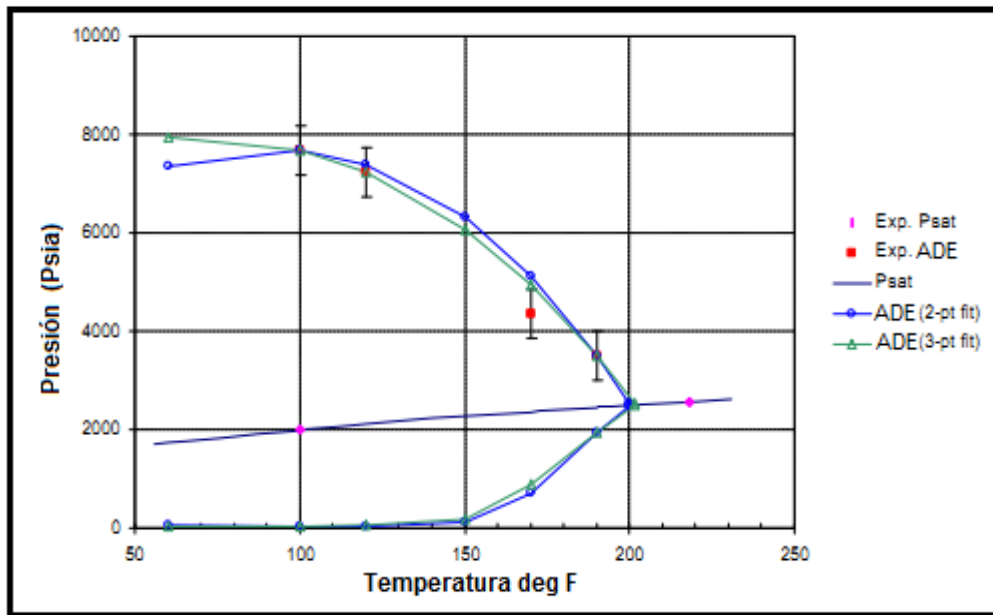
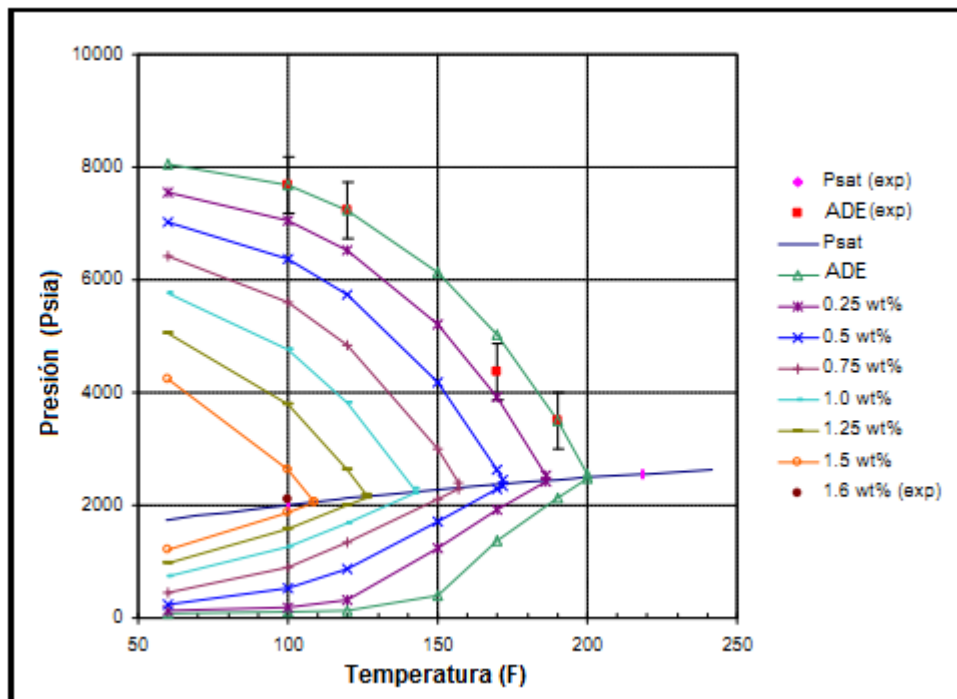


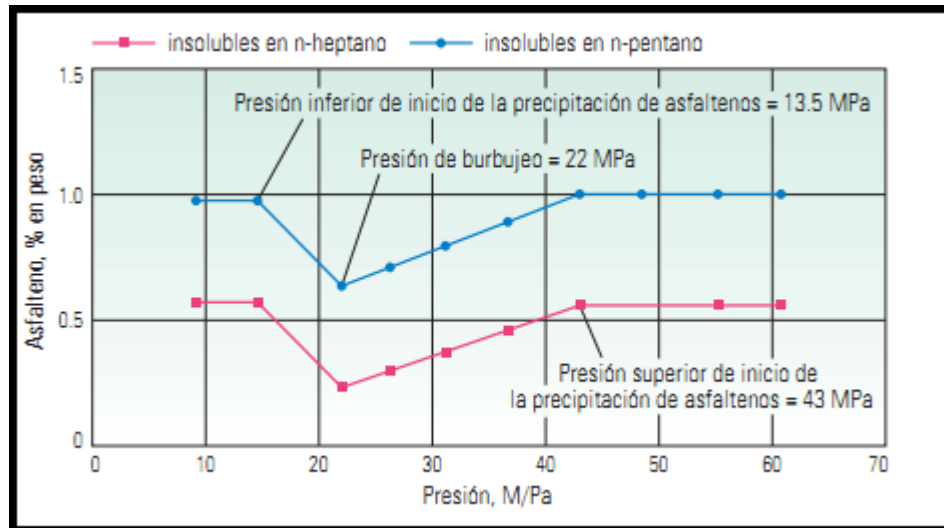
Figura 20. Líneas de Calidad de la Precipitación yacimiento Árabe.



Fuente: Figuras 19-20; Bruce F. & Nghiem. Modelling Phase Behaviour including the effect of Pressure and Temperature on Asphaltene Precipitation. Paper 64465.

3.1.2 Yacimiento del Medio Oriente.

Figura 21. Muestra Crudo del Medio Oriente por el Método Gravimétrico

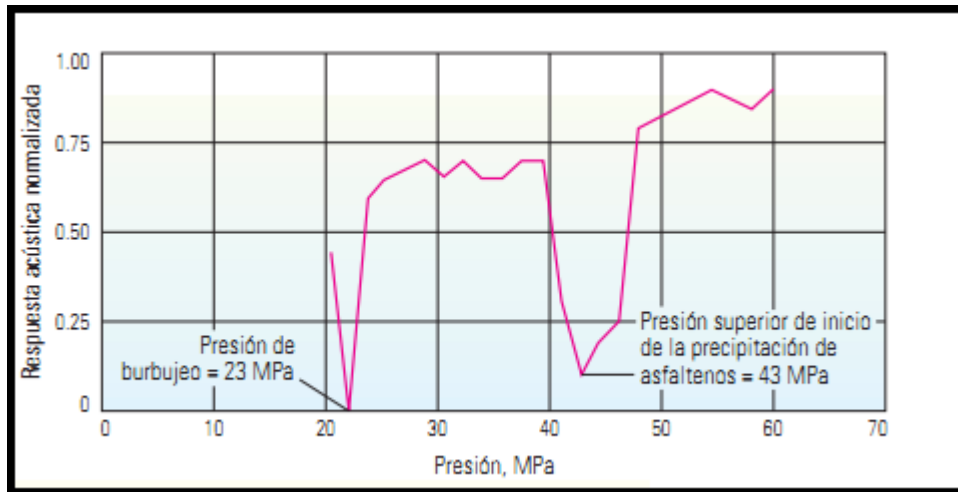


Fuente: A. Jamaluddin, G. Marshal. “Los Asfáltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”. Florida, EUA. Oilfield Review. Octubre 2007.

En la Figura 21 se muestra la Detección Gravimétrica de la Precipitación de Asfaltenos en un petróleo del Medio Oriente. La técnica de fraccionamiento SARA determinó el contenido de precipitados del fluido dejado después de la precipitación de los asfáltenos, utilizando n-pentano (círculos azules) y para el n-heptano (cuadrados rojos). Ambos tipos de asfaltenos mostraron las mismas tendencias de precipitación [19].

La presión de inicio superior de la precipitación para este crudo determinada gravimétricamente es de 42,75 MPa (6.200 psi) para los dos tipos. El contenido de asfaltenos del líquido remanente siguió reduciéndose hasta que la presión alcanzó un valor de 22,24 MPa (3225 psi), correspondiente a la presión de burbuja. La reducción adicional de la presión hizo que la concentración de asfaltenos llegara a una presión de inicio inferior de 13,5 MP (1950 psi), después del cual el contenido de asfaltenos se estabilizó en su nivel original.

Figura 22. Muestra del Crudo Medio Oriente Resonancia Acústica



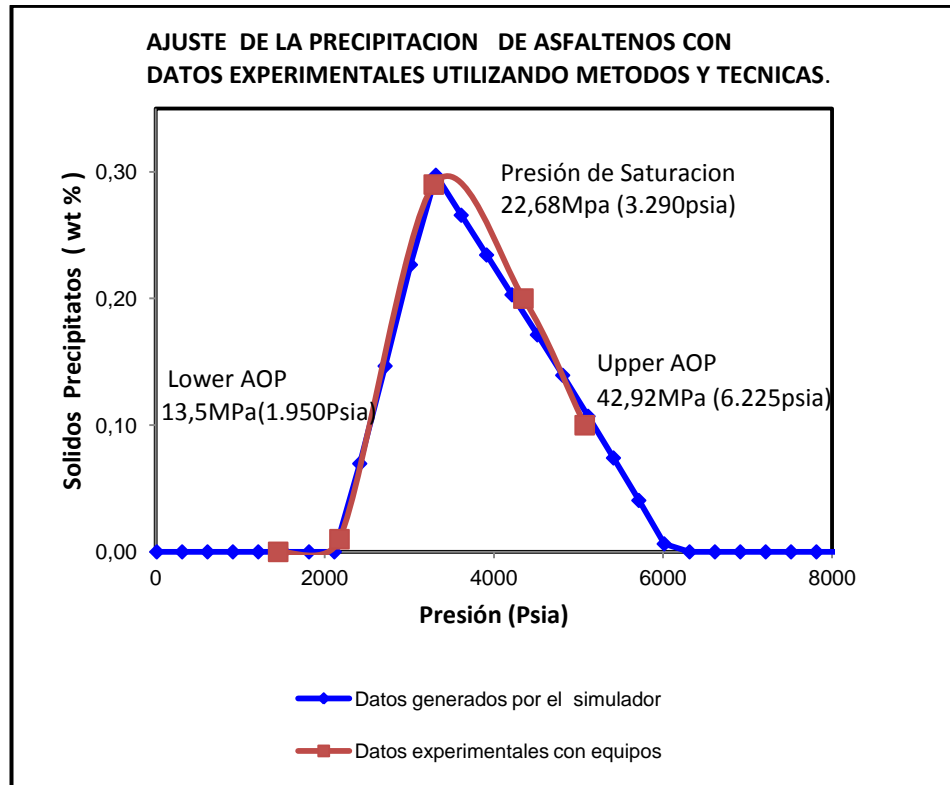
Fuente: A. Jamaluddin, G. Marshal. Los Asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Florida, EUA. Oilfield Review. Octubre 2007.

En la Figura 22 se ilustra la detección de la precipitación de asfaltenos utilizando la técnica de Resonancia Acústica. Las mediciones obtenidas por Resonancia Acústica en un petróleo del Medio Oriente, muestra un cambio brusco en la respuesta acústica a una presión de 42,92 MPa (6.225 psia), que corresponden al límite superior de la envolvente de depositación de asfaltenos.

El cambio que se produce es a 22,68 Mpa (3.290 psia) que es la presión de burbuja. Estos resultados coinciden con los obtenidos utilizando el método gravimétrico en el mismo crudo, se pueden realizar otras mediciones de la precipitación de los asfaltenos con la técnica de dispersión de la luz cercana al infrarrojo para confirmar resultados.

El contenido de asfaltenos en el Stock Tank oil para un crudo del Medio Oriente es de 1,3 wt%. Este presenta una presión de saturación de 3.290 psia a temperatura de yacimiento de 240 °F. En la división de la fracción pesada C7+ de este crudo se utilizó: un peso molecular C7+ de 228,07 y gravedad específica de C7+ de 0,865.

Figura 23. AOP Simulado de la Muestra de un Crudo del Medio Oriente.



Fuente: Autores del proyecto.

En la Figura 23 se muestra el comportamiento típico de precipitación de asfaltenos AOP, el cual muestra los límites de la precipitación a la presión del yacimiento generadas por el simulador para un crudo del Medio Oriente, que además se ajusta y representa correctamente los datos experimentales obtenidos en el método de Gravimétrica y la técnica de Resonancia Acústica, la presión a la cual los últimos asfaltenos pueden precipitar en la solución y son menos solubles, es la presión de inicio inferior de Asfaltenos. (Lower Asphaltene Onset Pressure AOP) de 13,5 MPa (1.950 psi).

Al aumentar la presión desde la presión de burbuja 22,68 Mpa (3.290 psia), hará que los asfaltenos se disuelvan, y a presiones suficientemente altas aparece la llamada presión de inicio superior de asfaltenos (Upper Asphaltene Onset Pressure AOP), 42,92 MPa (6.225 psia) la fase en la cual los asfaltenos empiezan a precipitarse.

Tabla 5. Composición del Fluido del Yacimiento del Medio Oriente.

Composición	Mol%	Mol
N2	0,48	0,0048
CO2	0,92	0,0092
C1	43,43	0,4343
C2	11,02	0,1102
C3	6,55	0,0655
NC4	0,79	0,0079
IC4	3,7	0,037
NC5	1,28	0,0128
IC5	2,25	0,0225
C6	2,7	0,027
C7+	26,88	0,2688
TOTAL		1

Fuente: J. Creek & A. Jamaliddin. Laboratory Techniques To Measure Thermodynamic Asphaltene Instability. Journal of Canadian Petroleum Technology.

La composición para el modelamiento del crudo del Medio Oriente hasta la fracción pesada C7+ se muestra en la Tabla 5. Los datos del contenido de asfaltenos utilizados para simular la precipitación de un crudo Oriental están resumidos en la Tabla 6. Los datos generados por el simulador (presión vs temperatura), que sirven para elaborar la envolvente APE están escritos en la Tabla 7.

Las presiones de inicio superior e inferior experimentales obtenidas por la prueba gravimétrica a diferentes temperaturas de un crudo del Medio Oriente están incluidas en la Tabla 8, estas se utilizaron en el ajuste de las presiones de inicio superior e inferior simuladas que delimitan el ADE (Envolvente de Depositación de Asfáltenos) que se obtuvo durante la Simulación para el crudo del yacimiento Oriental, logrando así una aproximación exitosa entre estos límites de precipitación dentro de la Envolvente.

Tabla 6. Datos de Precipitación de Asfaltenos Experimentales para un Crudo del Medio Oriente.

Presión (Psi)	Presión (Mpa)	Asfaltenos (wt%) en la Muestra	Asfaltenos Precipitados
1450	10	1	0
2175	15	0,99	0,01
3190	22	0,7	0,29
4350	30	0,8	0,2
5075	35	0,9	0,1

Tabla 7. Datos Simulados de la Envolvente (ADE) Yacimiento del Medio Oriente.

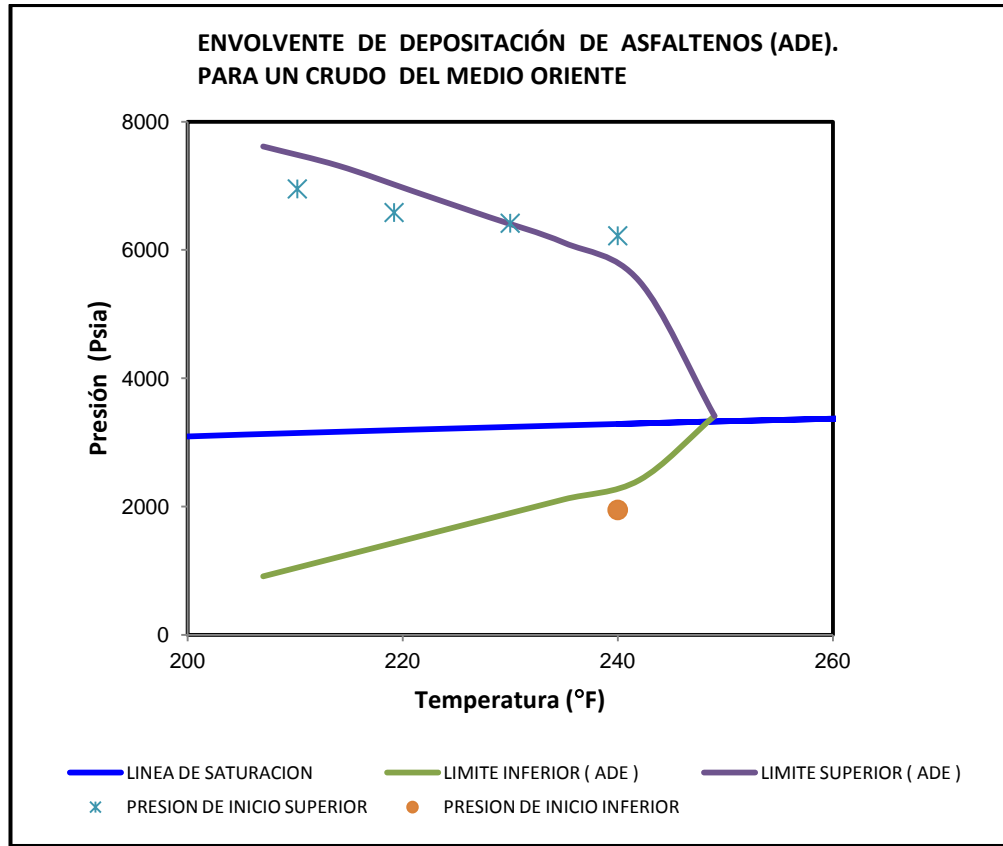
Presión de inicio Inferior (psia)	Temperatura (°F)	Presión de inicio Superior (psia)
3414,7	249	3414,7
2414,7	242	5514,7
2114,7	235	6114,7
1814,7	228	6514,7
1514,7	221	6914,7
1214,7	214	7314,7
914,7	207	7614,7

Tabla 8. Presiones de Inicio Experimentales Yacimiento del Medio Oriente.

Presiones de inicio superior		Presión de inicio Inferior (Psia)
psia	°F	
6953	210,2	
6585	219,2	
6418	230	
6223	240	1950
Presiones de inicio superior		Presión inicio Inferior (MPa)
MPa	°C	
47.26	99	
45.42	104	
44.26	110	
42.92	116	13,51

Fuente: Tablas 6,7 ,8 J. Creek & A. Jamaliddin. Laboratory Techniques To Measure Thermodynamic Asphaltene Instability. Journal of Canadian Petroleum.

Figura 24. Envoltente (ADE) Simulado para un Crudo del Medio Oriente.

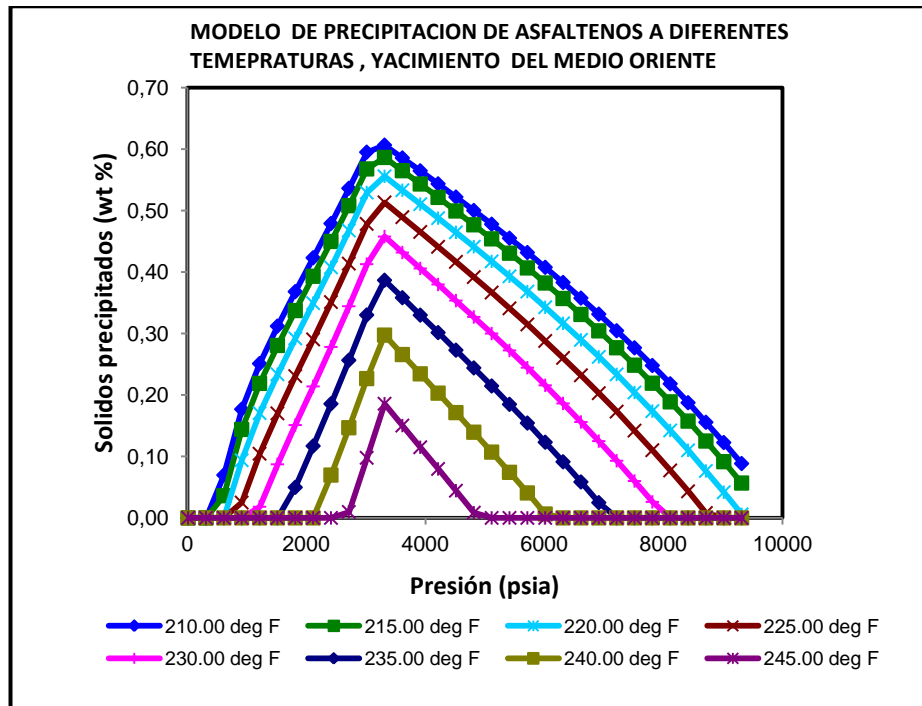


Fuente: Autores del proyecto.

