

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“SIMULACIÓN DE LOS FENÓMENOS DE PRECIPITACIÓN,
FLOCULACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN LA
REGIÓN CERCANA AL POZO PRODUCTOR, APLICADO A UN
YACIMIENTO DEL ÁREA NORTE DE MONAGAS”**

REALIZADO POR:
MARIANJULY DEL CARMEN CAMPOS FUENTES

Trabajo Especial de Grado presentado ante la ilustre Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para Optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

BARCELONA, ABRIL DE 2011.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“SIMULACIÓN DE LOS FENÓMENOS DE PRECIPITACIÓN,
FLOCULACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN LA
REGIÓN CERCANA AL POZO PRODUCTOR, APLICADO A UN
YACIMIENTO DEL ÁREA NORTE DE MONAGAS”**

REALIZADO POR

MARIANJULY DEL CARMEN CAMPOS FUENTES

Ing. JOSÉ RODRIGUEZ

Asesor Académico

Ing. FERNANCELYS RODRIGUEZ

Asesor Industrial

BARCELONA, ABRIL DE 2011.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“SIMULACIÓN DE LOS FENÓMENOS DE PRECIPITACIÓN,
FLOCULACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN LA
REGIÓN CERCANA AL POZO PRODUCTOR, APLICADO A UN
YACIMIENTO DEL ÁREA NORTE DE MONAGAS”**

El Jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

Ing. JOSÉ RODRIGUEZ

Asesor Académico

Ing. RAID A PATIÑO

Jurado Principal

Ing. TANIA GONZALEZ

Jurado Principal

BARCELONA, ABRIL DE 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: “los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad de oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado especialmente a mi madre Tibisay Fuentes, por ser lo más maravilloso que tengo en mi vida, que con sus ejemplos, apoyo, sacrificios y amor me llevado hasta este logro. Esto es por ti y para ti mamita linda espero que siempre estés orgullosa de tu hija. Te amo mucho.

A mis abuelos MariaElena, Dionisio y Luisa por brindarme siempre su amor y confianza. Este logro es también para ustedes, los quiero mucho.

A mi hermano Reynaldo por todo lo que hemos vivido juntos, por creer y confiar siempre en mí. Espero que Dios ilumine siempre tu camino para estar celebrando próximamente otros de nuestros logros juntos y enorgullecer nuevamente a nuestra madre y familia. Te amo mucho hermanito.

A José Abraham, por ser la persona que amo y quien junto a mi comenzó y terminó este largo camino, sin ti todo habría sido más difícil, por eso te dedico este trabajo y espero seguir cosechando tantos logros junto a ti.

A mi tía Carmen Josefina por contribuir en esta etapa tan importante de mi vida, con su amor y apoyo.

A toda mi Familia, porque siempre han estado brindándome el apoyo necesario para finalizar con éxito esta carrera, les dedico a todos y a cada uno de ustedes este triunfo y espero que estén orgullosos de mí.

A mis pequeños tesoros Samuel y Nicole por ser tan especiales en mi vida y darme pequeños momentos de paz y alegrías. Espero verlos en un futuro triunfar y conseguir grandes logros. Que Dios me los cuide y bendiga siempre.

A todas aquellas personas que tengan un sueño que por más difícil que sea, deben seguir la luz de su corazón que con humildad y esfuerzo logran alcanzar el éxito de la vida.

AGRADECIMIENTOS

Primero y antes que nada, dar gracias a Dios, por darme la vida, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de mis estudios.

A mi mamita linda Tibisay Fuentes, por apoyarme siempre y darme tu cariño, tu amor y tu comprensión, todo lo que soy te lo debo a ti. Atribuyo todos mis éxitos en esta vida a la enseñanza moral, intelectual y física que he recibido de ti, tu fuerza y tu amor me han dirigido por la vida y me han dado las alas que necesitaba para volar y poder llegar hasta este logro, que definitivamente no hubiese podido ser realidad sin ti. Gracias Madre, serás siempre mi inspiración para alcanzar mis metas, Tu esfuerzo, se convirtió en tu triunfo y el mío, TE AMO.

A mi abuela Mariaelena por toda tu dedicación y cariño con el que me educaste, gracias por tu confianza y tu apoyo incondicional, por no perder nunca la fé en mi y haberme dado las fuerzas necesarias para seguir adelante. Gracias María te amo.

A José Abraham por su inmenso amor, paciencia y sobre todo su gran apoyo incondicional en los momentos difíciles. Gracias por aguantar mis malos ratos y sobre todo por estar siempre a mi lado, compartiendo mis alegrías y tristezas, gracias por ser parte de mi vida y ser tan especial en todo momento, este logro se suma a uno más de nuestros logros juntos.

A mi hermanito Reynaldo por todos los buenos momentos y experiencias que hemos vivido juntos, por haberme dado siempre los ánimos necesarios para terminar este trabajo.

A mis tías Ysolina y Luisa por creer siempre en mí, y en especial quiero agradecerle mucho a mi tía Carmen Josefina y a mi turroncito Alex, por siempre ser tan especiales conmigo, por consentirme tanto, por siempre estar pendiente de mí y apoyarme siempre en lo que pudieran, mil gracias a los dos, los quiero mucho.

A mi tía Ana Isabel quien me ha consentido también desde mi infancia, siendo siempre una persona especial en mi vida.

A la señora Arianny y al señor Abraham porque siempre estuvieron pendiente de mí apoyándome en todo momento.

A mis mejores amigos Fabio Isava, Jinney Romero, Eloísa Marcano y Leodanys Martínez por apoyarme siempre, por todos los momentos que compartimos juntos, que incluyen alegrías, tristeza, estrés. Los quiero mucho, gracias por ser mis amigos.

A Carmen Rosa Tiapa por abrirme las puertas de su casa, brindarme su amistad y su apoyo incondicional.