En la Figura 24 se puede observar que las presiones de inicio experimentales (superior e inferior), obtenidas por el método gravimétrico ajustan muy bien a la envolvente de deposición de asfaltenos, esto quiere decir que el simulador arroja buenas estimaciones de cálculo de las condiciones de precipitación experimentales para el ADE.

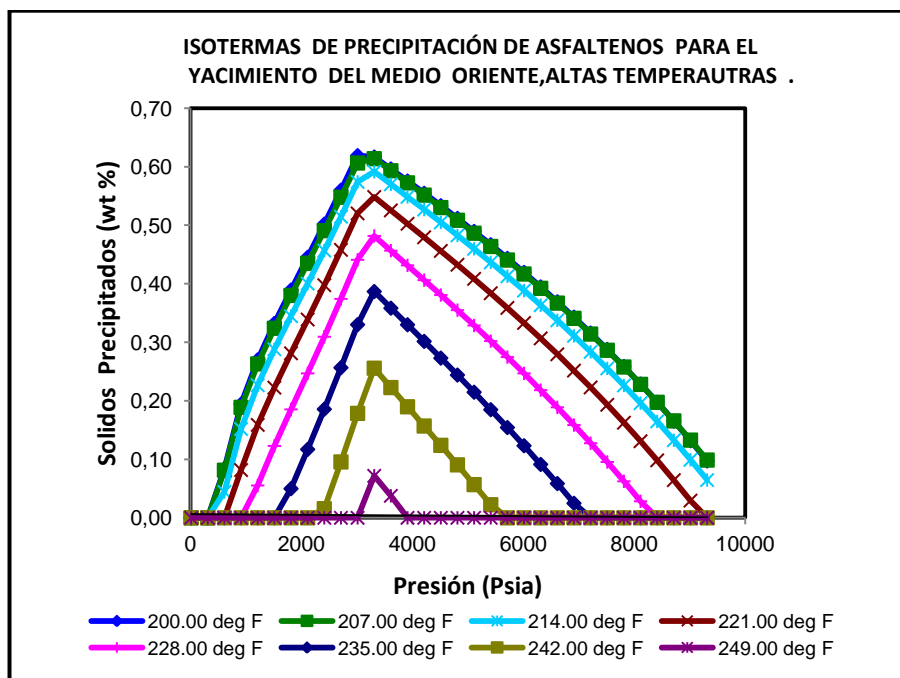
En las Figuras 25 y 26 se muestra las isotermas de precipitación a temperaturas menores a las de yacimiento 240°F, gran cantidad de asfaltenos se deposita alrededor de las paredes de la formación y en superficie generando grandes problemas de producción para este campo a una temperatura de 240 °F se tiene 0,3 wt% precipitados y para 210 °F un 0,6 wt% .

Figura 25. Isotermas de Precipitación de Asfaltenos Simuladas para un Crudo del Medio Oriente.



Fuente: Autores del proyecto.

Figura 26. Isotermas de Precipitación de Asfaltenos Simuladas para un Crudo del Medio Oriente.



Fuente: Autores del proyecto.

En la Tabla 9 muestran los resultados obtenidos en la simulación de la precipitación de asfaltenos para un crudo del Medio Oriente.

Tabla 9. Datos para Elaboración del (ADE) Obtenidos en la Simulación de un Crudo del Medio Oriente.

Sólidos Precipitados (wt%)								
Presión (psia)	210 ° F	215 ° F	220 ° F	225 ° F	230 ° F	235 ° F	240 ° F	245 ° F
14,7	0	0	0	0	0	0	0	0
314,7	0	0	0	0	0	0	0	0
614,7	0,069677	0,0361	0	0	0	0	0	0
914,7	0,176861	0,14393	0,093851	0,02498	0	0	0	0
1214,7	0,251049	0,21887	0,170532	0,10442	0,01810	0	0	0
1514,7	0,312034	0,28056	0,233793	0,17012	0,08717	0	0	0
1814,7	0,368128	0,33736	0,292085	0,23074	0,15101	0,049759	0	0
2114,7	0,423203	0,39317	0,349419	0,29042	0,21396	0,116979	0	0
2414,7	0,479041	0,44982	0,407686	0,35117	0,27811	0,185601	0,06967	0
2714,7	0,536316	0,50801	0,467642	0,41377	0,34435	0,256585	0,14670	0,009716
3014,7	0,595076	0,56783	0,529393	0,47838	0,41284	0,330129	0,22668	0,097774
3314,7	0,606567	0,5865	0,555779	0,51339	0,45776	0,386744	0,29738	0,185781
3614,7	0,585723	0,56495	0,533177	0,48933	0,43179	0,35831	0,26582	0,150254
3914,7	0,564753	0,54332	0,510523	0,46526	0,40585	0,329963	0,23440	0,114956
4214,7	0,543564	0,52149	0,487707	0,44106	0,37981	0,301549	0,20296	0,079679
4514,7	0,522075	0,49939	0,464635	0,41662	0,35355	0,272936	0,17134	0,044245
4814,7	0,500211	0,47693	0,441221	0,39185	0,32697	0,244006	0,13941	0,008498
5114,7	0,477906	0,45405	0,417389	0,36667	0,29998	0,214654	0,10705	0
5414,7	0,455097	0,43067	0,393068	0,341	0,27248	0,184787	0,07414	0
5714,7	0,431726	0,40674	0,368194	0,31476	0,24441	0,154316	0,04059	0
6014,7	0,407739	0,3822	0,342705	0,2879	0,21569	0,123161	0,00632	0
6314,7	0,383082	0,35699	0,316544	0,26034	0,18624	0,091246	0	0
6614,7	0,357703	0,33106	0,289653	0,23204	0,15602	0,058498	0	0
6914,7	0,331552	0,30436	0,261978	0,20293	0,12494	0,024844	0	0
7214,7	0,304579	0,27684	0,233465	0,17295	0,09296	0	0	0
7514,7	0,276733	0,24844	0,204059	0,14204	0,06	0	0	0
7814,7	0,247964	0,21911	0,173707	0,11016	0,02600	0	0	0
8114,7	0,21822	0,18881	0,142355	0,07723	0	0	0	0
8414,7	0,18745	0,15747	0,109948	0,04321	0	0	0	0
8714,7	0,155599	0,12505	0,076428	0,00803	0	0	0	0
9014,7	0,122611	0,09148	0,041739	0	0	0	0	0
9314,7	0,088432	0,05671	0,00582	0	0	0	0	0

Fuente: Autores del proyecto.

3.1.3 Yacimiento Mexicano

Para este yacimiento Mexicano se realizó un estudio del modelo termodinámico de precipitación para una muestra del crudo vivo, a partir de la producción natural del yacimiento hasta su depleción. La muestra del crudo Mexicano es modelada por el simulador de CMG y es comparado con los datos experimentales de las pruebas de precipitación realizadas a 284 °F (Tabla 10).

El contenido de asfaltenos en el stock tank oil para un crudo Mexicano es de 3,25 wt%. Este presenta una presión de saturación de 2.738,5 psia a temperatura de yacimiento de 284 °F. En la división de la fracción pesada C7+ de este crudo se utilizó: un peso molecular C7+ de 284,36; gravedad específica de C7+ de 0,805; un crudo con 30 °API y su respectiva composición se muestra en la Tabla 11.

Tabla 10. Prueba de precipitación de Asfaltenos Experimental para un Crudo de un Yacimiento Mexicano

Presión (Psia)	Precipitados (wt%)
5801,5	0
4931,3	0,132
4351,1	0,252
3771	0,369
3020,8	0,592
2738,5	0,66
2010,7	0,138
1920,6	0,026
1630,5	0

Fuente: Gil. V. A& Gonzalez B. E. "Asphaltene precipitation in Crude Oils: Theory and Experiments". Institute of Physics, University of Guanajuato, Leon, Guanajuato 37150 Mexico. October 2004 Vol. 50, No.10.

Tabla 11. Composición del Fluido para un Yacimiento Mexicano.

Composición	Mol%	Mol
C02	1,59	0,0159
H2S	1,44	0,0144
N2	0,47	0,0047
C1	32,22	0,3222
C2	12,42	0,1242
C3	10,29	0,1029
IC4	2,03	0,0203
NC4	4,87	0,0487
IC5	2,22	0,0222
NC5	2,71	0,0271
C6	4,12	0,0412
C7+	26,24	0,2624
TOTAL		1,0062

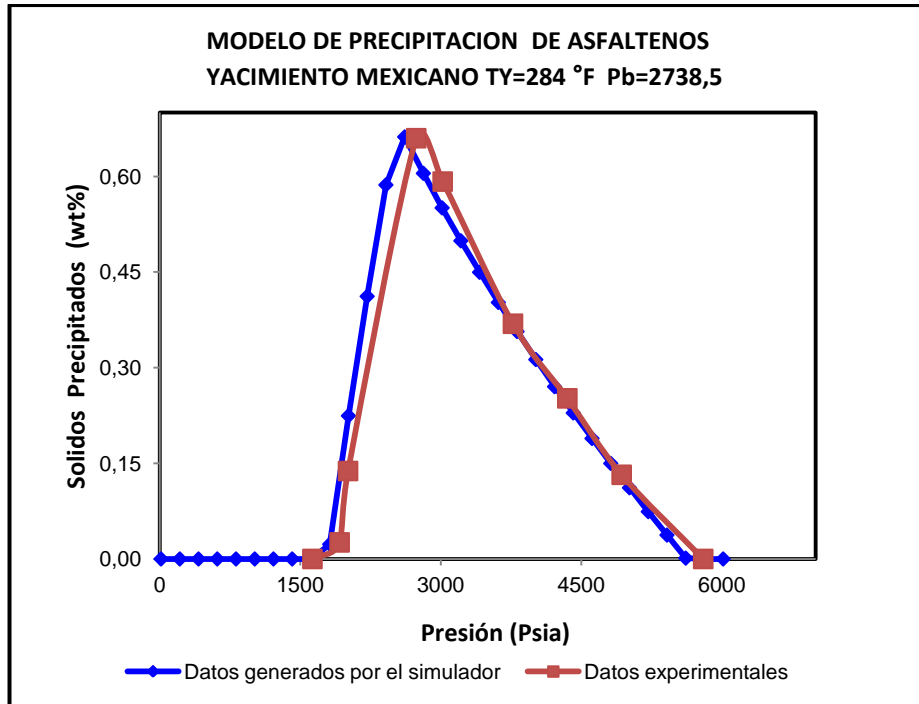
Tabla 12. Presiones de inicio Experimentales Yacimiento Mexicano.

PRESIONES DE INICIO EXPERIMENTALES	
Temperatura (°F)	Presión (Psia)
284	5413
248	6622
178	6898

Fuente: Tablas (11 , 12) : Gil. V. A& Gonzalez B. E. "Asphaltene precipitation in Crude Oils: Theory and Experiments. Octubre 2004 Vol. 50, No.10.

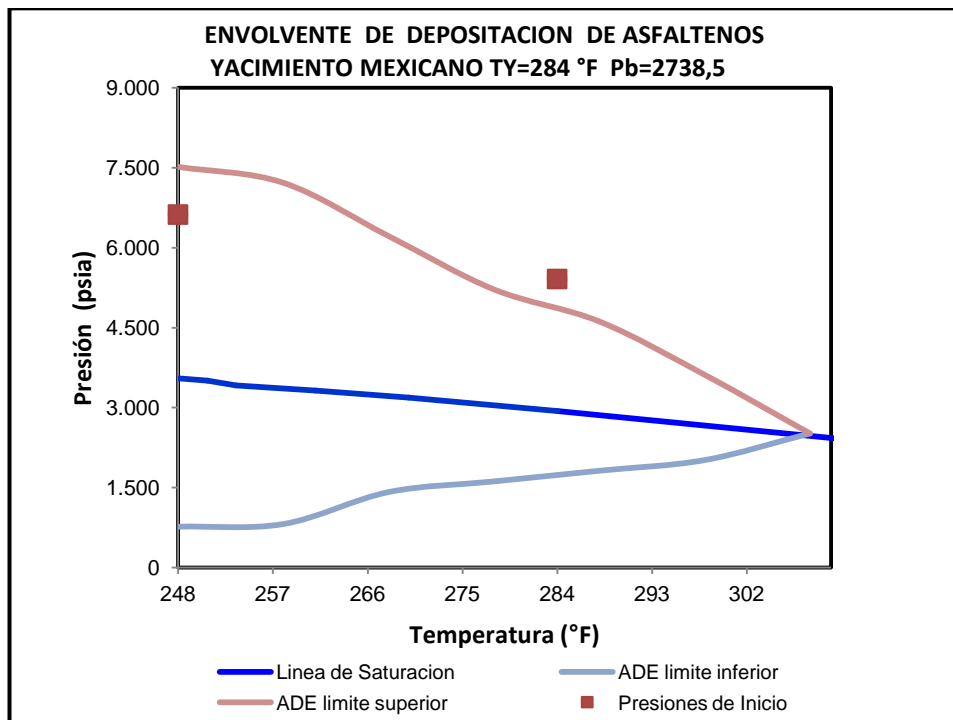
La Figura 27 muestra que en la presión de burbuja ocurre la mayor precipitación de asfaltenos durante la vida del yacimiento hasta depletarse [20]. A partir de los datos generados por el simulador (Tabla 12) con presiones de inicio se obtuvo el respectivo envolvente de Depositación ADE para un crudo Mexicano (Figura 28).

Figura 27. Predicción de la Precipitación en Función de la Presión.



Fuente: Autores del proyecto.

Figura 28. Envoltorio de Depositación de Asfaltenos (ADE) para un yacimiento Mexicano.



Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 13. Datos para Formar el (ADE) del yacimiento Mexicano a partir de las presiones de inicio Simuladas.

ENVOLVENTE DE DEPOSITACIÓN (ADE)		
Presión de Inicio Inferior (Psia)	Temperatura (°F)	Presión de Inicio Superior (Psia)
2514,7	308	2514,7
2014,7	298	3614,7
1814,7	288	4614,7
1614,7	278	5214,7
1414,7	268	6214,7
814,7	258	7214,7
764,7	248	7514,7

Fuente: Autores de proyecto.

Los límites superior e inferior simulados de la Envolvente de Depositación para un crudo Mexicano se presentan en la Tabla 13. La característica del fluido del yacimiento Mexicano que se utilizaron para la simulación se muestra en la Tabla 14.

Tabla 14. Características del fluido del yacimiento Mexicano.

MATERIAL SÓLIDO (SARA)	3,25
TEMPERATURA (° F)	284
PRESIÓN SATURACIÓN (Psia)	2.738,5
GRAVEDAD ESPECÍFICA C12+	0,805
PESO MOLECULAR C12+	284,36
°API DEL CRUDO	30

Fuente: Autores de proyecto.

3.2 A CONDICIONES DE YACIMIENTO, OBTENER LA ENVOLVENTE DE DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS (ADE).

A continuación se describe la cantidad de precipitados de asfaltenos producidos por la inyección de CO₂ al yacimiento Bangestan, este mecanismo de depositación es obtenido a condiciones de yacimiento a altas presiones y temperaturas.

3.2.1 Yacimiento Bangestan.

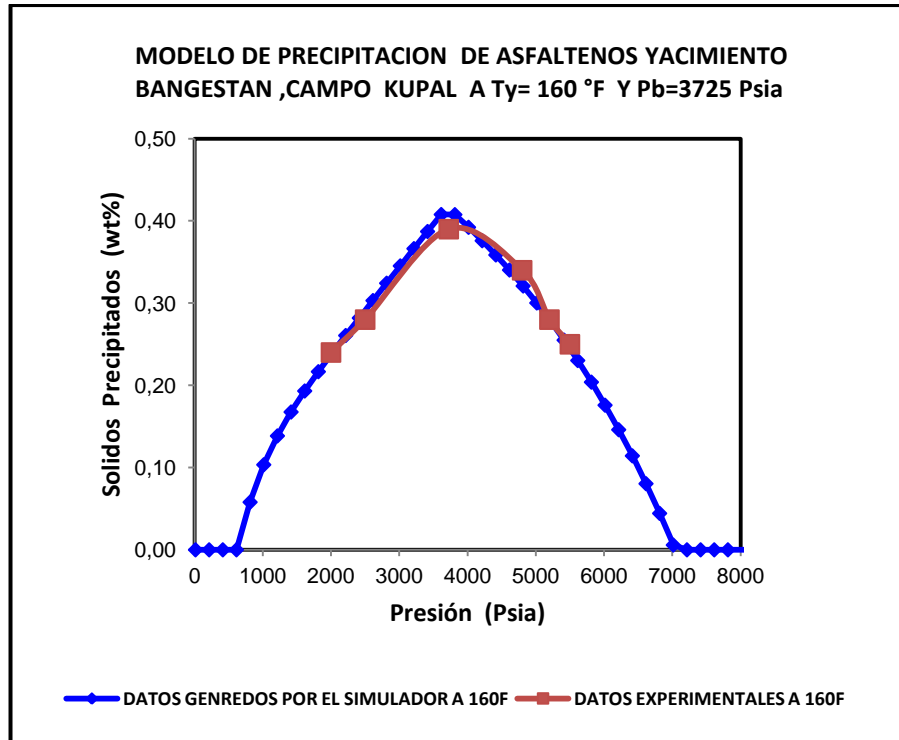
El yacimiento Bangestan del campo kupal está localizado en el suroccidente de Irán y comenzó su producción en 1989 con una depleción primaria. El yacimiento tiene un crudo insaturado con un mecanismo de producción por expansión de la roca y los fluidos.

Este es sometido a un proceso de inyección de CO₂ a 160 °F, bajo condiciones dinámicas teniendo problemas de Precipitación de asfaltenos, se realiza una prueba de precipitación de asfaltenos a diferentes presiones y temperaturas para generar su respectivo envolvente de depositación y estas son comparados con los resultados arrojados por el simulador que corresponden con éxito (Figura 29).

Además se toman decisiones de disminuir la presión en cabeza y la tasa de flujo, tener un aumento en el tamaño del tubing para disminuir la precipitación, aunque sirven para remediar el problema, pero no lo solucionan completamente. Por consiguiente hay que seguir con la selección de un inhibidor adecuado [21].

El frente de CO₂ causa aumento en la viscosidad y en la densidad por la vaporización de los componentes ligeros del crudo; quedando el crudo viscoso y denso detrás del frente, es allí donde comienzan a depositarse los asfaltenos y produce graves daños a la formación.

Figura 29. AOP Simulado y Ajustado para el Campo Kupal.

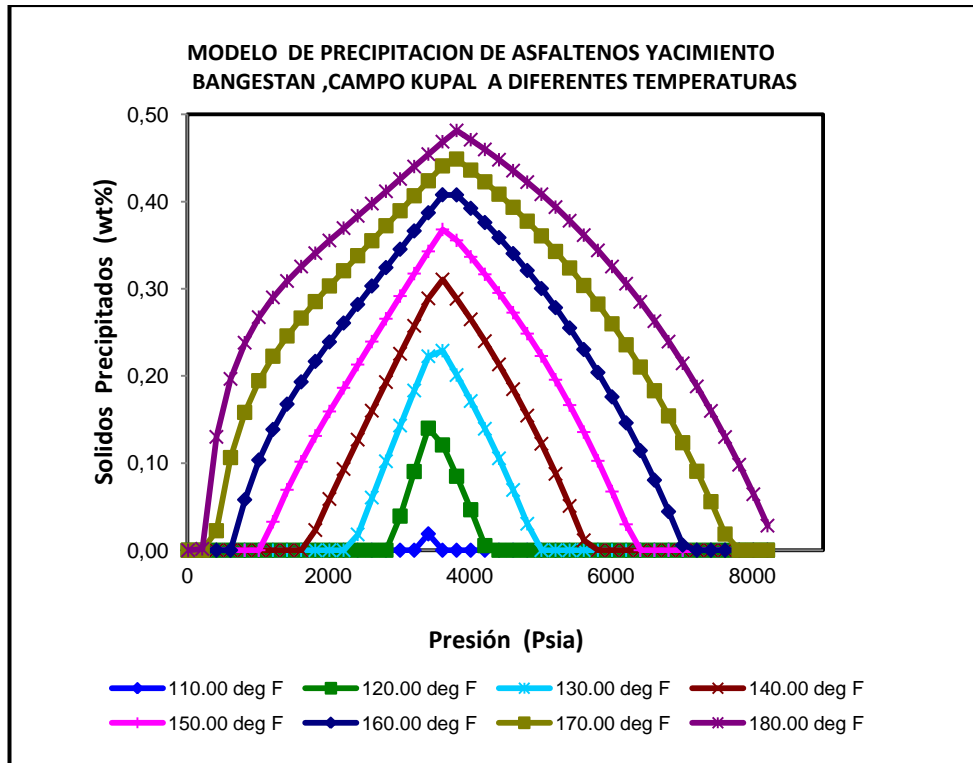


Fuente: Autores del proyecto.

La cantidad de la precipitación es dependiente de la concentración de gas inyectado, aumentará para más concentración de CO₂. El factor de reducción de la permeabilidad es notable y existen dos mayores mecanismos de depositación de los asfaltenos que son la adsorción dinámica y el entrapamiento mecánico el cual influye mucho en la reducción de la permeabilidad.

El modelo termodinámico puede predecir con exactitud el comportamiento y la cantidad de precipitación de asfaltenos al hacer cambios de presión y temperatura con el CO₂. En general a condiciones de yacimiento (altas presiones) el asfalteno está disuelto en el crudo, sin embargo durante las condiciones de producción causa la precipitación. El campo Kupal es una de los campos de crudo de Irán que presenta serios problemas con depositación de sólidos asfálticos en la tubería de producción, este inconveniente causa problemas operacionales a los pozos.

Figura 30. Isotérmicas de Precipitación de Asfaltenos del Modelo Sólido Simulada para el Campo Kupal.



Fuente: Autores del proyecto.

La precipitación del material sólido de asfaltenos durante la inyección de CO₂ (Figura 30), es menor al disminuir la temperatura por que el parámetro de solubilidad del crudo aumenta.

Cuando el solvente (CO₂) se disuelve en el crudo, el parámetro de solubilidad disminuye, y con una mayor concentración de este solvente se logra dañar el equilibrio de solubilidad entre los asfaltenos y el crudo, generando así un aumento significativo del precipitado de asfaltenos en la formación [22] .

Los datos para elaborar la envolvente de depositación del campo Kupal, obtenidos a partir de la simulación de un crudo del campo Kupal son mostrados en la Tabla 15.

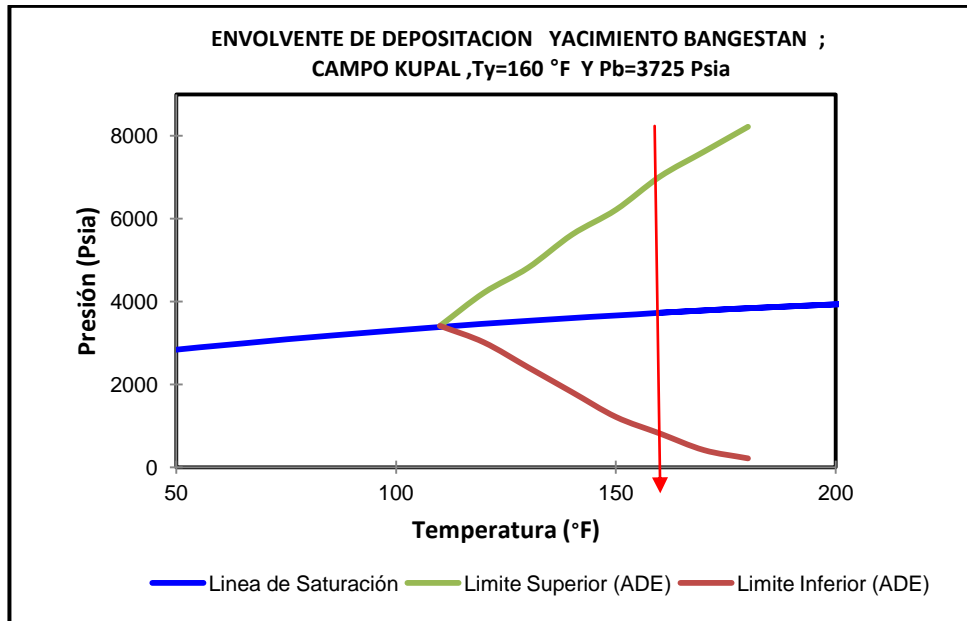
Tabla 15. Datos Simulados de la Envolvente de Deposición Bangestan.

Presiones de inicio Superior (Psia)	Temperaturas (°F)	Presiones de inicio Inferior (Psia)
3414,7	110	3414,7
4214,7	120	3014,7
4814,7	130	2414,7
5614,7	140	1814,7
6214,7	150	1214,7
7014,7	160	814,7
7614,7	170	414,7
8214,7	180	214,7

Fuente: Autores del proyecto.

Observaciones de campo durante procesos de limpieza y químicos en kupal muestran que el espesor de los asfaltenos depositados (Figura 31) aumenta con la profundidad (mayor temperatura) y mas químicos se necesitan para remover estos depósitos dentro del ADE [23].

Figura 31. Envoltente Simulado para el Yacimiento Bangestan Kupal.



Fuente: Autores del proyecto.

El contenido de Asfaltenos en el stock tank oil para un crudo del Campo Kupal es de 0,66 wt%. Este presenta una presión de saturación de 3725 psia a temperatura de yacimiento de 160 °F. En la división de la fracción pesada C12+ de este crudo se utilizó: un peso molecular C12+ de 260; gravedad específica de C12+ de 0,8861 y un crudo con 34,3 °API (Tabla 16).

Tabla 16. Características del fluido del yacimiento Bangestan, Kupal.

MATERIAL SÓLIDO (SARA)	0,66
TEMPERATURA (°F)	160
PRESIÓN SATURACION (Psia)	3725
GRAVEDAD ESPECIFICA C12+	0,8861
PESO MOLECULAR C12+	260
°API DEL CRUDO	34,3

También se ha demostrado en procesos de inyección con CO₂ que al disminuir la temperatura se produce menos precipitación mientras que al aumentarla la precipitación es más pronunciada, se encuentra la mayor precipitación a temperaturas en la línea de saturación. La temperatura es una variable clave en los procesos de recobro al igual que la composición del fluido. La prueba de precipitación de asfaltenos experimental para un crudo del yacimiento Bangestan se presenta en la Tabla 17.

Tabla 17. Prueba de precipitación de Asfaltenos Experimental para el yacimiento Bangestan, Campo Kupal.

Presión (Psia)	Precipitados (wt%)
2000	0,24
3200	0,28
4400	0,39
4800	0,34
5200	0,28
5500	0,25

Fuente: Tablas (16,17) M. Jamshidnezhad, NIOC. "Modeling of the Asphaltene precipitation in Bangestan Reservoir of Kupal Field", 12 -15, March 2005.

El yacimiento Bangestan del campo kupal⁶ presenta serios problemas de precipitación de asfaltenos durante la inyección de CO₂ bajo condiciones dinámicas. Pruebas experimentales mostraron que estos comienzan a precipitarse aproximadamente a 0,54 mol% de concentración de CO₂ y después a mayor concentración de CO₂ aumenta la precipitación de los asfaltenos. La composición del crudo del yacimiento Bangestan del campo Kupal se muestra en la Tabla 18.

⁶ SOULGANI B.S. "Modelling of Asphaltene precipitation in well Column of Iranian Crude: Kupal Case Study". Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 17-19 Junio 2008.

Tabla 18. Composición del fluido Yacimiento Bangestan del Campo Kupal.

Composición	Mol%	Mol
H2S	1,85	0,0185
N2	0,1	0,001
CO2	3,71	0,0371
C1	46,53	0,4653
C2	8,76	0,0876
C3	4,98	0,0498
IC4	0,93	0,0093
NC4	2,39	0,0239
IC5	0,86	0,0086
NC5	1,06	0,0106
C6	2,64	0,0264
C7	2,73	0,0273
C8	1,31	0,0131
C9	2,19	0,0219
C10	1,67	0,0167
C11	1,52	0,0152
C12+	16,77	0,1677
	TOTAL	1

Fuente: M. Jamshidnezhad, NIOC. "Modeling of the Asphaltene precipitation in Bangestan Reservoir of Kupal Field", SPE 92794, Bahrain, 12-15, March 2005.

En la Tabla 19 se consideran varios crudos a nivel mundial con sus respectivos datos experimentales, wt% de asfaltenos, wt% de resinas y especificación de la gravedad °API determinados mediante correspondientes pruebas.

Tabla 19. Crudos Asfaltenicos a nivel Mundial.

Crudo	°API	Resinas (wt%)	Asfáltenos (wt%)	Asfáltenos /Resinas
Canda, Atabasca	8,3	14	15	1,07
Venezuela, Boscan	10,2	29,4	17,2	0,58
Canada, Cold Lake	10,2	25	13	0,52
Mexico, Panucon	11,7	26	12,5	0,48
USA,MS,Baxterville	16	8,9	17,2	1,93
Russia, Kaluga	16,7	20	0,5	0,025
USA, TX, Hould	19,7	12	0,5	0,04
Brazil, Atabasca	19,7	21,55	2,8	0,13
USA,CA, Huntington	26,2	19	4	0,21
Canada,Alberta	29	8,5	5,3	0,62
India, Magala	29,28	20-30	0,05	0,02
USA, LA, Brookhaven	30,6	4,6	1,65	0,36
Russia,Balachy	31,7	6	0,5	0,08
Russia,Bibi-Eibat	32,1	9	0,3	0,003
Russia,Dossor	32,6	2,5	0	0
Russia,Surachany	35	4	0	0
USA, TX, Mexia	36	5	0	0
Iraq, Kirkuk	36,1	15,5	1,3	0,26
Azeri BTC	36,1	0	0,03	
Mexico, Tecoaminocan	36,7	8,8	1,5	0,17
Mexico, Isthmus	37,8	8,1	1,5	0,17
USA, OK, City	38	5	0,1	0,02
USA, OK, Tonkawa	40,8	2,5	0,2	0,08
France, Lagrave	43	7,5	4	0,53
USA, LA, Rodessa	43,8	3,5	0	0
Algeria, Hassi Messaoud	45	3,3	0,15	0,05

Fuente: Mansoori .G.A. “Remediation of Asphaltene and other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and in Pipelines”, University of Illinois.

4. MODELAMIENTO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS ASFALTENOS DEL CRUDO DEL CAMPO COLORADO

El Campo Escuela Colorado se encuentra dentro de un convenio de cooperación tecnológica suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. con el objeto de promover el desarrollo científico, tecnológico e investigativo en el área de los hidrocarburos y minimizar el efecto de obstrucción de flujo por depósitos orgánicos en los sistemas de producción [24].

4.1 LOCALIZACION

El Campo Colorado se encuentra en la base media del Magdalena, en la provincia estructural del Piedemonte Occidental; al sureste de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira Infantas ver en la Figura 32.

Figura 32. Localización Campo Colorado.



Fuente: Poveda ,D.(2009) “Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación , Aplicación Campo Colorado”. UIS.

4.2 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (zonas B y C) y se almacena en la estación central del campo como se muestra en la Figura 33. Las principales arenas productoras en el campo se han denominado como Arenas B y Arenas C. Los primeros trabajos en los cuales se puso en contacto las perforaciones con disolventes se realizaron en este campo con muy buenos resultados, los cuales posteriormente motivaron la realización de los mismos en los campos La Cira Infantas y Lisama.

En superficie, las facilidades no se están utilizando totalmente debido a que algunas líneas de producción del campo, como lo es el caso de los pozos Colorado 37 y Colorado 25), están taponadas o rotas ; por lo tanto, el crudo va a un tanque instalado en cabeza de pozo y periódicamente el camión chupa manchas recoge el fluido producido (ver Figura 34).

Figura 33. Fotografías del Campo Colorado.



Fuente: Poveda ,D.(2009) “Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación , Aplicación Campo Colorado”. UIS.

Figura 34. Instalaciones Pozos Colorado.



Fuente: Poveda ,D.(2009) “Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación , Aplicación Campo Colorado”. Uis.

4.3 DESCRIPICON GEOLÓGICA

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 meandrónico, caracterizado por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales. La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen el campo en seis bloques, con lo cual se asemeja un modelo geológico, que el campo está compartimentalizado .

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12,9% para la Zona B1, 13,5% para la Zona B2, 15,7% para la zona C1 y 19,6% para

la zona C2; con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21,8 32,2 24,9 y 42,3 pies, respectivamente.

Respecto a la estrategia del Campo Colorado se tiene que de base a tope se encuentran las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. Estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos de Areniscas y dolomitas continentales que varían lateralmente en un sistema de ríos Meandricos.

El Campo Colorado produce aceite liviano y gas con una gravedad entre 36 °API y 42 °API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psia en la zona B a 1900 pies MD y 2208 psia en la zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD a Noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD a junio de 1966. A Diciembre de 2003 se habían extraído 857 MMBO con un corte de agua mínimo, el mecanismo de producción predominante en el Campo Colorado es empuje por gas en solución .

El aceite original estimado es 121 MMBO y las reservas primarias producidas son de 8,57 MMBO con un factor de recobro actual de 7,024%. El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenoso, que unida a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor), hacen que la producción acumulada de los pozos este muy por debajo de los 300 MBO.

4.4 HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

La etapa de exploración del Campo fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company TROCO, con la perforación de 7 pozos de los cuales todos, excepto el C-7, fueron abandonados por problemas mecánicos. Posteriormente, entre 1945 y 1946 la compañía inicio una segunda fase exploratoria perforando un total de 8 pozos adicionales [25].

Entre los años de 1953 a 1964, ECOPETROL desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. El Campo Colorado inicio producción oficialmente en el año 1945 con una tasa de 300 BOPD y alcanzó su producción máxima, en el año de 1961 con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, llegando así a un caudal de 467 BOPD en el año de 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos, como el taponamiento de la líneas por parafinas, en la figura 35 se muestra el cabezal del pozo Colorado 25 y un muestreo en superficie.

A partir de 1966 y hasta el año de 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD 1989, desde entonces se ha mantenido en un promedio de 20 a 30 BOPD.

Figura 35. Cabezal del Pozo Colorado 25 y Muestreo en Superficie.



Fuente: Ariza, E. (2008) “Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas”. Uis.

4.5 ÍNDICE DE ESTABILIDAD COLOIDAL Y ANÁLISIS SARA PARA POZOS EL CAMPO COLORADO

Del proyecto “PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE CAMPOS MADUROS.APLICACIÓN A LOS FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO”. Se realizó el análisis SARA (Tabla 20) para 7 pozos pertenecientes a las arenas B, C y E (de los bloques 1, 2, 4 y 6) y se encontró que el contenido de las fracciones es muy similar y con un promedio del 72,8% (en peso); lo cual sugiere que posiblemente se trata de yacimientos de un mismo origen, es decir cargados con crudos de la misma roca generadora.

Tabla 20. Análisis SARA Crudos Campo Colorado.

FRACCIÓN	COL-11	COL-12	COL-25	COL-37	COL-38	COL-62	COL-64
SATURADOS%	74,17	74,39	64,09	74,11	75,04	74,70	72,95
AROMATICOS%	20,63	20,00	25,26	19,21	18,33	19,23	19,97
RESINAS %	4,62	5,04	9,93	5,99	6,06	5,47	6,52
ASFALTENOS%	0,58	1,31	0,73	0,68	0,58	0,61	0,55

Fuente: Ariza, E. “Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas”.

Con el análisis SARA (Prueba para crudo muerto) que se realizó para siete (7) pozos de diferentes arenas y bloques del Campo Colorado, incluido el Col-25, se encontró que el índice de inestabilidad coloidal ((Saturados+asfaltenos)/(resinas +Aromáticos) es superior a 0,9 (Tabla 21), por lo tanto a condiciones de producción se considera que posiblemente ocurra precipitación de Asfaltenos.

Tabla 21. Índice de Inestabilidad Coloidal (CII) Pozos Campo Colorado.

Pozo	COL-11	COL-12	COL-25	COL-37	COL-38	COL-62	COL-64
CII	2,96	3,02	1,84	2,97	3,1	3,05	2,77

Fuente: Ariza, E. “Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas”.

4.6 COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DE LAS ARENAS B (COL-25)

El pozo Colorado 25 (Arenas B) presenta una presión de yacimiento de 810 psia, presión de burbuja de 630 psia y temperatura de 104 °F. (reportados por el laboratorio de PVT-ICP⁷).

En la Tabla 22 y 23 se presenta la composición del fluido del yacimiento (Arenas B) del Campo Colorado. Se observa un alto contenido de fracción pesada.

Tabla 22. Propiedades de las Fracciones Pesadas Fluido (Col -25).

Fracción (+)	Wt%	Mol%	MW	Densidad a 60 F (g/cc)
C7+	89,815	58,246	362,237	0,9547
C10+	78,501	41,749	371,155	0,9574
C20+	48,934	16,808	472,551	0,9982
C30+	31,216	8,388	580	1,0591
Peso Molecular del fluido	155,86lb/lb-mol			

Fuente: Poveda ,D.(2009) “Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación , Aplicación Campo Colorado”. Uis.

⁷ Poveda ,D.(2009) “Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación , Aplicación Campo Colorado”. Uis

Tabla 23. Composición del Fluido (Col -25, Arena B).

Componentes	wt%	Mol%	MW	Densidad
N2	0,0016	0,009	28,01	0,808
CO2	0,0012	0,0043	44,01	0,827
C1	1,7747	17,2441	16,04	0,3
C2	1,1674	6,0508	30,07	0,356
C3	1,7405	6,1511	44,1	0,508
iC4	0,5664	1,5189	58,12	0,563
nC4	1,2945	3,4715	58,12	0,584
iC5	0,8187	1,7685	72,15	0,625
nC5	0,9925	2,1439	72,15	0,631
C6	1,8278	3,3914	84	0,685
C7	3,0044	4,8778	96	0,722
C8	3,8181	5,5615	107	0,745
C9	3,9235	5,0538	121	0,764
C10	3,6783	4,2784	134	0,778
C11	3,2389	3,4341	147	0,789
C12	2,9591	2,8646	161	0,8
C13	3,298	2,9372	175	0,811
C14	2,971	2,4372	190	0,822
C15	3,0575	2,3133	206	0,832
C16	2,7161	1,9069	222	0,839
C17	2,5292	1,6633	27	0,847
C18	2,5866	1,6061	251	0,852
C19	2,5317	1,5004	263	0,857
C20	2,276	1,2899	275	0,862
C21	2,0542	1,1002	291	0,867
C22	2,0287	1,0367	305	0,872
C23	1,9195	0,9408	318	0,877
C24	1,723	0,8113	331	0,881
C25	1,6576	0,7488	345	0,885
C26	1,5971	0,6934	359	0,889
C27	1,5932	0,6639	374	0,893
C28	1,5524	0,6236	388	0,896
C29	1,3167	0,5105	402	0,899
C30+	31,2161	8,3885	580	1,059
Benceno	0,1445	0,2884	78,1	0,884
Tolueno	0,4235	0,716	92,2	0,872

Fuente: Ariza, E. "Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas".

4.7 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL DEPÓSITO SÓLIDO (COL- 25)

En el Análisis SARA mediante los residuos obtenidos en la caracterización, se pudo observar que los componentes mayoritariamente presentes en la muestra sólida proveniente del Campo Colorado son hidrocarburos saturados (cadenas de alcanos lineales, ramificadas, naftenicas) .Se determinó que hay presencia de asfaltenos en el depósito sólido (Figura 36), proveniente de los pozos Colorado 25 y Colorado 75 con 6,65% y 7,35% respectivamente (Tabla 24).

Tabla 24. Deposito Solido Proveniente de Pozos del Campo Colorado.

FRACCIÓN	Unidades	MATERIAL SÓLIDO	
		Colorado 25	Colorado 75
Saturados	Peso%	61,07	52,56
Aromáticos	Peso%	14,04	16,04
Resinas	Peso%	18,25	24,05
Asfaltenos	Peso%	6,65	7,35

Fuente Poveda, D. (2009) “Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación, Colorado”. Uis.

Figura 36. Muestra sólida Proveniente de Pozos del Campo Colorado



Fuente: Poveda, D. (2009) “Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación, Colorado”. Uis.