A la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, por abrirme sus puertas para poder realizar una excelente carrera profesional, que además a lo largo de ella pude adquirir grandes conocimientos y formar grandes grupos de estudios y amigos.

A mis compañeros de estudios que siempre estuvieron conmigo apoyándome y brindándome su amistad Leodanys Martínez, Normaris Bello, Pedro Hilarraza, Jaiomar Mejías, Yennifer Fermín, Rigoberto Cardivillo, Williams Medina, Mario Azacón, entre otros. Por los inolvidables momentos que compartimos juntos durante toda mi carrera.

Al Señor José Jiménez por haberme brindado su apoyo para finalizar mi carrera.

A mi Asesora Industrial la Ing. Fernacelys Rodríguez, por prestarme todo su apoyo, atención y orientación para que este trabajo fuese realizado. Gracias por estar conmigo en este reto.

A mi Asesor Académico el Ing. José Rodríguez, por haberme orientado y aceptar apoyarme en este trabajo.

Al Ing. Leonardo López, por haberme orientado y apoyado, gracias por el tiempo y gran disposición durante la elaboración de este trabajo, y gracias por tenerme paciencia al responder cada una de mis dudas respecto a las herramientas utilizadas.

A todas aquellas personas que compartieron buenos momentos conmigo durante la elaboración de este trabajo, especialmente: al Señor Jesús Martínez (mi pollito) por ser tan lindo y siempre tan especial y consentidor conmigo, Alberto Rodríguez por ser siempre tan especial y por los momentos graciosos que compartimos juntos, María Lira, Marilí Rodríguez, Norelis Urbano, Arquímedes Medina, José Pérez, mil gracias a todos por ser tan especiales conmigo.

A Cleopatra Dasilva quien me brindó su amistad, compartiendo buenos momentos conmigo y apoyarme siempre en lo que pudiera.

A Yurianny Rojas, con quien compartí tantos momentos especiales, por ser una gran amiga, gracias por tu valiosa dedicación, amistad y por el soporte técnico prestado del simulador PumaFlow.

Al personal de la oficina de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, gracias por brindarme su apoyo en todos los momentos que los necesité.

A todos los profesores de mi carrera quienes me orientaron y apoyaron en el transcurso de la misma, brindándome sus conocimientos necesarios para llegar hasta este logro, entre ellos: Tania González, Raída Patiño, Rafael Barrueta, Edgar Bastos, Félix Acosta, Lisandro Vitoria, Simón Ruiz, entre otros.

TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
TABLA DE CONTENIDO.....	xi
LISTA DE FIGURAS	xvii
LISTA DE TABLAS	xxi
RESUMEN.....	xxii
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	23
1.1 Planteamiento del problema	23
1.2 Objetivos.....	24
1.2.1 Objetivo General.....	24
1.2.2 Objetivos Específicos	24
CAPÍTULO II. MARCO TEORICO	26
2.1 Antecedentes.....	26
2.2 Descripción del área en estudio	27
2.2.1 Ubicación Geográfica del Campo en Estudio.....	27
2.2.2 Geología del Campo en Estudio.	28
2.2.3 Geología Estructural de los Bloques que Conforman al Campo en Estudio. .	30
2.2.3.1 Bloque Norte.	30
2.2.3.2 Bloque Oeste	31
2.2.3.3 Bloque Central.....	31
2.2.3.4 Bloque Sur.....	32
2.2.4 Características Petrofísicas Asociadas al Campo en Estudio.	32
2.2.5 Características de los Fluidos Asociadas al Campo en Estudio.....	33
2.2.6 Comportamiento de Producción del Campo en Estudio.....	35
2.3 Fundamentos Teóricos.....	36
2.3.1 Yacimientos de Hidrocarburos.	36

2.3.2 Clasificación de los Yacimientos en Base a los Hidrocarburos que Contienen.....	36
2.3.2.1 Yacimientos de Gas:.....	37
2.3.2.2 Yacimientos de Petróleo:.....	39
2.3.3 Causas de la Variación Composicional.....	41
2.3.4 Yacimientos con Mayor Tendencia a Mostrar Variaciones Composicionales.....	42
2.3.5 Segregación Gravitacional.....	43
2.3.6 Evaluación y Clasificación de los Crudos.....	43
2.3.7 Asfaltenos.....	44
2.3.7.1 Definición:.....	44
2.3.7.2 Composición Química:.....	45
2.3.8 Resinas.....	46
2.3.9 Teorías que Soportan la Precipitación de Asfaltenos.....	47
2.3.9.1 Teoría Molecular.....	48
2.3.9.2 Teoría Coloidal.....	48
2.3.10 Etapas del Comportamiento Termodinámico de los Asfaltenos Durante el Proceso de Producción de Hhidrocarburos Considerado para la Simulación Numérica de Yacimiento.....	49
2.3.11 Factores Termodinámicos que Afectan la Precipitación y Floculación de Asfaltenos.....	50
2.3.12 Problemas que se Pueden Presentar por Depositación de Asfaltenos.....	54
2.3.13 Envolverte de Precipitación de Asfaltenos Presión -Temperatura.....	56
2.3.14 Análisis PVT.....	57
2.3.15 Importancia de los Análisis PVT.....	57
2.3.16 Ecuación de Estado (EDE).....	58
2.2.16.1 Ecuación de Estado de Peng – Robinson Tres Parámetros.....	59
2.3.17 Ajuste de la Ecuación de Estado.....	61
2.3.18 Fugacidad y Coeficientes de Fugacidad.....	62