4.8 PRUEBA DE REVERSIBILIDAD DE ASFALTENOS (COL-25, ARENA B)

A la celda de prueba se introdujeron 150 cc de crudo vivo a temperatura de yacimiento y a presión de 3800 psia se dejó en agitación por 12 horas antes de iniciar la prueba. En la Tabla 25 se presentan los resultados de la prueba de reversibilidad de asfaltenos del crudo del pozo Col-25.

Se midió el contenido de asfaltenos a una presión muy superior a la presión de yacimiento para procurar que estuvieran totalmente suspendidos en el crudo; luego se determinaron a presión de yacimiento y se bajó a una presión por encima del punto de burbuja en donde ocurre una gran precipitación; finalmente se lleva el fluido de nuevo a presión de yacimiento en donde se observa que la redisolución es muy baja por tanto se considera que la precipitación en yacimiento se puede considerar como irreversible.

Tabla 25. Prueba de Reversibilidad de Asfaltenos Para un Fluido (Col -25).

Presión (psia)	% Peso de Asfaltenos en la muestra	Asfaltenos precipitados (wt%)
3800	0,5689	0
810	0,5511	0,0178
660	0,0715	0,4974

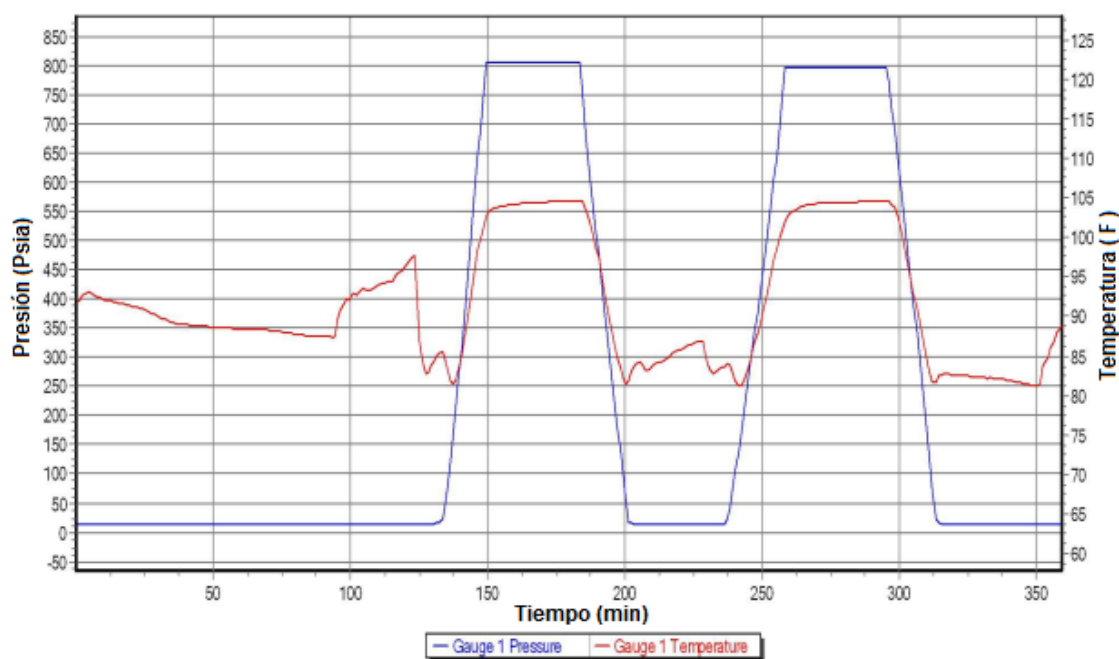
Ty=104 °F.

Fuente: Ariza, E. (2008) "Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas". Uis.

4.9 CONDICIONES DE OPERACIÓN (PRESIÓN Y TEMPERATURA) COL-25 (ARENAS B)

El 19 de diciembre de 2007 se realizó el trabajo de muestreo en el Campo Colorado. Inicialmente, se bajo un Dummy run de 1.75'' de diámetro para comprobar que no había obstrucciones; se tocó fondo a 2191'. Se bajó un memory gauge con una profundidad de 2150' encontrando una presión estática de 805 Psia y una temperatura de 104 °F (Figura 37); La temperatura tomada en superficie varió entre 84 y 91,4 °F. Por otro lado el pozo col-25 presenta una profundidad de 2.520' taponado a 2245', y una presión de burbuja de 630 Psia, con una presión en cabeza de 10 Psia tomada en agosto de 2007.

Figura 37. Presiones y Temperaturas de Yacimiento para el Pozo Colorado 25 (Arena B).



Fuente: Ariza, E. (2008) "Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas". Uis.

5. MODELAMIENTO DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS PARA EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO USANDO EL SOFTWARE CMG

Se describió un procedimiento base para modelar la precipitación de asfaltenos debido al descenso de presión durante su producción; se utilizó crudo vivo del pozo Col-25. El modelo termodinámico sólido de Nghiem fue utilizado, el cual describe acertadamente la precipitación de asfaltenos con un margen de error aceptable, a través de este modelo se puede modelar cualquier crudo, si se cuenta con todos los datos requeridos para la simulación.

Los pasos necesarios para el desarrollo de un modelo de precipitación son:

1. Caracterización de los fluidos.
2. Regresión al PVT del fluido.
3. Especificación de los parámetros del modelo sólido.
4. Predicción del comportamiento de la precipitación.

El análisis de los fluidos y los datos de precipitación de asfaltenos se tomaron de las siguientes fuentes: proyecto de maestría de M.Sc Emiliano Ariza León. "Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el crudo del Campo Colorado,". proyecto de Maestría de M.Sc Diana Milena Poveda Malaver, "Diseño de un tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la cara de la formación aplicación campo colorado".

Con toda esta información se especificaron los pasos para realizar el modelado de la precipitación de asfaltenos al crudo del pozo Col-25, esto pasos resuelven algunas dudas en cuanto al modelo de Nghiem y los parámetros de ajuste que se aplican en el simulador composicional CMG en el módulo de Winprop.

5.1 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO (COL-25, Arena B)

- Para el crudo en estudio, se recopilaron los datos para caracterizar el fluido mediante la definición de sus componentes hasta C6, y pseudo-elementos que describen la fracción pesada de C7+. El conjunto de datos se denominó Colorado25-split.dat y se archivó en el directorio del módulo WinProp. Con la composición del crudo del pozo Col-25, desde C1 a C6 y la fracción C7+ se calculó y dividió hasta el C31+ utilizando y especificando el peso molecular y gravedad específica de la fracción pesada (C7+) (Figura 38).

Figura 38. División de la Fracción Pesada del Crudo del Pozo Col-25.

Plus Fraction Splitting

Edit Table Help

General Distribution **Sample 1** Mud Info

MW+: 362.237 Sample Name: Sample 1

SG+: 0.9547 Slope:

Z+: 0.58246 No. of SCN Fractions: 25

No. of SCN fractions in analysis: 0

Sum of mole fractions in analysis: 0.0 Table Import Wizard

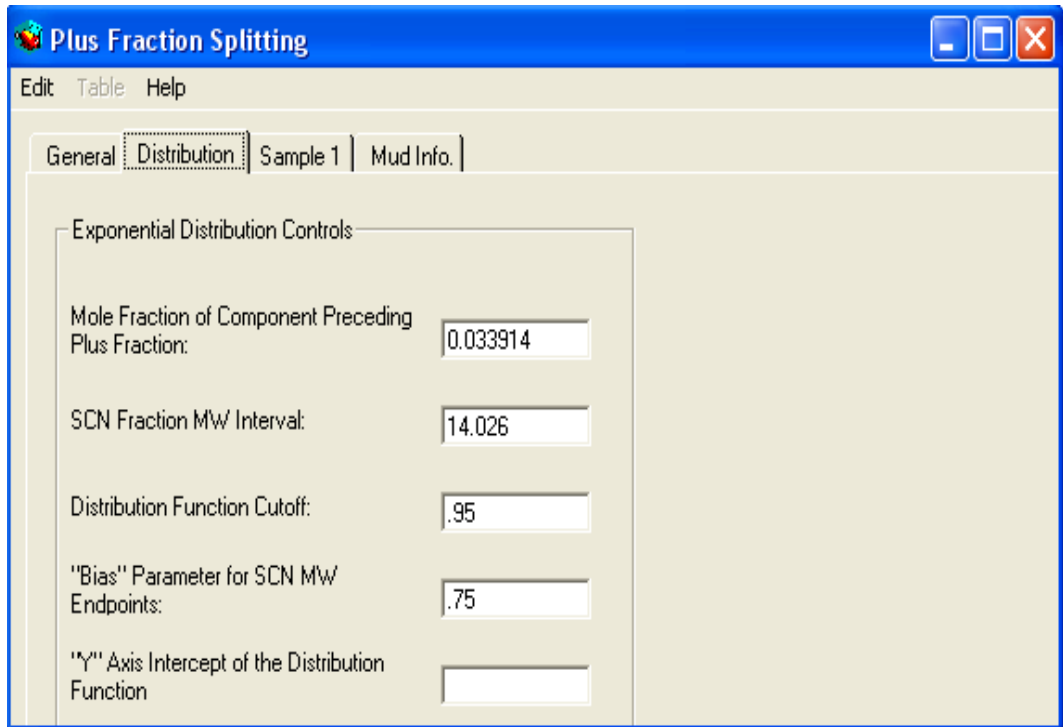
Conduct contaminated sample analysis. Level of Contamination: (empty) (weight fraction of mud)

No	Mole fraction	Molecular Weight	Specific Gravity	Boiling Point (deg C)

Fuente: Autores del proyecto.

- Se introduce la fracción C6 (0,033914) ver e Figura 39.

Figura 39. Especificando la Fracción Anterior al C7+ (Col -25, Arena B).

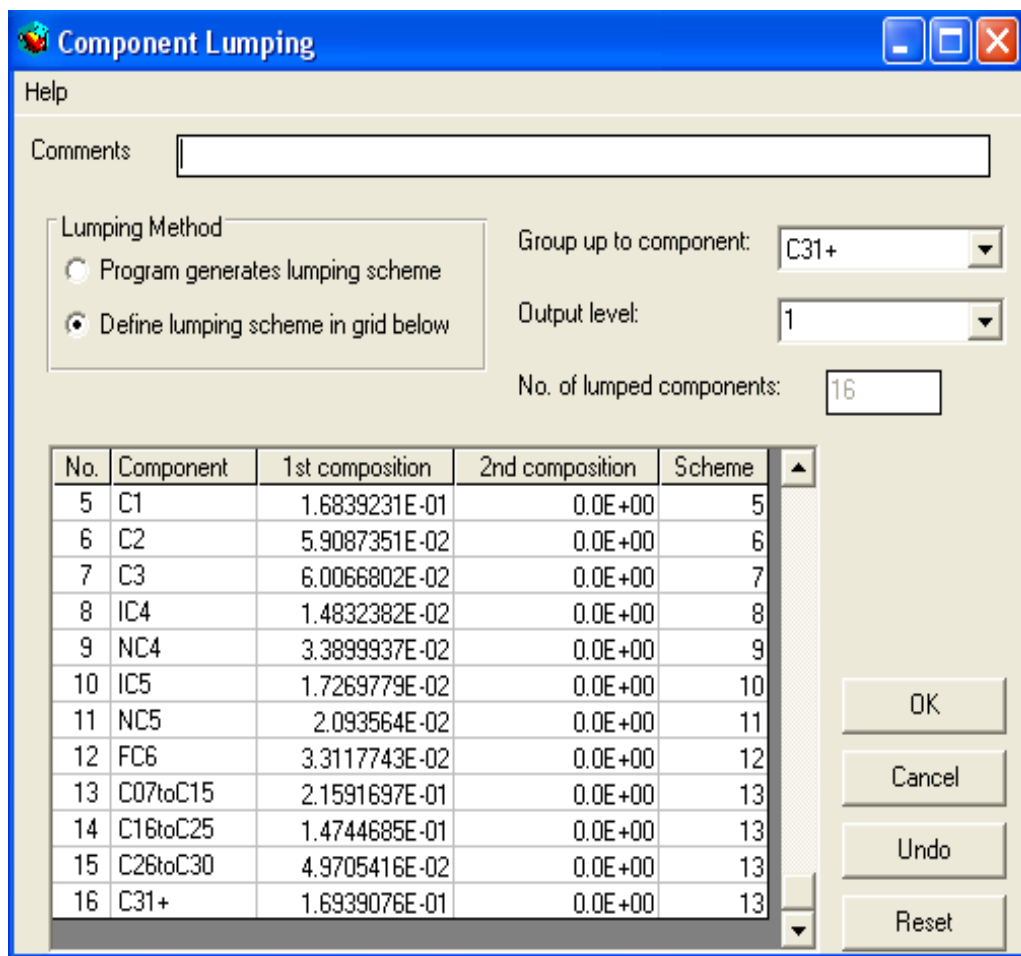


Fuente: Autores del proyecto.

- Se realizó el cálculo para la respectiva división (Splitting), consecutivamente se especificó la fracción pesada C7+ para obtener todos los componentes hasta el C31+.
- Se revisó en detalle esta división para evitar errores en los sus respectivos cálculos. Esta división es muy importante ya que predice muy bien toda la composición del crudo y es muy representativa del fluido.
- Se corrió el archivo Colorado 25-split.dat y los componentes se agruparon en 4 pseudo-componentes, para esto se utilizó las correlaciones de propiedades críticas de Lee-Kesler.

- Se procedió a realizar un agrupamiento de las fracciones pesadas del crudo, este procedimiento es conocido como “Lumping”. Luego de un análisis detallado del comportamiento de cada uno de los pseudocomponentes de las fracciones pesadas, se decidió agrupar estos componentes de la siguiente manera: del C7 al C15, del C16 al C29 y el C30+ representando la fracción pesada, ver en la Figura 40.

Figura 40. Lumping de los Componentes del Fluido del Pozo Col-25.



Fuente: Autores del proyecto.

Es importante saber que para hacer cálculos posteriores para ajustes de la presión de saturación, ya debe estar definida la división de la fracción pesada y además debe estar hecho el Lumping.

5.2 ACTUALIZACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA PARA CRUDO PROVENIENTE DEL POZO COL-25

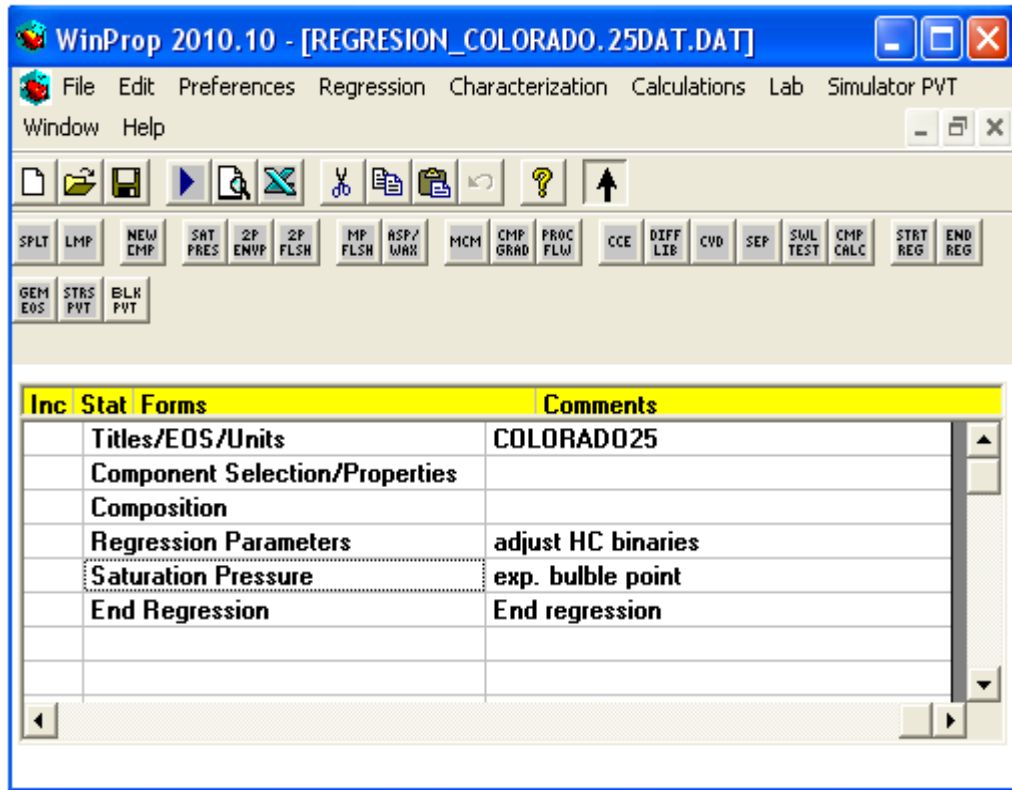
- Después de realizar la división de la fracción pesada C7+, la ecuación de estado se ajustó a los datos PVT del fluido. La especificación de los componentes se actualizó para reflejar los resultados del cálculo de la división de la fracción pesada.

5.3 LA REGRESIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE SATURACIÓN (COL-25)

- Se especificó una forma de regresión de parámetros en el conjunto de datos mediante la opción iniciar regresión en el menú principal y haciendo clic en la casilla Reg STRT de la barra de herramientas. Posteriormente, se asignó un cálculo de la presión de saturación haciendo clic en la casilla Sat Pres, y la regresión se finalizó.
- Para el cálculo de la presión de saturación se especificó una temperatura de 104 ° F y una aproximación de la presión de saturación experimental de 630 psia. También se especificaron los coeficientes de interacción binaria en la casilla "seleccionar de la lista, HCIntCoefExp - (1.2).
- Se establecieron los controles de la regresión y la tolerancia de convergencia fue de 0,00001 para lograr una buena aproximación con los datos experimentales.

Un resumen de la regresión mencionada anteriormente se muestra en la Figura 41:

Figura 41. Regresión al PVT del Fluido (Col-25, Arena B).



Fuente: Autores del proyecto.

- Al ejecutar y correr el conjunto de datos, se observó que en los resultados de la corrida y en el cuadro de resumen de la regresión al final del archivo de salida, no coincidió el valor de la presión de saturación experimental con presión de saturación simulada. Por lo tanto el modelo no estaba listo para para la predicción de la precipitación de asfaltenos.

Algo muy importante que se tuvo en cuenta es que para este campo existió una diferencia notable entre la presión de saturación obtenida en el PVT experimental y la obtenida a través de Winprop, para esto se debe tener en cuenta lo siguiente para el ajuste de la presión de saturación:

Después de varias sensibilidades se determinó que la mejor manera de cotejar la presión de saturación es convertir a cero los exponentes de

iteración de los hidrocarburos (hydrocarbon interaction coefficient exponent) y activar la opción de cambio de volumen dependientes de la temperatura (temperature-dependent volume shifts), ajustar la presión crítica de los pseudo-componentes pesados por medio de la regresión con los siguientes pasos:

- Hacer clic sobre la casilla que contiene la sección “Presión de saturación”, para empezar nuevamente los cálculos.
- Especificar “Regresión” y seleccionando “Start” luego se hace clic en la casilla justo debajo de la sección de “Presión de saturación” y de nuevo “Regresión” pero esta vez se selecciona “End”.
- Hacer clic en “Parámetros de la regresión” y en la casilla de “propiedades de los componentes” se selecciona la opción Pc (atm) del C30+.
- Seleccionar “Propiedades de los componentes”, y en la casilla “Componentes”. Se activa el uso de la temperatura dependiente del cambio de volumen.
- Especificar “Coeficientes de interacción” en la casilla “HC-HC”.
- Elegir HC-HC y se cambia a cero (0) el valor del exponente.
- Posteriormente a estos pasos para el ajuste de la presión de saturación, se corre el archivo Colorado25RegressCorregida.dat, y se observa en los resultados en el archivo de salida, que se ajustó la presión de saturación, estos pasos se deben hacer varias veces hasta que se ajuste la presión de saturación, proceso iterativo.

5.4 ESPECIFICACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL ASFALTENO EN EL CRUDO DEL POZO COL-25

- Los componentes de asfaltenos se especificaron, en uno precipitante y otro no precipitante. Estos dos componentes tienen las mismas propiedades críticas y factores acéntricos, sin embargo los componentes de precipitación tienen mayores coeficientes de interacción binaria que los componentes ligeros cercanos al C5. Estos componentes de asfaltenos se asignaron en WinProp agregando un nuevo componente a la lista, y especificando sus propiedades.

En la casilla propiedades y selección de componentes, se desinstaló la opción del uso de volumen shifts en función de la temperatura y esto permitió que los cambios en el volumen estuvieran ajustados a los datos de densidad. En la tabla de componentes, se hizo clic en la lista justo debajo de los componentes del C31 + para añadir el componente FC6 Figura 42.

Figura 42. Definición de las Fracciones Pesadas (Col-25, Arena B).

Component definition

Options SetSelection VolumeShift AqueousSolubility Edit Help

Component | Int. Coef. | Viscosity | Aqueous phase |

Comments: colorado25 insertando C31A y C31B

No. of components: 17 Use temperature-dependent volume shifts

No.	Component	HC	Pc(atm)	Tc(K)	Acentric fact.	Mol. weigh
6	C2	1	48.2	305.4	.098	3
7	C3	1	41.9	369.8	.152	44
8	IC4	1	36	408.1	.176	56
9	NC4	1	37.5	425.2	.193	56
10	IC5	1	33.4	460.4	.227	72
11	NC5	1	33.3	469.6	.251	72
12	FC6	1	32.46	507.5	.27504	
13	C07toC15	1	25.01564	646.17067	.45873683	147.9
14	C16toC25	1	15.382497	800.33203	.80125027	280
15	C26toC29	1	11.783624	882.74041	1.015052	383.21
16	C30+	1	6.3545277	1066.7139	1.4536053	684
17	FC6	1	32.460	507.50	0.275040	86.1

Table Import Wizard OK Cancel

Fuente: Autores del Proyecto.

- Se reemplazó el componente FC6 por los componentes C31A+ y C31B + no precipitante y precipitante respectivamente.

Para poder especificar los coeficientes de interacción en un componente de forma individual C31B +, la diferencia de éstos es el cálculo del exponente del coeficiente de interacción de hidrocarburos, en la casilla del HC el componente C31B + se puede establecer en 0. La lista de componentes debe aparecer ahora como sigue a continuación vista en la Figura 43.

Figura 43. Definición de los Pseudo-Componentes C31A+ y C31B+ Precipitantes del Fluido (Col-25, Arena B).

No.	Component	HC	Pc(atm)	Tc(K)	Acentric fact.	Mol. weigh
7	C3	1	41.9	369.8	.152	44
8	IC4	1	36	408.1	.176	5E
9	NC4	1	37.5	425.2	.193	5E
10	IC5	1	33.4	460.4	.227	72
11	NC5	1	33.3	469.6	.251	72
12	FC6	1	32.46	507.5	.27504	
13	C07toC15	1	24.997702	646.00162	.458842	147.9
14	C16toC25	1	15.369488	800.09871	.80146748	280
15	C26toC30	1	11.600931	887.08911	1.0266743	389.7
16	C31A+	1	5.5607292	1109.2987	1.4710609	69E
17	C31B+	0	6.1773888	1074.0778	1.4710609	69E

Fuente: Autores del proyecto.

En la casilla coeficientes de interacción, se puede ver la magnitud de los coeficientes binarios entre C31A + y los componentes ligeros.

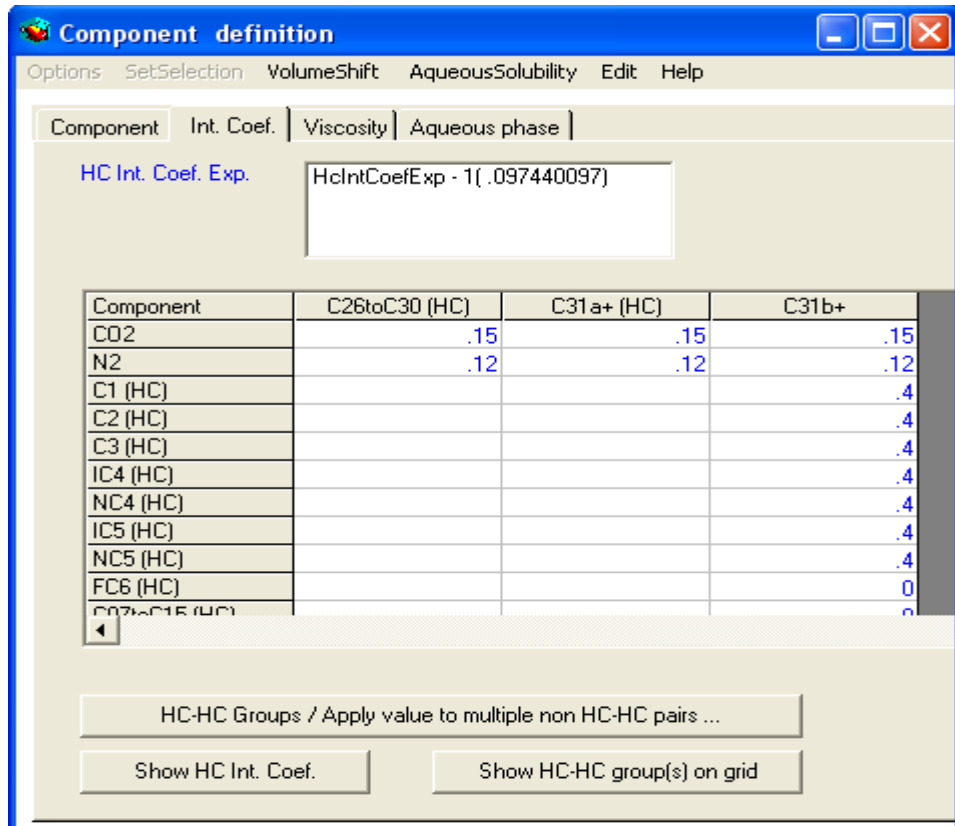
Los coeficientes de interacción binaria para el componente precipitante deben ser considerablemente más altos que los del componente no precipitante para darle la forma correcta de la curva de precipitación por debajo del punto de burbuja.

El valor del orden de 0,4 dió buenos resultados. Para el componente C31B + especificado, se introduce los mismos coeficientes de interacción binaria para el C31A +, CO₂ y N₂ y se escribe valores de 0,4 para las interacciones desde C1 hasta n-C5.

El valor de la fracción pesada C31B + se dejó en cero.

En base a lo anterior se replanteo la división del componente más pesado en dos, un componente que no precipita (C31A+) y un componente que puede precipitar (C31B+) como estos dos pseudo-componentes forman uno solo, entonces tienen idénticas propiedades críticas y factores acéntricos, pero los coeficientes de interacción binaria con relación a los componentes livianos son diferentes (Figura 44).

Figura 44. Definición de los Componentes de Interacción (Fluido, Col-25).



Fuente: Autores del proyecto.

- Para hacer que el componente C31B+ precipite, se ingresó altos valores de coeficientes de interacción desde C1 hasta el C5, ya que esto logra una incompatibilidad con el resto de los componentes y es lo que permite que el componente se disocie y precipite, así que estos deben ser los parámetros a ajustar.

De acuerdo a la literatura los coeficientes de interacción del componente a precipitar/disociar son mayores que los componentes que no precipitan, y se modifican del C1 al C5 porque estos son los componentes livianos del petróleo, pero este proceso es iterativo, ya que en un primer intento sólo se puede seleccionar del C1 al C3, es decir, esto puede variar hasta ajustar lo que deseamos.

5.5 ESPECIFICACIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL ASFALTENO (COL-25)

La fracción molar Z_{C31B+} del componente de asfaltenos en el petróleo crudo se calculó a partir de:

$$Z_{C31B+} = W_{Asph} MW_{Oil} / MW_{C31B+} \dots\dots\dots (43)$$

Donde W_{Asph} es el contenido de asfaltenos en el tanque.

MW_{Oil} es el peso molecular del crudo y MW_{C31B+} el peso molecular del componente C31B+.

El peso molecular del crudo vivo es calculado como 227,419 lb/lbmol. El valor del contenido de asfaltenos en el tanque se dió como 6,65 wt% en peso.

Como la fracción en peso del gas en el aceite vivo suele ser pequeño, el valor del depósito solido de asfaltenos fue 6,65 wt% en peso, este se obtuvo de una muestra de material orgánico por SARA. De la tabla de componentes, se adquirió el peso molecular del componente C31B + que corresponde a 698,861 lb/lbmol. Con estos datos se inicia el cálculo de la primera composición y se especificó un valor 0,02164002 para la fracción molar del C31B +. Se resto esta cantidad de la fracción molar original del C31 +, y se tomo 1,47E-01 como la fracción molar de C31A +, éste procedimiento se muestra en la Figura 45.

Figura 45. Primera Composición de las Fracciones Pesadas Calculadas para el Fluido del Pozo Colorado 25.

The screenshot shows a software window titled "Composition" with a menu bar containing "Edit" and "Help". Below the menu bar is a "Comments" text box. A paragraph of instructions follows: "Enter the composition in mole fraction or percent. Normally, 'Primary' corresponds to the reservoir fluid and 'Secondary' corresponds to the injection fluid (if applicable). Blanks will be replaced by zeros." Below this text is a table with three columns: "Component", "Primary", and "Secondary". The table contains 13 rows of data, including a "Sum" row and various hydrocarbon fractions.

Component	Primary	Secondary
Sum	1.000000	0.000000
C2	5.9087351E-02	0.0000000E+00
C3	6.0066802E-02	0.0000000E+00
IC4	1.4832382E-02	0.0000000E+00
NC4	3.3899937E-02	0.0000000E+00
IC5	1.7269779E-02	0.0000000E+00
NC5	2.0935640E-02	0.0000000E+00
FC6	3.3117743E-02	0.0000000E+00
C07toC15	2.1591697E-01	0.0000000E+00
C16toC25	1.4744685E-01	0.0000000E+00
C26toC30	4.9705416E-02	0.0000000E+00
C31A+	1.4775055E-01	0.0000000E+00
C31B+	2.1640207E-02	0.0000000E+00

Fuente: Autores del proyecto.

La fracción molar Z_{C31B+} del componente de asfaltenos en el petróleo crudo se calculó a partir de:

$$Z_{C31B+} = W_{Asp} MW_{Oil} / MW_{C31B+} \dots \dots \dots (44)$$

$$Z_{C31B+} = (0,0666 * 227,419) / (698,861)$$

$$Z_{C31B+} = 0,02164002$$

Donde $W_{Asph} = 0,0665$ es el contenido de material sólido de asfaltenos en el tanque. $MW_{Oil} = 227,419 \text{ lb/lbmol}$ Es el peso molecular del crudo vivo obtenido durante la simulación para el crudo proveniente del pozo Colorado 25 y $MW_{C31B+} = 698,861 \text{ lb/lbmol}$ es el peso molecular del componente C31B+.

La Fracción molar original del C31+ = 1,69E-01.

$$Z_{C31A+} = (0,169 - 0,02164002)=0,147$$

5.6. ESPECIFICACIÓN DE LA REGRESIÓN ADICIONAL PARA EL CRUDO PROVENIENTE DEL POZO COL-25

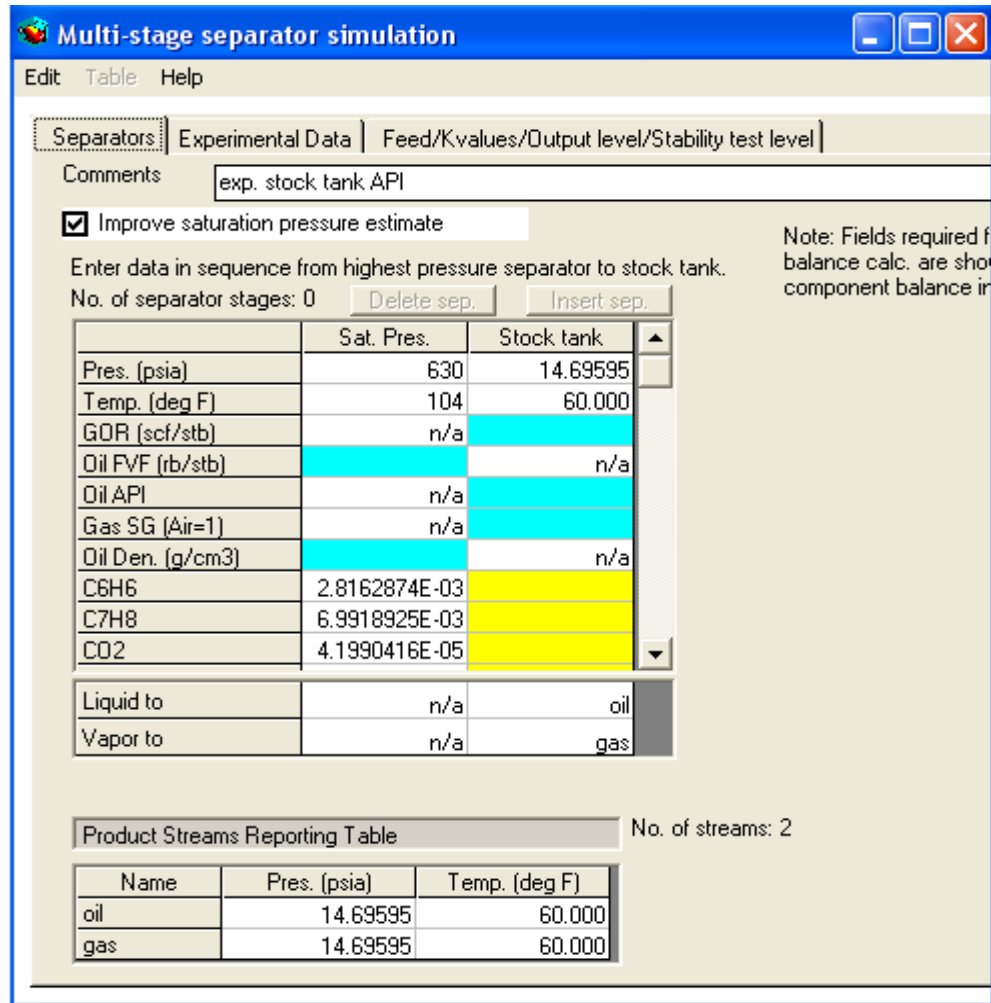
- Cuando el componente C31+ se dividió en dos partes en uno precipitante y otro no precipitante, los coeficientes de interacción binaria para el componente de los asfaltenos se ajustan, las predicciones del comportamiento de la fase del fluido se verán afectadas por estos cambios. Por esta razón, la regresión se realizó de nuevo para asegurar que el modelo predice correctamente el líquido y el comportamiento de la fase sólida.

Para cálculos adicionales se realizó una regresión en el Stock Tank Oil API del software.

- Se especificó una regresión final, a condiciones de separador (SEP) para hacer un cálculo en el separador en para este conjunto de datos.

En el Separador se ingresó una estimación de la presión de saturación de 630 psia y una temperatura de 104 °F en la primera columna de la especificación de separación (Figura 46).

Figura 46. Simulación de la precipitación de Asfaltenos Especificando las Condiciones del Separador (Col -25, Arena B).



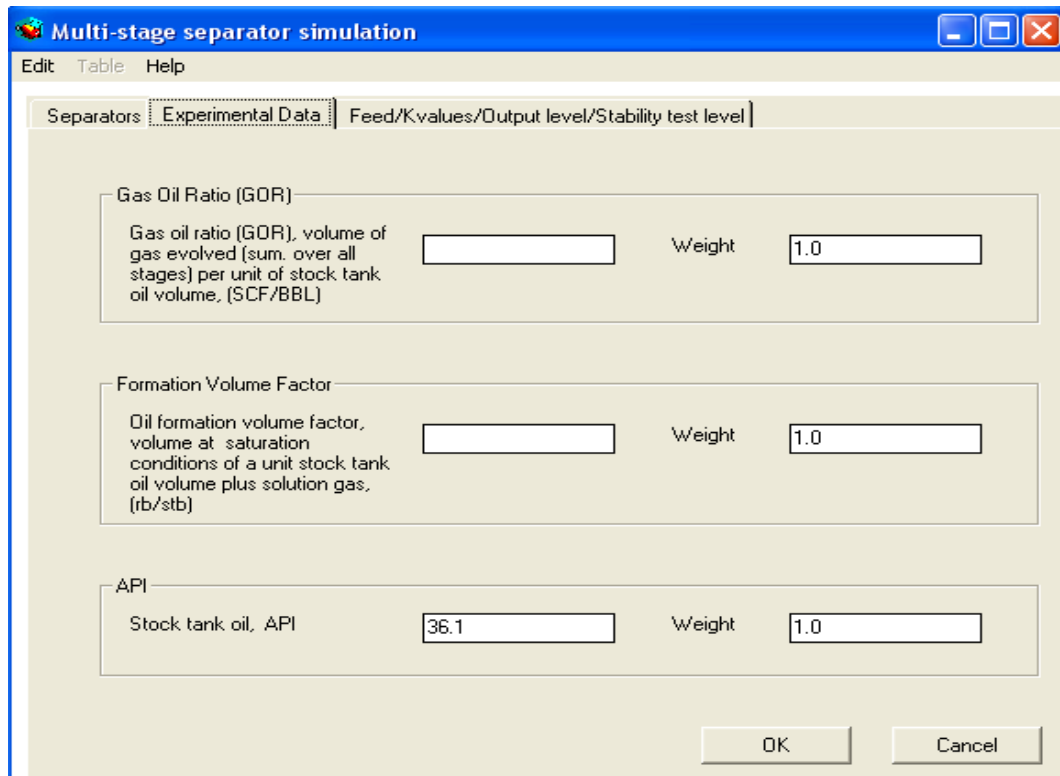
Fuente: Autores del proyecto.

- Para coincidir con el °API experimental, se modificó los parámetros de cambio de volumen de la fracción pesada de los pseudo-componentes.

Se revisó el dato experimental 36.1 °API y se especifico este valor para el depósito de petróleo en el tanque °API ver Figura 47.

A medida que ocurre el cambio de volumen en los componentes de asfaltenos, se afecta la cantidad del precipitado, así como la densidad del líquido, esta no se ajustó durante la regresión.

Figura 47. Gravedad °API del Fluido Especificada en el Simulador CMG para el Pozo Colorado 25.



Fuente: Autores del proyecto.

Es necesario hacer los pasos después de añadir "separador", se entra a parámetros de regresión y en la opción del cambio de volumen se hace clic en las filas correspondientes a los componentes de C07-C15, C16, C25 y C26, C30 para seleccionar estos parámetros como variables de regresión.

5.7 ESPECIFICACIÓN DE LA FUGACIDAD DE REFERENCIA (COL- 25)

La ecuación que describe la fugacidad del componente sólido en la fase sólida se da en los "cálculos flash".

Se describe esta ecuación para condiciones isotérmicas dadas:

$$\ln f_s = \ln f_s^* + v_s(p_1 - p_0)/RT_0 \dots \dots \dots (45)$$

Donde f_s se conoce como la fugacidad de referencia, en las condiciones de referencia de p_0 y T_0 , v_s es el volumen molar del sólido. La fugacidad de referencia es generalmente igual a la fugacidad del componente de precipitación calculada por la ecuación de estado que determina experimentalmente la precipitación de asfáltenos a condiciones de presiones y temperaturas dadas. Esto asegura que el modelo predice la aparición de la presión correcta.

En condiciones de presión, la fugacidad del componente sólido en la fase sólida se compara con la fugacidad del componente sólido en la fase líquida como fue predicho por las ecuaciones de estado, si la fugacidad del componente sólido en la fase sólida es menor entonces el asfalteno se precipitará. Con los modernos sistemas de detección de la precipitación sólida, las presiones de inicio por lo general se pueden determinar con bastante precisión. En los datos del Campo Colorado y otros, una presión de inicio exacta no se da, en cambio, un punto de presión por encima de la presión de saturación a la que se determina una pequeña cantidad de asfáltenos precipitados es notable.

El dato proporcionado a partir de las pruebas experimentales, es de 0,4974 wt% en peso de asfáltenos precipitados a 660 psia y 104 ° F y este se especificó; para utilizar estos datos, la fugacidad de referencia se determinó a la presión y temperatura dadas. El wt% peso reportado de asfáltenos

precipitados se convirtió en una fracción molar al entrar en WinProp. Usando la misma fórmula y peso molecular como antes para la primera composición:

$$Z_{C31B+} = \frac{W_{Asp} MW_{Oil}}{MW_{C31B+}} \dots \dots \dots (46)$$

La fracción molar de asfaltenos precipitados se cálculo así:

$$Z_{C31B+} = (0,004974 * 227,419)/(698,861)$$

$$Z_{C31B+} = 0,00161861.$$

Para un segundo cálculo en la composición, se dejaron los mismos valores para las composiciones anteriores a las fracciones pesadas C31A+ y C31B+, éstas fracciones fueron modificadas, con el fin de lograr un ajuste con los datos de precipitación experimentales.