2.3.19 Modelos Termodinámicos para la Precipitación de los Asfaltenos.....	63
2.3.20 Modelos Termodinámicos para la Depositación de los Asfatenos.....	65
2.3.21 Modelos para los Cálculos de Daño por Depositación de Asfaltenos en el Medio Poroso.....	67
2.3.22 Modelos Termodinámicos para la Representación de la Floculación-Disociación de los Asfatenos.....	70
2.3.23 Simulación Numérica de Yacimientos.....	72
2.3.24 Principios de la Simulación Numérica de Yacimientos.....	73
2.3.25 Información Requerida en la Simulación Numérica de Yacimientos.....	74
2.3.26 Ventajas y Desventajas de la Simulación Numérica de Yacimientos.....	74
2.3.27 Tipos de Simuladores Numéricos de Yacimientos.....	75
2.3.28 Etapas de un Estudio de Simulación Numérica de Yacimientos.....	77
2.3.29 Mallas de Simulación.....	78
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA APLICADA.....	82
3.1 Selección de Análisis PVT Representativo para el Estudio.....	83
3.2 Calibración de Ecuación de Estado (EDE) sin el Componente Asfalteno.....	84
3.2.1 WinProp.....	84
3.2.2 PVTi.....	85
3.2.3 División de la Fracción Pesada $C7^+$	86
3.2.4 Agrupamiento:.....	90
3.2.5 Ajuste de los Parámetros de la Ecuación De Estado:.....	90
3.3 Caracterización del Componente Asfalteno.....	92
3.3.1 Ajuste de la EDE con el Componente Asfalteno.....	93
3.3.1.1 Winprop:.....	93
3.3.1.2 Modelo Predictivo de Precipitación de Asfaltenos:.....	94
3.3.1.3 PVTi:.....	96
3.4 Construcción de Modelo Numérico Radial.....	97
3.4.1 Archivo de Entrada a GEM.....	98
3.4.1.1 Builder Win 32.....	98

3.4.2 Archivo de Entrada a Eclipse 300.....	100
3.4.2.1 RUNSPEC.....	100
3.4.2.2 GRID	101
3.4.2.3 PROPS.....	101
3.4.2.4 EDIT.....	102
3.4.2.5 REGIONS.....	102
3.4.2.6 SOLUTION	102
3.4.2.7 SUMMARY	103
3.4.2.8 SCHEDULE.....	103
3.5 Simulación Numérica de Yacimiento.....	104
3.5.1 GEM 2009.10.....	104
3.5.1.1 RESULTS GRAPH.....	105
3.5.1.2 ECLIPSE 300	106
3.5.1.3 OFFICE- RESULT.....	108
3.5.1.4 FLOVIZ.....	109
3.5.1.5 PUMAFLOW:.....	110
3.5.1.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS: GRÁFICOS Y VISUALIZADORES.	110
3.5.2 Inicialización en la Simulación Numérica.....	112
3.5.3 Predicciones en la Simulación Numérica.....	112
3.6 Comparación de los módulos de asfaltenos disponibles en los simuladores numéricos de yacimientos en función a los resultados obtenidos.....	114
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS	115
4.1 Selección de Análisis PVT Representativo para el Estudio.....	115
4.2 Calibración de Ecuación de Estado (EDE) sin el Componente Asfalteno.....	119
4.2.1 Caracterización de la Fracción Pesada C7 ⁺ :.....	119
4.2.2 Agrupamiento:.....	120
4.2.3 Ajuste de los Parámetros de la Ecuación De Estado:.....	121
4.3 Caracterización del Componente Asfalteno.....	124

4.4 Ajuste de la EDE con el Componente Asfalteno.....	125
4.4.1 Winprop-GEM:.....	125
4.4.2 Modelo De Precipitación De Asfaltenos:	126
4.4.3 PVTi-ECLIPSE 300:.....	130
4.4.4 PUMAFLOW:	131
4.5 Construcción de Modelo Numérico Radial.	131
4.6 Simulación Numérica de Yacimientos.	133
4.6.1 Análisis de Sensibilidades	134
4.6.1.1 Sensibilidades en el Modelo de Depositación de Asfaltenos	134
4.6.2 Simulador Numérico GEM.....	135
4.6.2.1 Comportamiento de Producción con y sin Asfaltenos:	135
4.6.2.2 Sensibilidades del Coeficiente de Depositación Alfa (α):.....	139
4.6.2.3 Sensibilidades del Coeficiente de Arrastre Beta (β):.....	141
4.6.2.4 Sensibilidades de Coeficiente de Taponamiento Gamma (γ):.....	142
4.6.2.5 Sensibilidad Coeficiente de Reducción de Permeabilidad (RF).....	144
4.6.3 Simulador Numérico ECLIPSE 300.....	145
4.6.3.1 Comportamiento de Producción con y sin Asfaltenos:	146
4.6.3.2 Sensibilidades del Coeficiente de Depositación Alfa (α):.....	150
4.6.3.3 Sensibilidades del Coeficiente de Arrastre Beta (β):.....	152
4.6.3.4 Sensibilidades del Coeficiente de Taponamiento Gamma (γ):.....	153
4.6.3.5 Sensibilidad de Exponente de Reducción de Permeabilidad (δ)	155
4.6.3.6 Sensibilidades de Tasa de Floculación.....	156
4.6.3.7 Sensibilidades de Vcrit:	158
4.6.4 Simulador Numérico PUMAFLOW.....	159
4.6.4.1 Sensibilidades con los parámetros A y B de Kozeny-Carman	165
4.6.5 Comparación de los Módulos de Asfaltenos Disponibles en los Simuladores Numéricos de Yacimientos en Función a los Resultados Obtenidos.	166
CONCLUSIONES	169

RECOMENDACIONES.....	171
BIBLIOGRAFIA	172
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	175