En esta nueva composición, se resta la fracción que se tenía anteriormente C31B+ de la nueva fracción molar de asfaltenos precipitados C31B +, la fracción nueva es $Z_{C31B+} = (0,02164002 - 0,00161861) = 0,02002141$ molar. Posteriormente a este cálculo se advirtió que la composición no se resume ya a 1.0, esto se ignora, ya que todas las composiciones se normalizarán, este valor de 0,02002141 es el nuevo valor de C31B+ para la segunda composición, la fracción para C31A+ queda igual ver Figura 48.

Figura 48. Segunda Composición y Condiciones de Precipitación del Fluido proveniente del Pozo Colorado 25

Composition

Edit Help

Comments

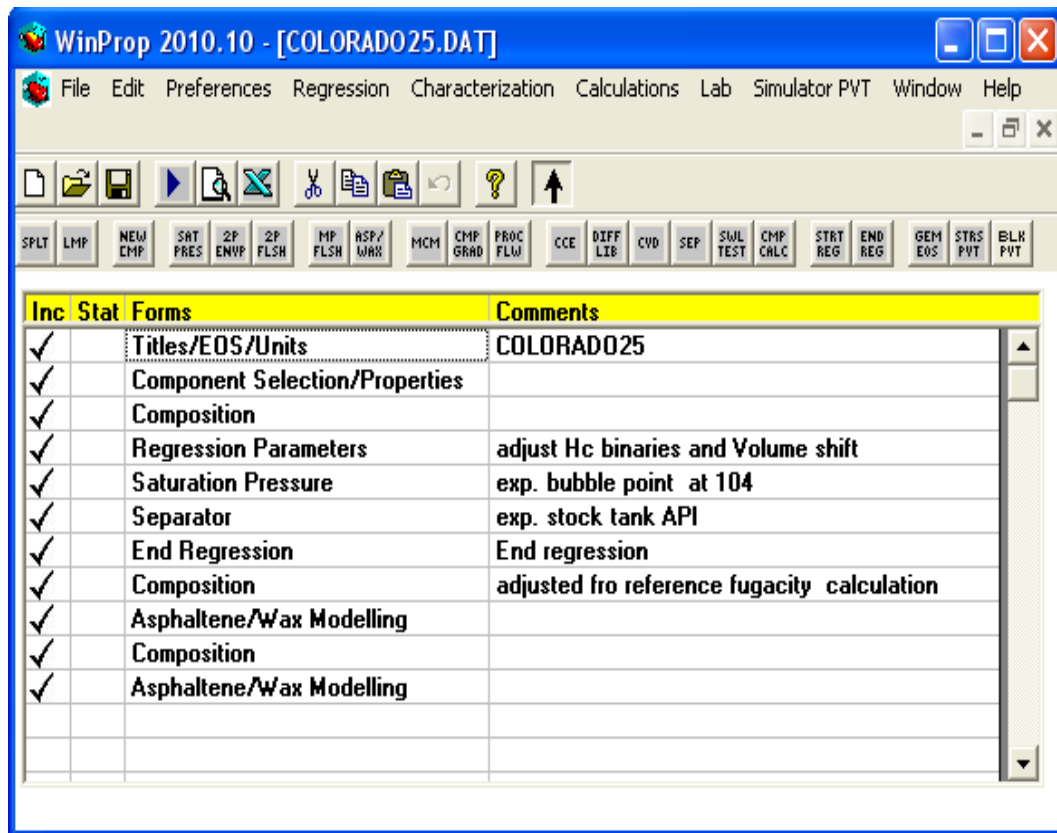
Enter the composition in mole fraction or percent. Normally, "Primary" corresponds to the reservoir fluid and "Secondary" corresponds to the injection fluid (if applicable). Blanks will be replaced by zeros.

Component	Primary	Secondary
Sum	1.000000	0.000000
C2	5.9087351E-02	0.0000000E+00
C3	6.0066802E-02	0.0000000E+00
IC4	1.4832382E-02	0.0000000E+00
NC4	3.3899937E-02	0.0000000E+00
IC5	1.7269779E-02	0.0000000E+00
NC5	2.0935640E-02	0.0000000E+00
FC6	3.3117743E-02	0.0000000E+00
C07toC15	2.1591697E-01	0.0000000E+00
C16toC25	1.4744685E-01	0.0000000E+00
C26toC30	4.9705416E-02	0.0000000E+00
C31A+	1.4775055E-01	0.0000000E+00
C31B+	2.002141E-02	0.0000000E+00

Fuente: Autores del proyecto.

A continuación se muestra todo lo que se hizo para el análisis del crudo del Pozo Col-25 a través de varios pasos; se concluyó que es importante hacer esta serie de pasos siguiendo el orden respectivo, sin omitir algún paso, es primordial ya que al desordenar la opciones de cálculo, podrá generar suposiciones que no corresponden a las pruebas experimentales de precipitación de asfaltenos ver la Figura 49.

Figura 49. Resumen de Todo el Procedimiento de Simulación de la Precipitación de Asfaltenos hasta el Momento (Col-25).



Fuente: Autores del proyecto.

Para que la ecuación de fugacidad realice los cálculos respectivos de fugacidad para cada uno de los componentes, se especificó una forma de modelamiento para calcular las fugacidades y posteriormente precipitación de asfaltenos. Para este fin se indicó las condiciones de referencia 660 psia y 104 ° F, sin especificar pasos de presión.

Estos cálculos establecerán la fugacidad de referencia, igual a la fugacidad del componente de precipitación en la fase líquida, calculada por la ecuación de estado. El procedimiento para estos cálculos de fugacidades se muestra en la Figura 50:

Figura 50. Condiciones de la Precipitación de Asfáltenos (Col-25).

Multiphase flash with asphaltene/wax precipitation

Edit Table Help

Calculations | Ref. State | Plot Control

Comments

Pressure Data

Pressure (psia): 660

Pressure Step (psia): 0.0

No. of pressure steps: 1

Temperature Data

Temperature (deg F): 104

Temperature Step (deg F): 0.0

No. of temperature steps: 1

Feed Composition

Feed: Mixed

Primary mole fraction: 1.0

Mole fraction step: 0.0

No. of mole fraction steps: 1

K values

K-values: Internal

Phase Number: Not applicable

Output level / Stability test level

Output level: 1

Stability test level: 1

OK Cancel

Fuente: Autores del proyecto.

5.8 .ESPECIFICACIÓN DEL VOLUMEN MOLAR DEL SÓLIDO (COL- 25)

A través de varias simulaciones se comprobó que el volumen molar de sólidos, debe tener un valor ligeramente superior al volumen molar del componente de precipitación predicha por la ecuación de estado. Entonces, con este aumento de volumen molar se puede aproximar los datos de precipitación simulados a los experimentales y obtener una grafica representativa de la precipitación de asfaltenos.

El volumen molar del sólido calculado en la simulación fue 0,6874 L/mol. Se tomó un valor inicial de 0,75 L/mol , porque este volumen molar debe ser ligeramente mayor al volumen calculado 0,6874 L/mol, el valor inicial se

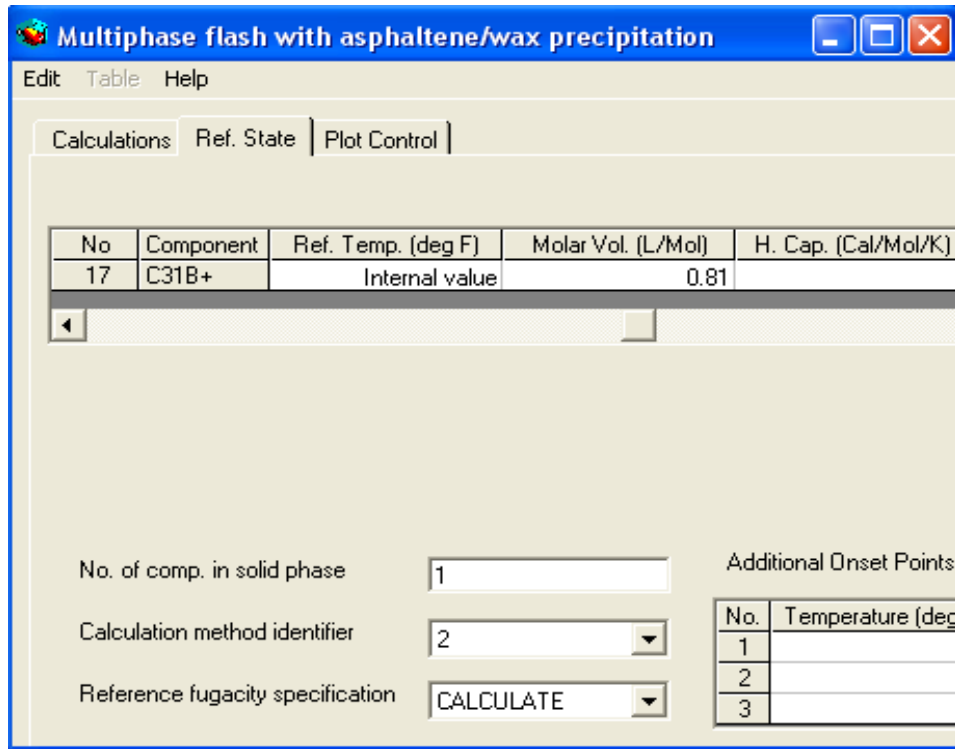
ingresó con el fin de ajustar la grafica representativa de la precipitación de asfaltenos, debido a que no se logró un ajuste representativo con los datos experimentales de precipitación con este valor inicial, se pensó en aumentar este volumen molar aún más para lograr el ajuste.

El volumen molar del sólido 0,75 L/mol, que se ingresó nos dió la cantidad de sólidos a precipitar, si es aumentado, entonces incrementa la cantidad de asfaltenos a precipitarse cuando se alcanza la presión de saturación.

De acuerdo al artículo SPE 26642, el volumen molar del sólido que se debe ingresar en la forma Asphaltene/Wax Modelling, debe ser ligeramente mayor al que es calculado por la ecuación de estado para el componente que se utiliza en la precipitación. En este caso, el volumen molar del componente en solución fue de 0,6874 L/mol, por lo que se utilizó un volumen molar de 0,75 L/mol para estimar la cantidad de sólido a precipitar. Al observar los resultados, la cantidad de sólido precipitado que WinProp calculó es menor a 0,4974 wt% reportado en los datos, por lo que se aumento a un valor 0,81 L/mol para tratar de reproducir el dato de 0,4974 wt% peso de precipitados, dato obtenido experimentalmente (Figura 51).

Los pasos realizados y criterios que se toman en cuenta son basados en los trabajos realizados donde se ha demostrado una eficiente manera de modelar la precipitación de asfaltenos. La idea principal, es ajustar los datos de laboratorio, en este caso la máxima cantidad de sólido precipitado (0,4974 wt% peso) y la forma de hacerlo es incrementando el volumen molar del sólido, sin embargo, el valor utilizado es sólo una pequeña modificación del que la ecuación de estado ya había arrojado para el componente en solución.

Figura 51. Volumen Molar para el Ajuste del Modelo (Col-25).



Fuente: Autores del proyecto.

5.9. PREDICCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS (COL-25)

Para realizar predicciones de precipitación de asfaltenos, se utilizó toda la composición del crudo vivo, se especifican las condiciones de precipitación y se genera por ultimo la gráfica representativa de la precipitación de asfaltenos.

Para lograr los cálculos a través de la ecuación de fugacidad, se asignó una presión de 14,7 psia, para modelar condiciones de superficie, un paso de la presión de 25 psia, para especificar el delta de la presión en los cálculos de fugacidades para cada componente y por último, el cálculo de los precipitados y un número de medidas de pasos de presión de 40 que fueron los rangos de presión vs wt% peso de precipitados. Esto dió lugar a la especificación de los flasheos que se realiza para cada 25 psia desde 14,7 psia hasta 1000 psia (Figura 52).

Figura 52. Iteraciones Posibles para Determinar las Isotermas (Col -25)

Multiphase flash with asphaltene/wax precipitation

Edit Table Help

Calculations | Ref. State | Plot Control

Comments

Pressure Data

Pressure (psia): 14.7

Pressure Step (psia): 25

No. of pressure steps: 40

Temperature Data

Temperature (deg F): 104

Temperature Step (deg F): 0.0

No. of temperature steps: 1

Feed Composition

Feed: Mixed

Primary mole fraction: 1.0

Mole fraction step: 0.0

No. of mole fraction steps: 1

K values

K-values: Internal

Phase Number: Not applicable

Output level / Stability test level

Output level: 1

Stability test level: 1

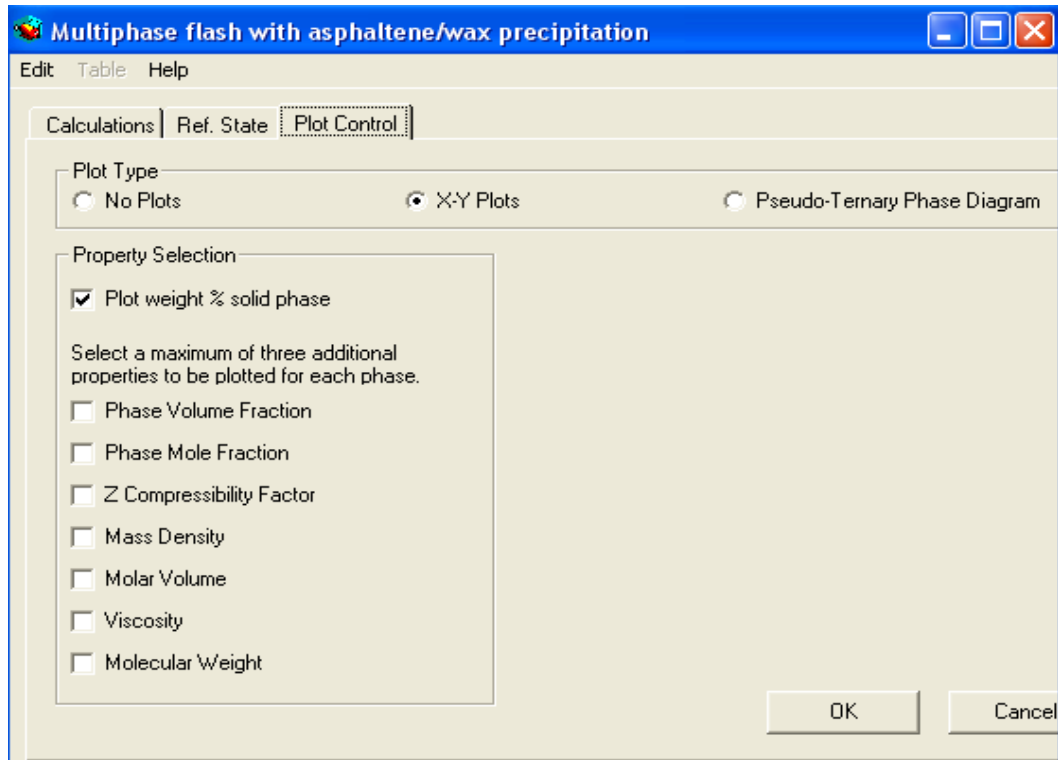
OK Cancel

Fuente: Autores del proyecto.

Como paso final para la predicción de la precipitación de asfaltenos, se especificaron los rangos de presión y temperatura. La temperatura debe tener valores alrededor de la temperatura de yacimiento.

Se establecieron las especificaciones de fugacidad de referencia para los diferentes pasos de presión. Con estos pasos de presión y temperatura se especificó la fugacidad de referencia para el modelo de asfaltenos que después establecerá un valor determinado en el cálculo flash del asfalteno, en el cual se acordó una fugacidad de referencia a calcular. El volumen molar, la presión de referencia, la temperatura de referencia, fueron establecidos previamente.

Figura 53. Generando los Resultados en Excel para el Fluido (Col-25).



Fuente: Autores del proyecto.

En la opción plot control, opción gráfica XY, se comprobó el wt% peso en la fase sólida ver Figura 53. Para la visualización de la información se utilizó el icono de Excel en la barra de herramientas para crear las respectivas gráficas de precipitación de asfaltenos. Se observó la forma de la curva de precipitación de asfaltenos a partir del punto de inicio superior hasta la presión de saturación y esta mostró la tendencia esperada, aumento de la precipitación con la disminución de la presión en el yacimiento, llegando hasta la presión de saturación.

Como paso final de ajuste, se tuvo en cuenta que la cantidad prevista de asfaltenos a la presión de referencia de 660 psia no correspondió al valor experimental de 0,4974 wt% en peso y que la forma de la curva a presiones más bajas no era precisa. Por esta razón se analizaron los parámetros de

ajuste del modelo sólido para lograr la forma correcta de la curva de precipitación.

5.10 AJUSTE DE LOS PARÁMETROS DEL MODELO SÓLIDO (COL- 25)

Por lo general, la máxima precipitación se produce en torno a la presión de saturación del fluido. Por debajo de esta presión, la liberación de gas y los cambios en los parámetros de solubilidad del crudo de la fase líquida permiten la redisolución de los precipitados de asfaltenos. Es posible que todos los asfaltenos precipitados volvieran a la solución a una presión suficientemente baja.

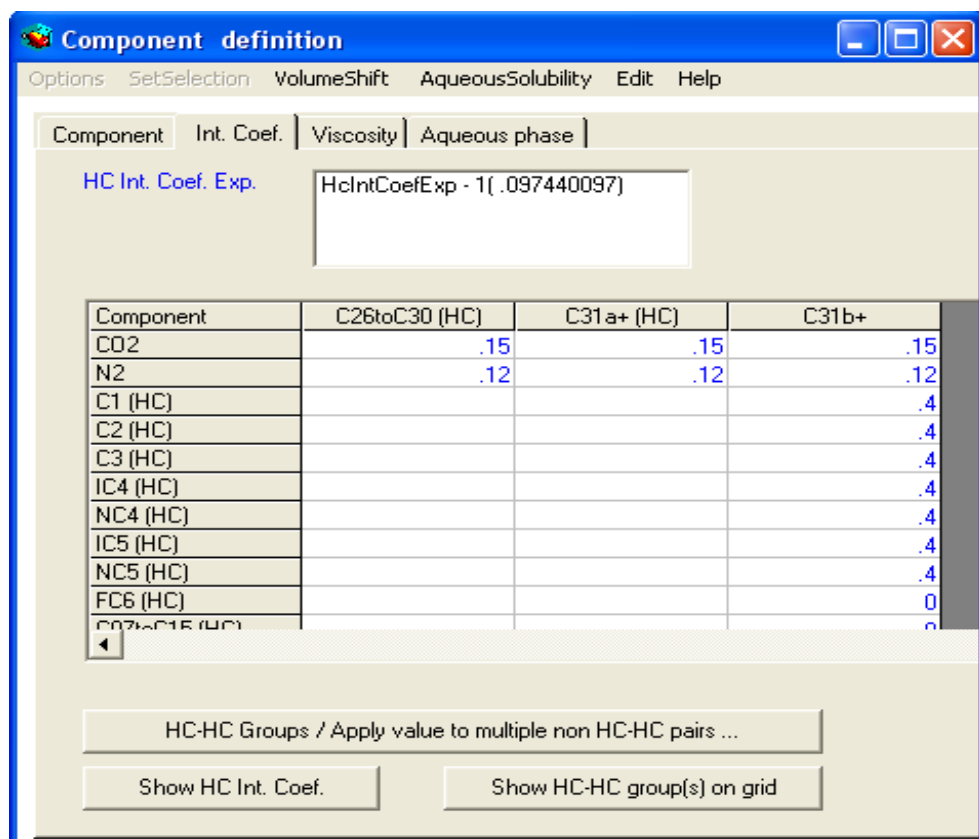
Los parámetros que controlan este comportamiento en el modelo sólido son el volumen molar sólido y el parámetro de interacción binaria entre los componentes de la precipitación de los productos livianos del petróleo. El aumento del volumen molar del sólido, aumenta un máximo de precipitación en la presión de saturación. El aumento del parámetro de interacción binaria con los livianos obligará a los asfaltenos a disolver a bajas presiones.

Los datos experimentales dados para el fluido del pozo Col-25 indicaron que la cantidad máxima de precipitación a partir de este líquido debe ser cerca de 0,4974 wt% peso, y que la cantidad de precipitación se reducirá a 0,0178 wt% en peso en 810 psia. Al analizar los resultados de la ejecución inicial, se observa que el volumen molar del sólido debe ser aumentado ligeramente para incrementar la cantidad máxima de precipitación wt% en peso de aproximadamente 0,4 a 0,4974.