LISTA DE FIGURAS

Figura 2. 1 Ubicación Geográfica del Campo en Estudio ^[3]	28
Figura 2.2 Ubicación de los bloques Central, Norte, Sur y Oeste del Campo en Estudio ^[3]	29
Figura 2.3 Compartimentos del Área en Estudio ^[3]	30
Figura 2.4 Columna de Fluidos del Campo en Estudio ^[3]	35
Figura 2.5 Representación esquemática de las moléculas de asfaltenos ^[5]	45
Figura 2.6 Estructura molecular promedio de los asfaltenos ^[5]	46
Figura 2.7 Representación esquemática de una molécula de resina ^[5]	47
Figura 2.8 Comportamiento termodinámico de los asfaltenos ^[6]	50
Figura 2.9 Efecto de la Presión sobre la Floculación y/o Precipitación de Asfaltenos ^[6]	51
Figura 2.10 Depositación de Asfaltenos en el sistema de producción de hidrocarburos ^[6]	56
Figura 2.11 Envoltorio de precipitación de asfaleno ^[7]	57
Figura 2.12 Modelo de Cero Dimensión (0D) ^[10]	79
Figura 2.13 Modelo de una dimensión (1D) ^[10]	79
Figura 2.14 Modelo de dos dimensiones (2D) ^[10]	80
Figura 2.15 Modelo de Tres Dimensiones (3D) ^[10]	81
Figura 3.1 Metodología Aplicada para la Simulación Numérica de Asfaltenos.	82
Figura 3.2 Ventana Principal del Preprocesador Winprop	85
Figura 3.3 Ventana Principal del Preprocesador PVTi.	86
Figura 3.4 Variación del peso molecular de las Fracciones C7 ⁺ y C20 ⁺ del Campos en Estudio ^[11]	87
Figura 3.5 Composición del fluido considerando el componente asfaltenos.....	93
Figura 3.6 Parámetros que Controlan el Modelo de Precipitación.	95
Figura 3.7. Curva de solubilidad de Asfaltenos vs. Presión del pozo CM.....	96

Figura 3.8. Ventana Inicial de Builder win 32.....	98
Figura 3.9 Secciones y/o Módulos del ModelBuilder versión 2009.....	99
Figura 3.10 Ventana principal del Builder.....	100
Figura 3.11 Ventana principal de la plataforma CMG.....	105
Figura 3.12 Ventana Principal de Results Graph.....	106
Figura 3.13 Ventana del launcher o suite de ECLIPSE.....	108
Figura 3.14 Ventana Principal de Eclipse Office- Result.....	109
Figura 3.15 Ventana de Floviz con el Modelo Radial Simulado.....	109
Figura 3.16 Simulador PumaFlow de la Plataforma OpenFlow.....	111
Figura 4.1 Ubicación del Pozo CM en la Estructura del Campo en Estudio ^[11]	115
Figura 4.2. Variación de la Presión de Saturación con Profundidad del Campo en Estudio ^[11]	116
Figura 4.3. Caracterización de la fracción Pesada C7 ⁺	119
Figura 4.4. Esquema de agrupamiento Propuesto sin el componente asfalteno.....	120
Figura 4.5. Cotejo Datos Experimentales. Ajuste de EDE Sin Asfaltenos: Winprop	123
Figura 4.6. Cotejo Datos Experimentales. Ajuste de EDE Sin Asfaltenos: PVTi....	124
Figura 4.7. Agrupamiento Final considerando el componente Asfalteno.....	125
Figura 4.8 Reproducción de Datos Experimentales mediante ajuste de la EDE con asfaltenos: Winprop-GEM.....	127
Figura 4.9. Ajuste del Modelo de Precipitación de Asfaltenos (Winprop-GEM).....	129
Figura 4.10. Modelo de Precipitación de Asfaltenos Ajustado Pozo CM.....	129
Figura 4.11. Reproducción de Datos Experimentales mediante ajuste de la EDE con asfaltenos: PVTi-ECLIPSE 300.....	131
Figura 4.12. Modelo Numérico Radial Vista 2D.....	133
Figura 4.13. Presión de Fondo Fluyente en función del Tiempo (GEM).....	136
Figura 4.14. Comportamiento de Tasa de Producción de Petróleo vs Tiempo (GEM).....	136
Figura 4.15. Efecto de la Depositación de Asfaltenos en la Productividad del pozo (GEM).....	137

Figura 4.16. Precipitación, Floculación y Depositación de Asfaltenos en la región cercana al pozo (GEM).	138
Figura 4.17. Efecto del coeficiente Alfa (α) en la depositación de asfaltenos (GEM)	140
Figura 4.18. Efecto del coeficiente Alfa (α) en la tasa de producción de petróleo (GEM)	140
Figura 4.19 Efecto del coeficiente de Beta (β) en la depositación de asfaltenos (GEM)	141
Figura 4.20. Efecto del coeficiente de Beta (β) en la tasa de producción de petróleo.....	142
(GEM).	142
Figura 4.21 Efecto del coeficiente GAMMA en la depositación de asfaltenos (GEM)	143
Figura 4.22. Efecto del coeficiente GAMMA en la tasa de producción de petróleo (GEM).	143
Figura 4.23. Efecto de RF en la depositación de asfaltenos (GEM).	144
Figura 4.24. Efecto de RF en la tasa de producción de petróleo (GEM).	145
Figura 4.25. Saturación de Petróleo Inicial (S_{oi}) (ECLIPSE 300)	146
Figura 4.26. Presión de Fondo Fluyente vs. Tiempo (ECLIPSE 300).	147
Figura 4.27. Comportamiento de Tasa de Producción de Petróleo vs Tiempo (ECLIPSE 300).	148
Figura 4.28. Petróleo Acumulado vs. Presión (ECLIPSE 300).	149
Figura 4.29 Efecto de la Depositación de Asfaltenos en la Productividad del pozo (ECLIPSE 300)	150
Figura 4.30. Efecto de ALFA en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).	151
Figura 4.31. Efecto de ALFA en la presión de fondo fluyente (ECLIPSE 300).....	151
Figura 4.32. Efecto de BETA en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).	152

Figura 4.33. Efecto de BETA en los asfaltenos acumulados (ECLIPSE 300).....	153
Figura 4.34. Efecto del coeficiente GAMMA en los asfaltenos acumulados (ECLIPSE 300).	154
Figura 4.35. Efecto del coeficiente GAMMA en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).	154
Figura 4.36. Efecto del Exponente de Reducción de Permeabilidad (δ) en los asfaltenos acumulados (ECLIPSE 300).	155
Figura 4.37. Efecto del Exponente de Reducción de Permeabilidad (δ) en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).....	156
Figura 4.38. Efecto de la tasa de floculación en la depositación de Asfaltenos (ECLIPSE 300).	157
Figura 4.39. Efecto de la tasa de floculación en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).	157
Figura 4.40. Efecto de V_{crit} en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).	158
Figura 4.41 Efecto de V_{crit} en los asfaltenos acumulados (ECLIPSE 300).....	158
Figura 4.42. Presión de Fondo Fluyente vs. Tiempo (PUMAFLOW).....	160
Figura 4.43. Presión de Yacimiento vs. Tiempo (PUMAFLOW).	160
Figura 4.44. Depositación de Asfaltenos vs. Presión (PUMAFLOW).	161
Figura 4.45. Comportamiento de Tasa de Producción de Petróleo vs Tiempo (PUMAFLOW).	162
Figura 4.46. Efecto de la depositación de asfaltenos en el petróleo acumulado (PUMAFLOW).	162
Figura 4.47. Masa de asfaltenos Acumulados y Depositados vs Tiempo PUMAFLOW).	163
Figura 4.48. Reducción de la K_{ro} en las Cercanías del Pozo (PUMAFLOW).....	164
Figura 4.49. Reducción de (S_o) en las Cercanías del Pozo (PUMAFLOW).	165
Figura 4.50. Reducción de (S_w) en las Cercanías del Pozo (PUMAFLOW).	165
Figura 4.51. Efecto de los coeficientes de Reducción de Permeabilidad Relativa (a y b) en la depositación de Asfaltenos (PUMAFLOW).	166

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos ^[4]	37
Tabla 3.1. Porcentaje de Asfaltenos Dispersos vs Presión.....	96
Tabla 3.2 Datos Básicos del Modelo Radial	103
Tabla 3.3 Parámetros de Control del Pozo en el Modelo Numérico Radial.	104
Tabla 3.4 Sensibilidades realizadas en los simuladores GEM y ECLIPSE300	113
Tabla 3.5. Sensibilidades realizadas en el simulador PUMAFLOW	114
Tabla 4.1. Composición de la Muestra de Fluido del Pozo CM.	116
Tabla 4.2 Características del Fluido total del Pozo CM.....	117
Tabla 4.3. Experimento de Expansión a Composición Constante.	117
Tabla 4.4 Experimento de Liberación Diferencial.....	118
Tabla 4.5 Viscosidad del Fluido vs Presión.....	118
Tabla 4.6. Fracciones molares y Pesos moleculares con la Distribución Gamma- Gem.....	122
Tabla 4.7 Fracciones molares y Pesos moleculares con la Distribución PNA-PVTi.	122
Tabla 4.8. Composición Total del Fluido con Asfaltenos en WinProp.	126
Tabla 4.9 Rangos de sensibilidades en los parámetros del modelo de precipitación	127
Tabla 4.10 Resultados Finales del ajuste del modelo de precipitación de asfaltenos Winprop-GEM.	130
Tabla 4.11 Composición total del fluido con asfaltenos en PVTi.....	130
Tabla 4.12 Comparación de los Tiempos de Cómputos para los Modelos Numéricos Con y Sin Asfaltenos en los Diferentes Simuladores.	167
Tabla 4.13 Presión de Precipitación y Tiempo de Depositación para cada simulador.....	167
Tabla 4.14 Comparación entre los modelos y las filosofías consideradas para cada simulador de yacimiento.	168

RESUMEN

El presente estudio tiene como objetivo fundamental la simulación numérica de los fenómenos de precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en la región cercana a un pozo productor, empleando muestras de fluidos representativas de un yacimiento perteneciente al Área Norte de Monagas.

La metodología aplicada para el desarrollo de este proyecto consistió en la selección de un análisis PVT representativo del comportamiento termodinámico de fluidos del área en estudio, dicho análisis fue considerado para el ajuste de la Ecuación de Estado (EDE) Peng Robinson tres parámetros. Para la consideración del componente asfaltenos en la EDE, se realizó la caracterización de este componente mediante la división de la última fracción, en una fase precipitante y otra no precipitante. Para la simulación numérica de la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en la región cercana a un pozo productor, se construyó un modelo de numérico radial los simuladores GEM, ECLIPSE 300 y PUMAFLOW.

Dentro de los resultados más importantes en el presente estudio se puede resaltar que se logró un ajuste representativo de la EDE con y sin asfaltenos, de igual manera se pudo observar que los simuladores GEM y PUMAFLOW reprodujeron el efecto de la depositación de los asfaltenos, aproximadamente a la presión de inicio de precipitación 8500 lpc experimental. Sin embargo, los resultados generados con el simulador ECLIPSE 300 no muestran correspondencia respecto a los datos experimentales de la curva de solubilidad de asfaltenos. Se recomienda simular modelos numéricos con datos reales de producción, para obtener una mejor representatividad del comportamiento termodinámico de los asfaltenos y su impacto en los perfiles de producción.