El parámetro de interacción binaria entre los componente de la precipitación y de los componentes ligeros también se debe aumentar para darle la forma correcta a la curva de precipitación de asfaltenos por debajo de la presión de saturación. Como se señaló anteriormente, la realización de la regresión en los datos de asfaltenos del modelado, permite establecer el modelo para predecir

el comportamiento correcto de precipitación, cuando los parámetros de interacción para el componente de asfaltenos son modificados. Después de un previo estudio acerca de estos parámetros, se ajustaron los parámetros de interacción binaria entre el componente C31B + y los componentes de C1 a n-C5. Usando un valor constante de 0,4 (Figura 54), para todas las iteraciones dadas y volumen molar de 0,81 L/mol que dio como resultado una curva aceptable de las precipitaciones, que coincidió con los datos experimentales de precipitación de asfaltenos para el crudo del pozo Col- 25.

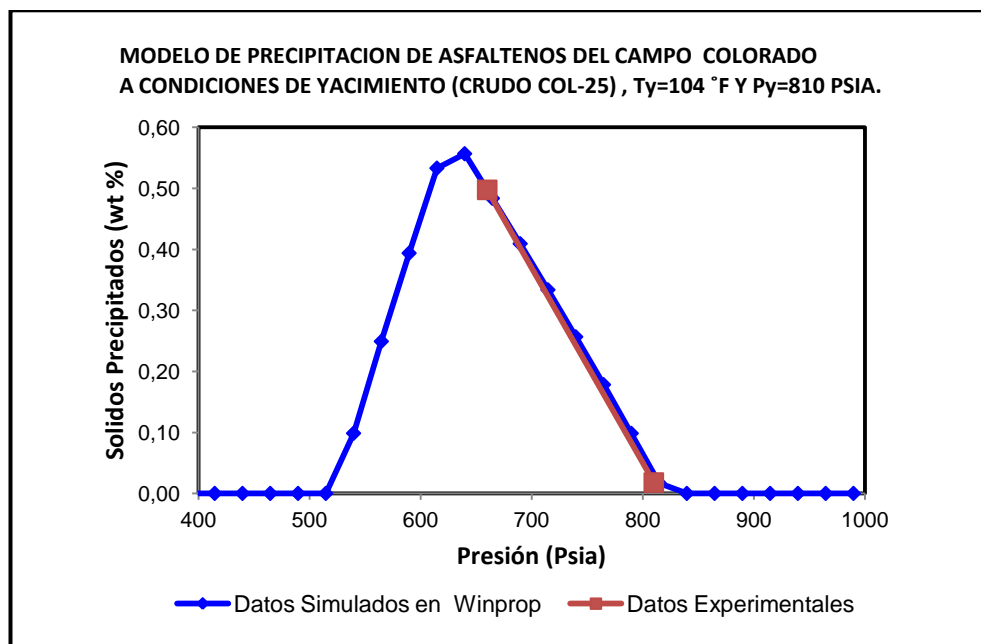
Figura 54. Ajustes Finales Coeficientes de Interacción Binaria Para la Precipitación de Asfaltenos (Col- 25, Arena B).



Fuente: Autores del proyecto.

6. RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN A UN CRUDO DEL CAMPO COLORADO

Figura 55. Vista General Precipitación de Asfaltenos (Col- 25, Arena B).



Fuente: Autores del proyecto.

La Figura 55 muestra la cantidad de precipitados a temperatura de yacimiento 104 °F, mientras ocurre un descenso gradual de presión durante toda la vida del pozo Colorado 25 hasta su depleción primaria.

La presión de inicio superior a la cual comienza la precipitación es a $814,7$ Psia con $0,0172$ wt% en estado líquido, llegando a una presión de saturación de 630 Psia, es allí donde se comienza a liberar gas del crudo y aumenta el precipitado a un valor máximo de $0,5933$; continua disminuyendo la presión estando el crudo en las fases líquido-gas hasta llegar nuevamente a una presión de inicio inferior de $539,7$ Psia con $0,0985$ wt%; a presiones inferiores a esta ya no ocurre mas precipitación de asfaltenos. Además se

utilizo una prueba de reversibilidad experimental, que permitió determinar los precipitados presentes (Tabla 26).

A temperatura de yacimiento (104 °F), se obtuvieron tres presiones representativas con su respectiva precipitación, las cuales se ajustan a los datos de precipitación suministrados por el simulador (Tabla 27), por lo tanto se logra representar la precipitación de asfaltenos para este campo .

Tabla 26. Prueba de Reversibilidad de Asfaltenos Experimental (Col -25).

Presión (Psia)	Contenido de Asfaltenos en la Muestra (wt%)	Asfaltenos Precipitados (wt)%
3800	0,5689	0
810	0,5511	0,0178
660	0,0715	0,4974

Fuente: Ariza, E. (2008) “Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas”. Uis.

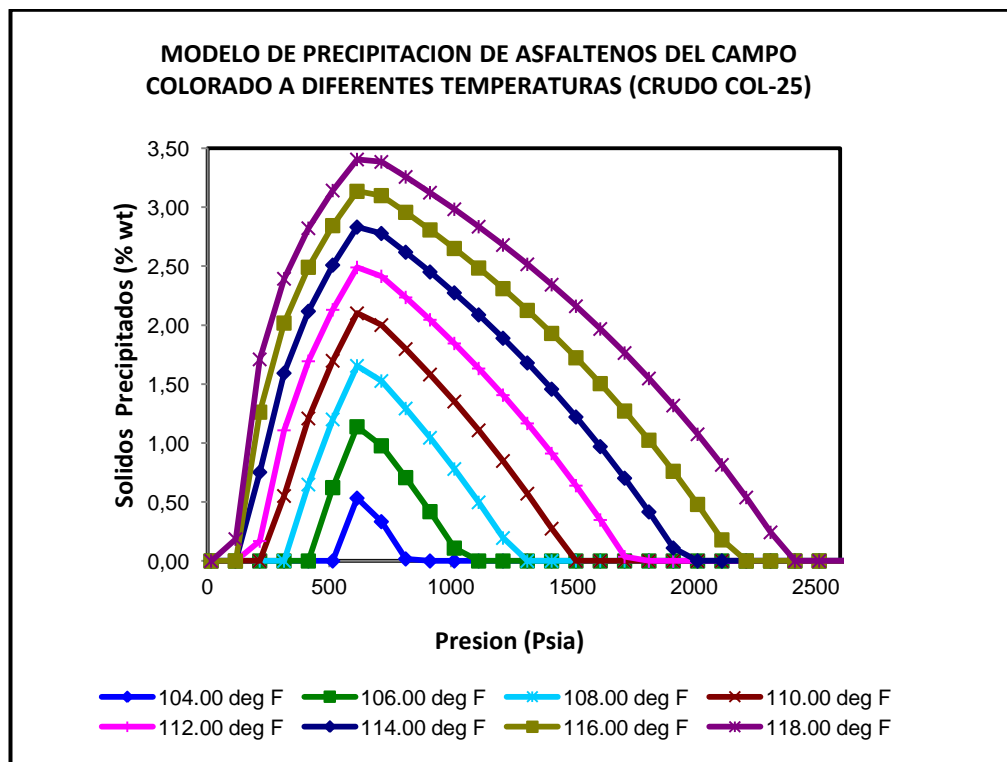
Tabla 27. Prueba de Precipitación de Asfaltenos Simulada (Col -25).

Presión (Psia)	Precipitados (wt%)
814,7	0,017235
810	0,017800
789,7	0,098467
764,7	0,178259
739,7	0,256593
714,7	0,333579
689,7	0,409225
664,7	0,483566
660	0,4974002
640	0,561346
639,7	0,556635
630	0,5933202
614,7	0,532997
589,7	0,393729
564,7	0,249159
539,7	0,098594

Fuente: Autores del proyecto.

En la Figura 56 se evidencia que para el crudo proveniente del Colorado 25 (Arena B) , existe mayor Precipitación al causar un aumento notable en la temperatura, La isoterma de 104 °F muestra una mínima cantidad de precipitados ,esto quiere decir que al disminuir gradualmente la temperatura no se precipitan mas asfaltenos, siempre se evidencia que la mayor precipitación ocurre cerca a la presión de saturación.

Figura 56. Precipitación de Asfáltenos Simulada con efectos de Temperatura (Col-25, Arena B)

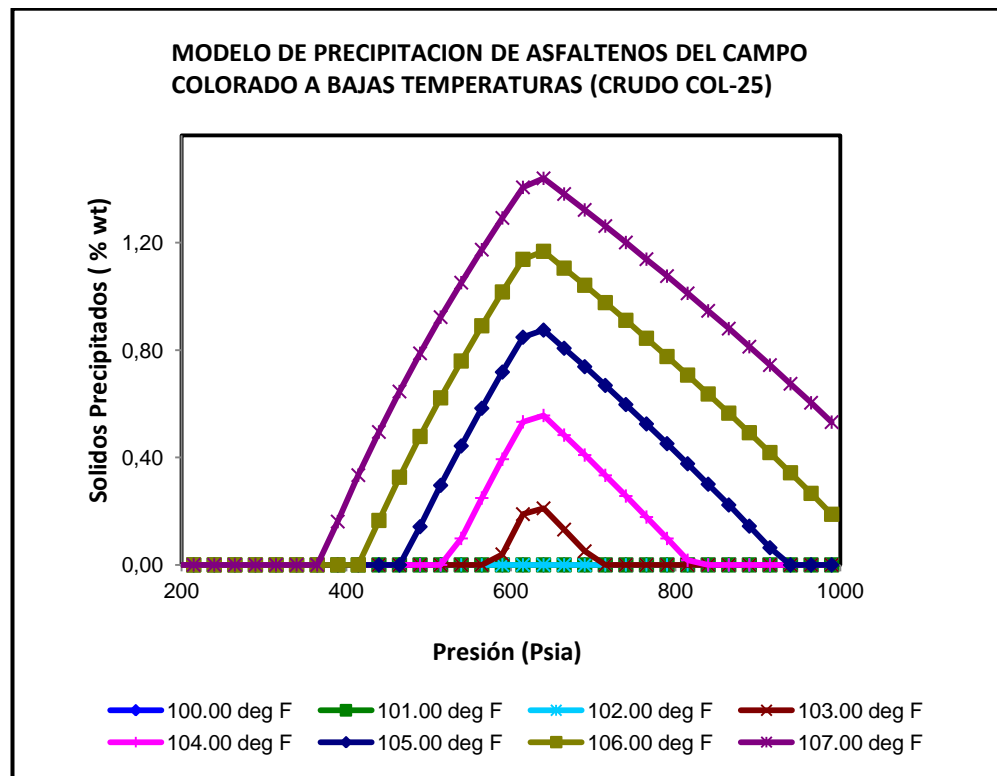


Fuente: Autores del proyecto.

Por otro lado , la Figura 57 muestra que a una mínima temperatura de 103 °F existirá una mínima precipitación, estas isotermas se han obtenido previamente del AOP ya descrito, ajustado con sus respectivos coeficientes de

interacción binaria, el volumen del sólido precipitado y la presión de saturación que requiere de un número considerable de regresiones.

Figura 57. Efectos Simulados de la Temperatura en la Precipitación de Asfáltenos para un crudo (Col -25, Arena B).



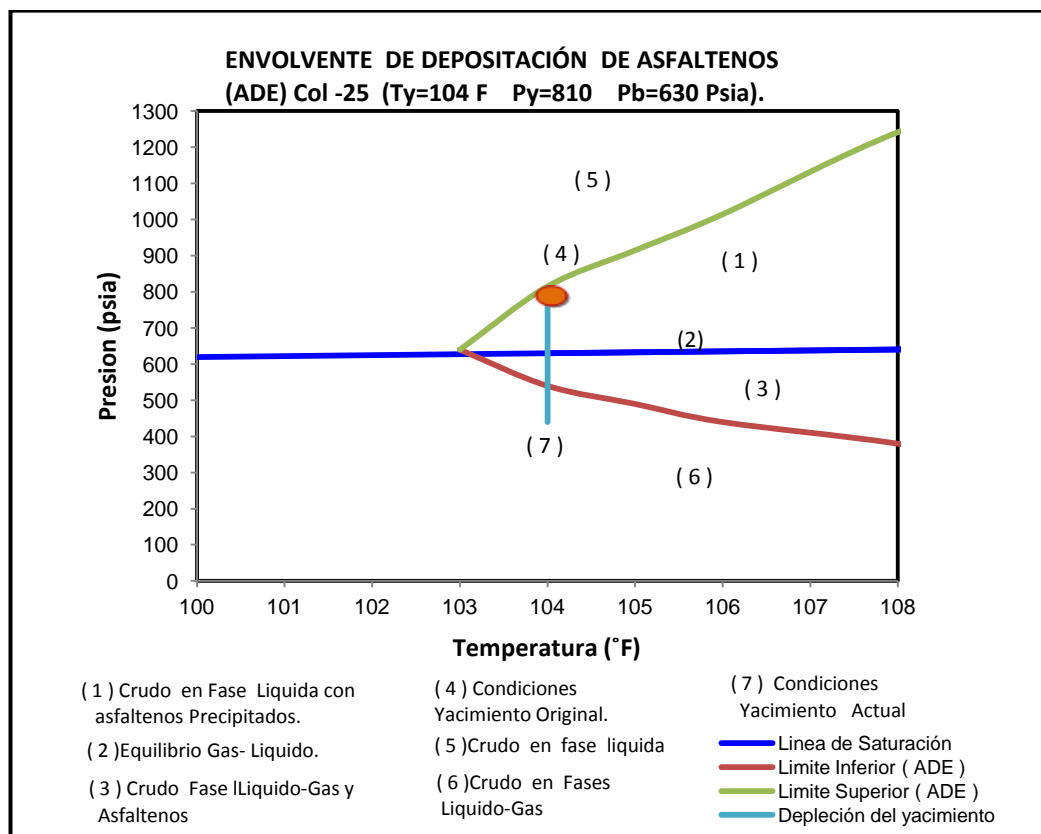
Fuente: Autores del proyecto.

También se puede observar que a diferentes temperaturas se encuentran sus respectivos puntos de inicio superior e inferior de la precipitación de asfaltenos los cuales se utilizaron para limitar el ADE del Campo Colorado. Por ejemplo a una temperatura de yacimiento de 104 °F se tiene los puntos de inicio superior e inferior de 814,7 Psia y 539,7 Psia respectivamente, y para una temperatura de 105 °F le corresponde 915 Psia y 490 Psia respectivamente y así sucesivamente para cada una se determinan sus puntos de inicio superior e inferior.

El ADE, delimita las zonas de estabilidad para los asfaltenos en la solución, se puede determinar la precipitación a condiciones de yacimiento, Pozo, separador y líneas de superficie. Este ADE suministra información sobre las condiciones termodinámicas (P,T).

Para las condiciones Originales de yacimiento 810 psia y 104 °F (Figura 58), el agotamiento primario hace que la presión se reduzca hasta 440 Psia. El crudo en el yacimiento se encuentra en fase líquida, cuando la presión alcanza la envolvente superior de precipitación de asfaltenos.

Figura 58. Envoltente de Depositación de Asfaltenos (Col -25, Arena B).



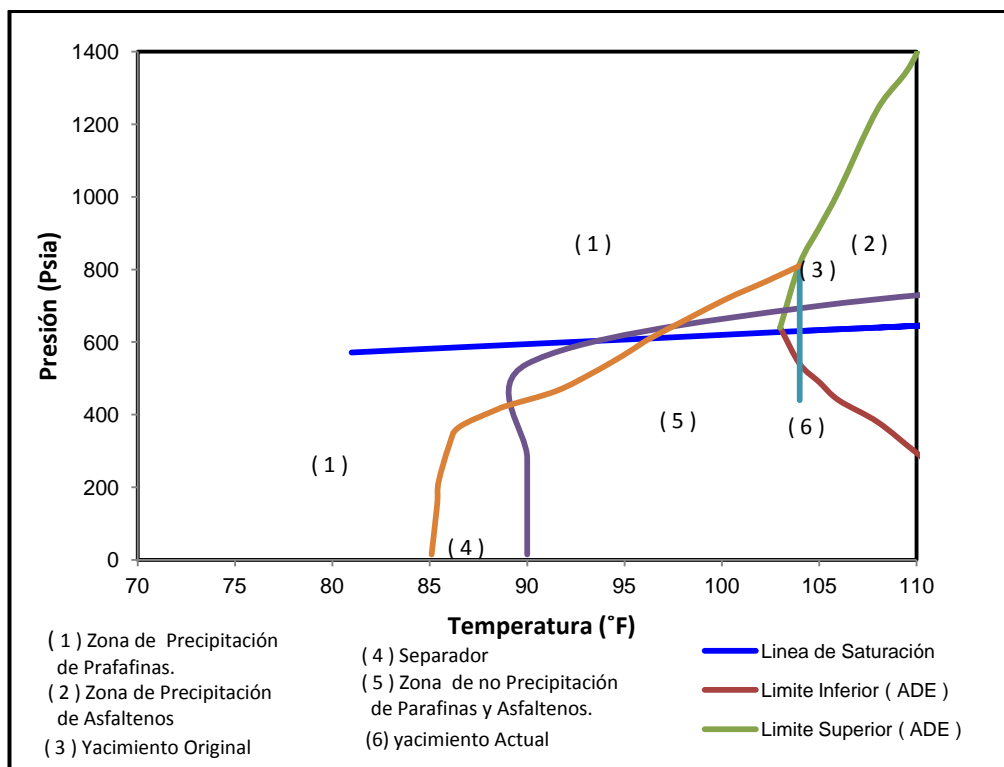
Fuente: Autores del proyecto.

En las presiones de inicio superior de la precipitación, los asfaltenos menos solubles precipitarán en pequeñas cantidades y conforme la presión continua decreciendo, mas precipitarán hasta que se alcance la línea de presión de

burbuja y se libere el gas de la solución, es allí donde se precipita la mayor cantidad de asfaltenos. Con la reducción continua de la presión se ha removido suficiente gas del sistema, y el petróleo crudo podrá comenzar a redissolver los asfaltenos en las presiones de inicio inferior de precipitación hasta que llega a precipitar pequeñas cantidades y por último a presiones inferiores a 539,7 Psia ya no existe precipitación en el yacimiento. La envolvente puede evidenciar que a condiciones de superficie 15 Psia y 85 °F, no existe precipitación de asfaltenos, sólo ocurre en el yacimiento en el descenso de presión hasta su depleción.

En un diagrama PT (Figura 59) se graficaron la envolvente de precipitación de parafinas (experimental) y la envolvente de precipitación de asfaltenos (simulada), con el fin de observar el comportamiento de los orgánicos del crudo del Campo Colorado .

Figura 59. Condiciones de Precipitación de Asfáltenos y Parafinas (Col-25, Arena B).



Fuente: Autores del proyecto.

A las condiciones de presión original del yacimiento de las arena B (810 Psia) y la temperatura del yacimiento de la arena B (104 °F), (con la composición del fluido de yacimiento) ya se había pasado el umbral de precipitación de Parafinas y probablemente se presentó el problema de precipitación y depositación de éstas en la formación, igualmente dentro de la tubería de producción, debido a que la presión de fondo era de 800 Psia, también a condiciones de superficie a 15 Psia y 85 °F.

El carácter de la cristalización de las parafinas al enfriarse, depende de la velocidad de la formación de los núcleos de cristalización y del crecimiento de los mismos. Cuando más baja sea la temperatura, mayor será la velocidad de formación de los núcleos de los cristales pero a mayor temperatura menor será la velocidad de crecimiento de los mismos. Por eso, algunas veces las temperaturas altas forman un pequeño número de cristales grandes y a bajas temperaturas gran cantidad de cristales pequeños. También cuando se aumenta la temperatura la solubilidad de la parafina aumenta y cuando disminuye la temperatura están menos solubles y cristaliza.

Por otro lado en el yacimiento a condiciones termodinámicas de 104 °F y 810 Psia se presentó el inicio de la precipitación de asfáltenos; la mayor precipitación ocurrió cerca al punto de saturación 630 psia y 140 °F.