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

El área de estudio se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Subcuenca de Maturín al Norte del Estado Monagas y se localiza aproximadamente a 40 km al suroeste de la ciudad de Maturín. Esta presenta una columna de fluidos con segregación gravitacional, que varía desde una zona de gas condensado al tope hasta una zona de petróleo negro sub-saturado en la parte más baja de la estructura en la que debido a los actuales niveles de presión, ocurre precipitación y depositación de asfaltenos, generando problemas de taponamiento a nivel de yacimiento, pozos y líneas de producción en superficie, afectando severamente la producción de reservas de petróleo y gas.

Las consecuencias por taponamiento de asfaltenos en la producción de hidrocarburos es parte de las mayores dificultades que presenta este yacimiento. Esto causa incrementos en los costos de producción por limpiezas con químicos y posibles daños irreversibles a las formaciones productoras cuando los niveles de presión de yacimiento son inferiores a las presiones de precipitación y floculación de asfaltenos. Por ello es necesaria la caracterización del comportamiento termodinámico de los asfaltenos y su inclusión en los modelos de simulación numérica de yacimientos, con el propósito de incrementar el grado de confiabilidad de los resultados (durante el cotejo y las predicciones) y optimizar las estrategias de explotación de yacimientos.

La reproducción del comportamiento termodinámico de los asfaltenos resulta muy complejo en la actualidad, tanto a nivel experimental como a nivel de simulación, en especial por la descripción y medición del grado de interacción

asfalteno-medio poroso. Los modelos de simulación que actualmente están disponibles en el área de estudio no incluyen el efecto de pérdida de productividad por precipitación de asfaltenos. La incorporación del componente asfalteno se hará en primer lugar mediante el ajuste de una Ecuación de Estado (Peng Robinson Tres Parametros) con muestras de un análisis PVT del área en estudio, para así lograr la reproducción de su comportamiento termodinámico y evaluar el efecto de reducción de permeabilidad del medio poroso y su impacto en los perfiles de producción, permitiendo obtener predicciones más confiables del comportamiento de producción y presión de los yacimientos mediante la simulación numérica de yacimiento en un modelo teórico radial.

El estudio de la precipitación de asfaltenos planteado permitirá adicionalmente, evaluar la filosofía de los diferentes simuladores comerciales y modelos matemáticos aplicados al considerar el componente asfalteno en la simulación numérica de yacimiento.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Simular los fenómenos de precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en la región cercana al pozo productor, aplicado a un yacimiento del Área Norte de Monagas.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Seleccionar un análisis PVT de una muestra de hidrocarburos representativa del área de estudio.

2. Calibrar Ecuación de Estado para la representación del equilibrio líquido-vapor empleando el análisis PVT seleccionado.
3. Caracterizar el componente asfalteno para la definición de la fase sólida.
4. Ajustar Ecuación de Estado para la representación del equilibrio líquido-vapor-sólido empleando el componente asfalteno.
5. Construir un modelo numérico radial para la simulación de los fenómenos de precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en la región cercana al pozo productor con y sin asfaltenos.
6. Evaluar el impacto de la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos sobre la productividad del pozo.
7. Establecer comparación sobre los módulos de asfaltenos disponibles en los simuladores numéricos de yacimientos comerciales en función a los resultados obtenido.

CAPÍTULO II.

MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes

❖ Yi, T., Fadili, A., Ibrahim, M. (2009). “MODELING THE EFFECT OF ASPHALTENE ON THE DEVELOPMENT OF THE MARRAT FIELD”, paper SPE 120988. El objetivo de esta investigación fue evaluar el efecto de la precipitación y depositación de asfaltenos en el Campo Marrat, usando un modelo de simulación composicional con asfaltenos. El flujo de trabajo fue el siguiente: 1) Caracterización de ecuación de estado por análisis PVT, 2) Calibración del modelo de asfaltenos usando datos experimentales y 3) Incorporación del asfaltenos en la ecuación de estado para el modelo de simulación full fiel. ^[1]

❖ REYADH A. ALMEHAIDEB. (2004). “Asphaltene Precipitation and Deposition in the Near Wellbore Region: A Modeling Approach.” Este trabajo consistió en la elaboración de un modelo radial para la simulación del comportamiento de los asfaltenos durante producción primaria empleando análisis de laboratorio referente a valores de solubilidad de asfaltenos en función de la presión. ^[2]

❖ Marín Mariangélica, (2010). SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL CAMPO CARITO MULATA. El objetivo de esta investigación fue evaluar la precipitación y depositación de asfaltenos en el Campo Carito - Mulata. Este trabajo fue estructurado en las siguientes fases: Caracterización de asfaltenos y ajuste de los modelos de precipitación y depositación, a partir de pruebas experimentales, con el fin de definir e incorporar la fase sólida (asfalteno) al equilibrio termodinámico representado por la ecuación de estado actual del campo, así como modelar la precipitación del asfalteno

en función de la presión y reproducir la reducción de las propiedades de la roca por la depositación de asfaltenos. Una vez ajustados los modelos de precipitación y depositación, se llevó a cabo un estudio de simulación composicional conceptual basado en un modelo radial y 3D, con la finalidad de validar el modelo predictivo y analizar el efecto de los asfaltenos en la productividad y en el diseño de estrategias de producción. Finalmente el modelo predictivo logró reproducir las pruebas experimentales y mediante el análisis de simulación se logró estudiar el efecto de los asfaltenos en la producción a nivel de campo. ^[3]

2.2 Descripción del área en estudio

2.2.1 Ubicación Geográfica del Campo en Estudio.

El Campo en estudio está ubicado al Norte del Estado Monagas, en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Subcuenca de Maturín, Este campo está enmarcado en lo que comúnmente es llamada “Área Norte de Monagas” comprende un área de a 50 km² y se localiza aproximadamente a 40 km al suroeste de la ciudad de Maturín (Figura 2.1).



Figura 2. 1 Ubicación Geográfica del Campo en Estudio^[3].

2.2.2 Geología del Campo en Estudio.

El Campo de estudio, debido a su complejidad tectónica (tectónica caribe), como a la sedimentológica (delta- canales entrelazados), es considerado muy complejo desde el punto de vista estratigráfico y estructural.

Según estudios sobre el comportamiento de presiones de pozo y estructuras geológicas principales, este campo puede subdividirse en compartimentos o bloques que han sido denominados; Norte, Oeste, Central, y Sur (Figura 2.2).

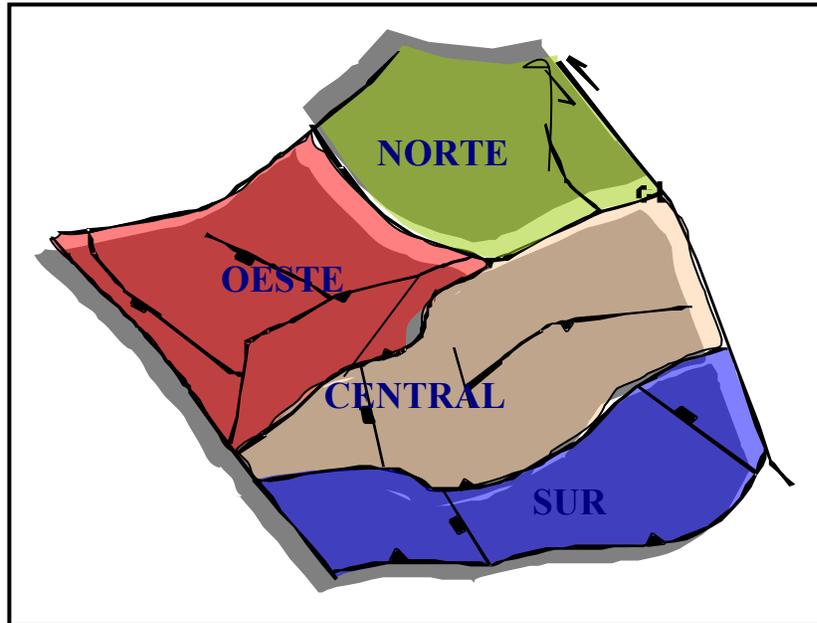


Figura 2.2 Ubicación de los bloques Central, Norte, Sur y Oeste del Campo en Estudio^[3].

Desde el punto de vista estructural, el campo ha sido interpretado como un anticlinal alargado en dirección Este-Oeste. Los cuatro bloques antes mencionados están separados por fallas de cabalgamiento que tienen rumbo Este-Oeste con vergencia hacia el Norte y fallas transgresivas y normales de alto ángulo; y fallas inversas de grandes proporciones de bajo ángulo. La Figura 2.3 muestra un mapa con estas estructuras e indica los diferentes compartimentos delimitados por ellas, los cuales han sido denominados, como se mencionó anteriormente: Norte, Oeste, Central y Sur.

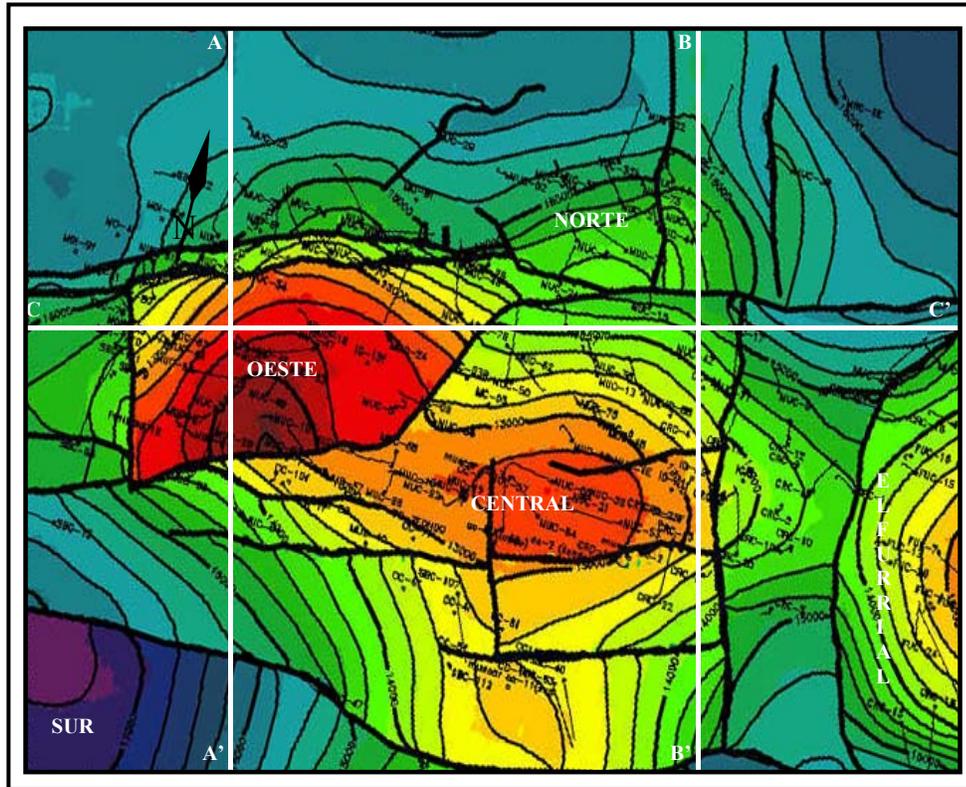


Figura 2.3 Compartimentos del Área en Estudio^[3].

2.2.3 Geología Estructural de los Bloques que Conforman al Campo en Estudio.

2.2.3.1 Bloque Norte.

Este bloque se encuentra ubicado al Noreste del área interpretada (Figura 2.3) y está limitado al Sur por una falla de cabalgamiento de bajo ángulo que pone este bloque sobre el bloque Central. Este compartimento está subdividido por dos fallas de rumbo Norte-Sur y buzamiento semivertical, probablemente provocadas por el cambio en la geometría del cabalgamiento principal.