Se concluye que el principal problema operativo presente en el Campo Colorado ha sido la precipitación de parafinas. Actualmente el yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja ($P_b=630$ Psia), aproximadamente 440 Psia por lo tanto de acuerdo a la envolvente de parafinas determinada experimentalmente, no se presenta precipitación de parafinas dentro del yacimiento, pero si en la tubería de producción a la profundidad en donde el fluido alcance el umbral de cristalización. Posiblemente el problema sea más severo, porque con la presión solo se alcanza un nivel del fluido que generalmente está a gran profundidad desde la superficie y se presenta un alto GOR (gas libre y en solución) lo cual favorece el enfriamiento de fluido

y de la tubería, permitiendo así la depositación en la cara del pozo y a condiciones de superficie de 15 Psia y 85 °F.

Actualmente no se tiene evidencia de problemas con precipitación de asfaltenos a condiciones de yacimiento (440 psia) en la tubería de producción ni en superficie, lo que confirma las condiciones de depositación de la envolvente (ADE) modelado para el Campo Colorado . En la Tabla 28 se muestran las condiciones termodinámicas (P,T) ,para algunas profundidades del pozo Col-25 .

Tabla 28. Profundidades del Pozo Colorado 25 con sus Respectivas Condiciones Termodinámicas (P, T).

Profundidad (Pies)	Presión (Psia)	Temperatura (°F)
0	15	85,1
600	110	85,3
760	162	85,4
910	215	85,46
1250	315	86
1417	365	86,5
1500	415	88,5
1550	425	89
1750	465	91,5
1875	515	93,375
1950	565	95
2077	600	96
2100	615	96,5
2250	715	100,1
2260	765	102,2
2290	810	104

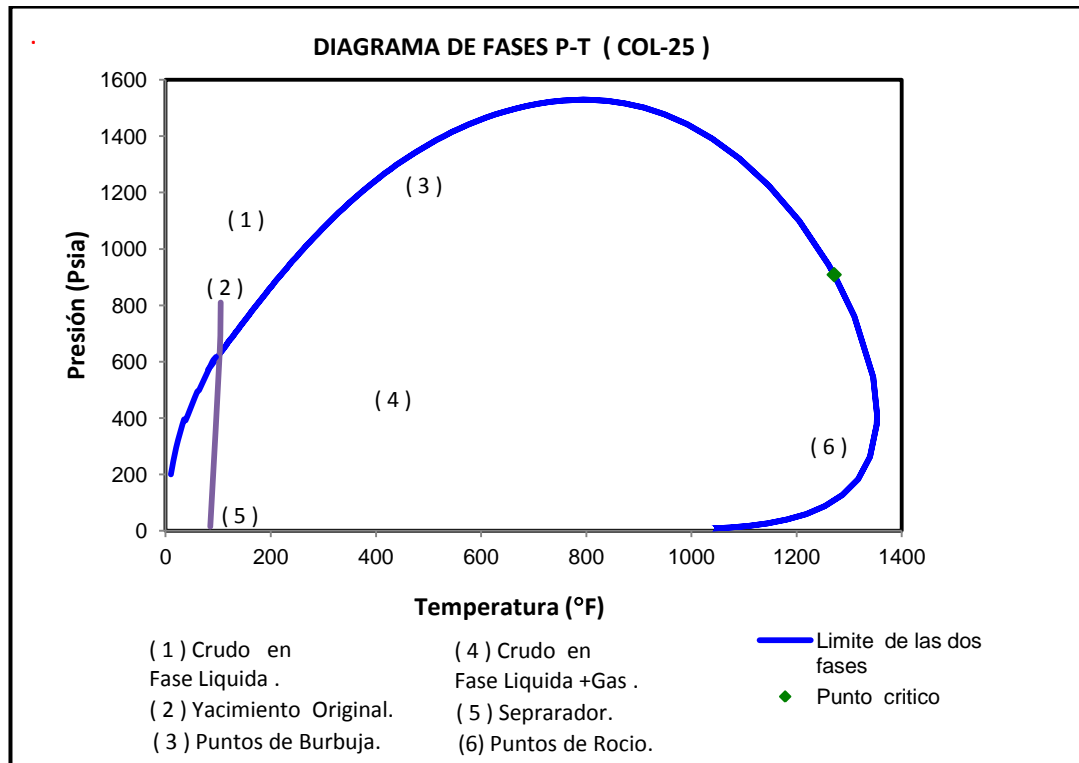
Fuente: Ariza, E. “Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas”.

A 630 psia y 104 °F ocurrió la mayor precipitación de asfaltenos en el yacimiento con una cantidad de precipitados de 0.5933 wt% en peso

(simulada), la cual probablemente se depositó en el medio poroso y generó daño a la formación.

El crudo del Pozo Colorado 25 es un crudo liviano de 36,1° API, durante su recorrido en el yacimiento está en fase líquida, pero al disminuir la presión éste alcanza el punto de saturación donde comienza a liberar gas y a condiciones de superficie sale crudo con gran cantidad de gas, este gas es quemado en una tea (Figura 60). Pero se piensa hacer un estudio para el diseño de facilidades para el recobro de condensados.

Figura 60. Diagrama de Fases Modelado (Col- 25, Arena B)



Fuente: Autores del proyecto.

En la Tabla 29, están contenidos todos los datos del Col-25 generados durante la simulación, se presentan diferentes presiones y temperaturas con su respectivo wt% peso de precipitados para cada una de las condiciones, con

toda esta información se construyó el respectivo ADE para el crudo del Campo Colorado , el cual tuvo un desplazamiento hacia la derecha ,porque es en el yacimiento donde ocurre la mayor depositación, y a temperaturas alrededor de 102 °F no se encontró una notable precipitación.

Tabla 29. Datos para Organizar La Envoltura de Depositación de Asfaltenos Utilizando Bajas Temperaturas (Col -25, Arena B).

Presión (psia)	Sólidos Precipitados (wt%)				
	102 °F	103 °F	104 °F	105 °F	106 °F
364,7	0	0	0	0	0
389,7	0	0	0	0	0
414,7	0	0	0	0	0
439,7	0	0	0	0	0,165685
464,7	0	0	0	0	0,326665
489,7	0	0	0	0,142286	0,478447
514,7	0	0	0	0,296309	0,622371
539,7	0	0	0,098594	0,44307	0,759542
564,7	0	0	0,249159	0,583464	0,890795
589,7	0	0,0394522	0,393729	0,718302	1,01688
614,7	0	0,189165	0,533	0,848229	1,1384
639,7	0	0,210912	0,556635	0,874694	1,16827
664,7	0	0,131612	0,483566	0,807105	1,10555
689,7	0	0,0508822	0,409225	0,738386	1,04182
714,7	0	0	0,333579	0,668508	0,977055
739,7	0	0	0,256593	0,597442	0,911229
764,7	0	0	0,178259	0,525158	0,844318
789,7	0	0	0,0984676	0,451625	0,776294
814,7	0	0	0,0172357	0,376811	0,707131
839,7	0	0	0	0,300681	0,6368
864,7	0	0	0	0,223242	0,565272
889,7	0	0	0	0,144354	0,492516
914,7	0	0	0	0,0640523	0,418502
939,7	0	0	0	0	0,343195
964,7	0	0	0	0	0,266564
1014,7	0	0	0	0	0,109194

Fuente: Autores del proyecto.

En la Tabla 30, están contenidos todos los datos del Col-25 generados durante la simulación, se presentan diferentes presiones y altas temperaturas con su respectivo wt% peso de precipitados para cada una de las condiciones termodinámicas, con toda esta información se construyó el respectivo ADE para el crudo Proveniente del Campo Colorado.

Tabla 30. Datos para Organizar La Envoltura de Deposición de Asfaltenos Utilizando Altas Temperaturas (Col-25, Arena B).

Presión(Psia)	Sólidos Precipitados (wt%)						
	106 ° F	108 °F	110 °F	112 °F	114 °F	116 °F	118 °F
14,7	0	0	0	0	0	0	0
114,7	0	0	0	0	0	0	0,18513
214,7	0	0	0	0,168845	0,752886	1,26231	1,71022
314,7	0	0	0,55125	1,10822	1,59285	2,01805	2,39371
414,7	0	0,648431	1,2089	1,6941	2,11808	2,49145	2,82244
514,7	0,622368	1,20075	1,69819	2,13056	2,50968	2,84457	3,14225
614,7	1,1384	1,65489	2,10096	2,49008	2,83234	3,13553	3,40571
714,7	0,977055	1,52656	2,00111	2,41474	2,77806	3,09932	3,38499
814,7	0,707131	1,2933	1,79745	2,2354	2,61899	2,95735	3,25761
914,7	0,418502	1,04503	1,58149	2,04581	2,45127	2,808	3,12387
1014,7	0,109194	0,780296	1,35215	1,84515	2,27426	2,65075	2,98334
1114,7	0	0,497465	1,10822	1,6325	2,08722	2,48503	2,83556
1214,7	0	0,194679	0,848306	1,4068	1,88937	2,31019	2,68002
1314,7	0	0	0,570853	1,1669	1,67979	2,12554	2,51615
1414,7	0	0	0,274061	0,911475	1,4575	1,93029	2,34334
1514,7	0	0	0	0,639014	1,22135	1,72358	2,1609
1614,7	0	0	0	0,347807	0,970086	1,50444	1,96808
1714,7	0	0	0	0,0358857	0,702262	1,27179	1,76404
1814,7	0	0	0	0	0,416238	1,0244	1,54784
1914,7	0	0	0	0	0,110142	0,760884	1,31844
2014,7	0	0	0	0	0	0,47967	1,07465
2114,7	0	0	0	0	0	0,178984	0,815138
2214,7	0	0	0	0	0	0	0,538393
2314,7	0	0	0	0	0	0	0,24273
2414,7	0	0	0	0	0	0	0
2514,7	0	0	0	0	0	0	0
2614,7	0	0	0	0	0	0	0
2714,7	0	0	0	0	0	0	0
2814,7	0	0	0	0	0	0	0
2914,7	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Autores del proyecto.

En la Tabla 31 se muestra las presiones de inicio límites superior e inferior de la precipitación de asfaltenos en la arena B del pozo Colorado 25, que se utilizaron en la elaboración de su respectivo ADE.

Tabla 31. Datos de la Envoltante de Depositación de Asfaltenos (Col- 25).

Presión de inicio limite Inferior(Psi)	Temperatura (°F)	Presión de inicio limite Superior(Psi)
639,7	103	639,7
539,7	104	814,7
489,7	105	914,7
439,7	106	1014,7
379,7	108	1241,7
294,7	110	1514,7
214,7	112	1714,7
114,7	118	2314,7

Fuente: Autores del proyecto.

CONCLUSIONES

- Se realizaron varias corridas a diferentes crudos de campos a nivel mundial generando su respectivo ADE en el simulador composicional, obteniendo unas aproximaciones exitosas con los datos experimentales, por lo tanto se logró comprobar la utilidad y representatividad del software, para este propósito.
- El simulador genera la información para elaborar la Envolvente de Depositación de Asfáltenos (ADE), dependiendo de la composición y propiedades del crudo se puede determinar su respectivas condiciones termodinámicas, la envolvente se puede desplazar ya sea hacia la izquierda o a la derecha, esto obedece a donde ocurra la mayor depositación: en yacimiento, en pozo, o facilidades de superficie .
- Se concluye que para conseguir un ajuste correcto entre los datos obtenidos por el simulador y los datos experimentales, es preciso tener una condición de precipitación que se aproxime a la presión de saturación del fluido, en este caso de estudio se escogió las siguientes condiciones para el Crudo del pozo Colorado 25, presión 660 Psia con un precipitado de 0,4974 wt% a temperatura de yacimiento de 104 °F, el cual dió muy buenos resultados durante la simulación , en la presión de saturación 630 Psia se obtuvo un máximo de precipitación de 0,5933 wt% ,empezando desde la presión inicial de yacimiento y disminuyendo la presión gradualmente hasta depletarse por completo.
- A partir de la Envolvente de Asfaltenos generada mediante lo datos arrojados por el simulador y la de parafinas formada por los datos experimentales, se puede concluir que a condiciones originales de yacimiento 810 Psia y 104 °F, ocurrió depositación de parafinas y asfáltenos en la formación. Pero con el tiempo al disminuir la presión

del yacimiento, las parafinas dejan de depositarse en el yacimiento y comienza un aumento gradual de depositación de asfaltenos; es mayor la depositación cuando se alcanzó la presión de saturación 630 Psia con 0.5933 wt% peso de precipitados.

- Actualmente el yacimiento esta a una presión menor a 630 Psia aproximadamente 440 Psia y 104 °F, por lo tanto se espera que no esté ocurriendo precipitación de asfaltenos en la formación. De acuerdo a la envolvente de parafinas determinada experimentalmente, no se presenta precipitación de parafinas dentro del yacimiento, pero si en la tubería de producción a la profundidad en donde el fluido alcance el umbral de cristalización, para las condiciones de superficie 15 psia y 85 °F se observa que hay problemas de parafinas, pero no existe evidencia de asfaltenos allí.
- Los resultados muestran que hay daño a la formación por depositación de parafinas y asfaltenos.

RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer unas pruebas con el crudo vivo del Campo Colorado y con estas elaborar una Envolvente experimental para compararla con la envolvente obtenida a partir de la simulación y así localizar las condiciones termodinámicas y límites de depositación, con el fin de proceder a su respectivo tratamiento y remediación.

Tener especial cuidado cuando se implemente algún proyecto de recobro mejorado a fin de evitar precipitación y depositación de orgánicos en el yacimiento que agrave el daño de formación existente.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] MULLINS OC, SHEU EY, HAMMAMI A and MARSHALL AG: Asphaltene, Heavy Oils and Petroleomics. Ciudad de Nueva York: Springer, 2007.
- [2] BOUSSINGAULT JB: Memoire sur la composition des bitumen, Annals de Chimie et de Physique 64(1837):141.Citado en Auflem IH: Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability , University of Noruega, science and technology , June 2002.
- [3] JAMALUDDIN A. MARSHAL G. Los Asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Florida, EUA. Oilfield Review. Octubre 2007.
- [4] DÁVILA A. Floculación del os asfáltenos. Tesis de pregrado Laboratorio FIRP 1997.
- [5] KALLEVIK H, KVALHEIM O, and SJOBLOM J. Journal of Colloid and Interface Science 225, 494-504, 2000.
- [6] MULLINS O. Review of the Molecular Structure and Aggregation of Asphaltene and Petroleomics SPE 95801, 2008.
- [7] HAGHIGHAT P, MAINI B. Role of Asphaltene Precipitation in Vapex Process, School Of Engineering, University of Calgary.March 2010.
- [8] SIMA A, KHANIFAR A. Study Of Asphaltene Precipitation and Deposition Phenomenon During WAG Application”. University Technology PETRONAS, SPE, 19-21 July 2011.

- [9] MOGHADASI J. Formation Damage Due to Asphaltene Precipitation Resulting from CO₂ Gas Injection in Iranian Carbonate Reservoirs. Austria 12-15 June 2006.
- [10] NGHIEM L. X. and COOMBE D .A. Modeling of Asphaltene Precipitation During Primary Depletion. Paper No.SPE 36106, Fourth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port of Spain Trinidad and Tobago , 23-26 April 1996.
- [11] PEDERSEN L. Phase Behavior of petroleum Reservoir Fluids. Taylor & Francis Group, 2007.
- [12] ALAYON M. Asfáltenos: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. 10 de Septiembre del 2008.
- [13] HAMMAMI A, PHELPS CH. Asphaltene precipitation from Live Oils: An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility, Energy & Fuels No 1, 14-18. January 2000.
- [14] ROJAS J and RODRÍGUEZ L. Determinación de la Envolvente de Depositación de Asfáltenos para un Crudo Colombiano. Universidad Industrial de Santander. 8 de octubre de 1997.
- [15] QUIN X, WAN P, SEPEHRNOORI K, POPE G. Ind. Eng. Chem. Res 39 2000.
- [16] ASAKEREH A and BAGHIAS F. Asphaltene Precipitation Model Study on a Mexican Reservoir Live Oil Sample Due to Natural Production. University of petroleum Engineering, Omidieh, Iran,2009.
- [17] LONG X. NGHIEM. Phase Behaviour Modelling and Compositional Simulation of Asphaltene Deposition Reservoirs. University of Alberta 1999.

- [18] BRUCE F. and NGHIEM. Modelling Phase Behaviour including the effect of Pressure and Temperature on Asphaltene Precipitation. Paper 64465, 2007.
- [19] CREEK J. and JAMALIDDIN A. Laboratory Techniques To Measure Thermodynamic Asphaltene Instability. Journal of Canadian Petroleum Technology. July 2002.
- [20] GIL V. A and GONZALEZ B. E. Asphaltene precipitation in Crude Oils: Theory and Experiments. Institute of Physics, University of Guanajuato, Leon, Guanajuato 37150 Mexico. October 2004 .
- [21] SOULGANI B.S. Sharif university of technology and TOHIDI B. Institute of petroleum Engineering, Heriot-watt university. Modelling of Asphaltene precipitation in well Column of Iranian Crude: Kupal Case Study .Technology symposium, Calgary, Alberta, Canada, 17-19 June 2008.
- [22] AMIRMASOUD K. Formation Damage Through Asphaltene Precipitation Resulting From CO₂ Gas Injection in Iranian Carbonate Reservoirs .SPE Production & Operations. May 2008.
- [23] JAMSHIDNEZHAD M. Modeling of the Asphaltene precipitation in Bangestan Reservoir of Kupal Field, Paper No.SPE 92794, Copyright 2005, Society of Petroleum Engineers Inc, SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference held in Baharain International Exhibition Centre, Bahrain, 12-15 March 2005.
- [24] POVEDA MALAVER, Diana. Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación, Colorado. Uis, 2009.
- [25] ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas en el crudo del campo Colorado. UIS, 2008.

BIBLIOGRAFIA

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

AMROUN H and TIAB D. Alteration of Reservoir Wettability Due to Asphaltene Deposition in Rhourd-Nouss Sud Est Field, Algeria. Society of petroleum Engineers (SPE) 71060, 2001.

ARIZA LEON , Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas en el crudo del campo Colorado. UIS, 2008.

ASAKEREH A and BAGHIAS F. Asphaltene Precipitation Model Study on a Mexican Reservoir Live Oil Sample Due to Natural Production. University of petroleum Engineering, Omidieh, Iran, 2009.

BRUCE F. and NGHIEM. Modelling Phase Behaviour including the effect of Pressure and Temperature on Asphaltene Precipitation. Paper 64465,2007.

BURKE N. E, HOBBS, R .E and KASHOU, S.F. Measurement and Modeling of Asphaltene Precipitation . JPT.November 1990.

CHAVARRIA S and NIÑO A. Evaluación del Daño a la Formación por Precipitación de Parafinas y Asfáltenos en el Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander, 2010.

DELGADO J.G. Asfáltenos: Composición, Agregación y precipitación. Universidad de los Andes. Mérida- Venezuela. 10 de septiembre del 2008.

FROST K.A, DAUSSIN R.D and VAN DOMELEN M.S. New, Highly Effective Asphaltene Removal System with Favorable HSE Characteristics". Halliburton . Society of Petroleum Engineers (SPE)112420, 2008.

GARSHOL T. A. Investigation of Asphaltene Precipitation Mechanisms on the Gyda Field. Norwegian University of Science and Tecnology. 10 de septiembre del 2008.

HERRERA J. Revisión y Adecuación del Equipo Loop de Asfáltenos para la Validación del Fenómeno Electrocinetico causante de la Precipitación de Asfáltenos en sistemas Dinámicos .Diciembre 16 del 2009.

LEONTARITIS K, J. Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of problems manifestation and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 18892,1989.

LONG X. NGHIEM . Phase Behaviour Modelling and Compositional Simulation of Asphaltene Deposition Reservoirs . University of Alberta,1999.

NGHIEM L. X and COOMBE D.A. Modeling of Asphaltene Precipitation During Primary Depletion. Paper No.SPE 36106, Fourth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port of Spain Trinidad and Tobago , 23-26 April 1996.

ORDOÑEZ A and SUAREZ H . Informe Avance de Análisis y Estrategias de Producción Preliminar para el Campo Colorado. El centro, 2003.

OSPINO T.G. Aspectos Generales del Daño de Formación por Depositacion de Asfáltenos en Yacimientos de Petróleo .Universidad nacional de Colombia, facultad de minas ,Escuela de procesos y energía Medellín, 2009.

PEDERSEN L. Phase Behavior of petroleum Reservoir Fluids. Taylor & Francis Group. 2007.

POVEDA MALAVER, Diana. Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos a nivel de la Cara de la Formación, Colorado. Uis,2009

SPEIGHT J.G. The Stability/Instability of the Crude Oil System. In Handbook of Petroleum Analysis (pp.414-424).john Wiley & Sons, Inc., Publication (Eds). 605 Third Avenue, New York, 2001.