Al Sur, el bloque Norte se encuentra limitado por una falla, que tiene un máximo de 4.000 pies de acortamiento. El salto de esta falla disminuye

significativamente hacia el Oeste y cambia su rumbo al Noroeste hasta que el acortamiento es nulo. Entre los bloques Norte y Oeste no existe una falla que separe ambos compartimientos en dirección Este-Oeste (Figura 2.3).

2.2.3.2 Bloque Oeste

El bloque Oeste se encuentra ubicado en el extremo Nor-oeste del área de estudio y se encuentra limitado, al Sur y al Este por una falla inversa de bajo ángulo, que acomoda un acortamiento de unos 4.000 pies, poniendo este yacimiento sobre el del bloque Central. Dentro del bloque Oeste se encuentran dos fallas inversas de alto ángulo que presentan rumbo Este-Oeste al igual que los cabalgamientos principales, pero convergencia al Norte. El límite occidental del bloque Oeste se encuentra representado por una falla subvertical de rumbo Norte-Sur, que presenta un salto alrededor de los 2.000 pies. Esta falla constituye un sello dentro del bloque, y su origen, al igual que sus homólogas en el área, se cree está asociado a un cambio en la geometría del cabalgamiento principal.

2.2.3.3 Bloque Central.

Este bloque se ubica en la porción central del área en estudio, es el compartimiento más extenso del campo, extendiéndose hacia el Norte por debajo de los bloques Norte y Oeste hasta interceptar los mismos corrimientos que limitan hacia el Sur (Figura 2.3). El límite del bloque central hacia el sur es todavía tema en discusión y estudio. Para el límite Sur se encuentra con dos interpretaciones, es decir, la interpretación "A" la cual estima que el límite Sur del compartimiento es una falla de cabalgamiento de bajo ángulo con una convergencia Sur con aproximadamente 11.000 pies de acortamiento. Y la otra es la interpretación "B", la cual estima que el límite Sur del bloque central podría ser esa misma falla, pero con un acortamiento menor equivalente a unos 3.000 pies. Esta última falla podría ser sello o no y

acortaría toda la extensión del Campo Sur, dejando abierta la posibilidad que este campo no sea independiente sino una extensión del campo Central hacia el Sur.

El segundo elemento de importancia estructural en el bloque Central es la existencia de una falla, casi vertical con rumbo Norte-Sur que se encuentra al Este del yacimiento cercano al Campo El Furrrial. Esta falla divide al bloque Central en dos porciones, y de acuerdo al comportamiento de presiones y de los fluidos no presenta sello, pero debido a su magnitud se recomienda considerarla cuando se realice la simulación numérica, puesto que la misma se espera que interfiera con los procesos de inyección y recobro.

2.2.3.4 Bloque Sur.

Este bloque está ubicado al Sur del área de estudio, limita al Norte con una falla de cabalgamiento cuyo acortamiento total varía según sea interpretado, como se reseñó en el bloque Central. Se conoce por estudios previos que se trata del último corrimiento de los mapas conocido en la Cuenca Oriental y es el mismo que limita a los campos El Furrrial y Santa Barbara hacia el Sur.

2.2.4 Características Petrofísicas Asociadas al Campo en Estudio.

Las características petrofísicas del campo se especifican por bloque. Así pues, el bloque Norte presenta en general: un rango de arcillosidad entre 5,12 % y 6,08 %, de porosidad entre 8 % y 11 %, de saturación de agua entre 15,62 % y 22,39 %, de permeabilidad entre 4 md y 1.500 md.

El bloque Oeste presenta en general: un rango de arcillosidad entre 4 % y 20 %, de porosidad entre 8 % y 20 %, de saturación de agua entre 10 % 25 % y de

permeabilidad entre 10 md y 1.000 md. El bloque Central presenta en general mejores porosidades y permeabilidades que el bloque Norte, un rango de arcillosidad entre 4,40 % y 7,17 %, de porosidad entre 6 % y 21 %, de saturación de agua entre 16,63 % y 25,38 %, de permeabilidad entre 3 md y 2.000 md. El bloque Sur presenta en general: un rango de arcillosidad entre 3 % y 15 %, de porosidad entre 10 % y 15 %, de saturación de agua entre 8 % 18 %y de permeabilidad entre 3 md y 500 md.

2.2.5 Características de los Fluidos Asociadas al Campo en Estudio.

En general, los yacimientos del Campo en estudio presentan un gran espesor y marcado gradiente de composición con profundidad, por tal motivo la columna de fluido está caracterizada por la segregación de fases. Termodinámicamente la columna de fluidos presenta un comportamiento complejo, debido a las condiciones de presión y temperatura, con una distribución composicional variable con la profundidad. En la parte superior, se muestra un comportamiento típico de un gas condensado, seguida de crudo volátil y una de crudo negro, hasta llegar al Tarmat o zona de crudo pesado. La zona de Gas Condensado exhibe comportamiento de condensado retrógrado, cuando la presión declina por debajo de la presión de rocío.

Los yacimientos no presentan un contacto gas-petróleo bien definido. Por el contrario, la región de gas y de crudo está claramente separada por una zona de interface o fluido crítico de unos 200 pies de espesor establecido a una profundidad de 14.040 pies.

La Figura 2.4 muestra las presiones de saturación contra profundidad correspondiente a todas las pruebas PVT del Campo en estudio, en la curva se observa que los Campos Central y Oeste abarca desde la zona de gas condensado hasta la zona de crudo negro, mientras que en los Campos Norte y Muri se encuentran en la zona de crudo negro.

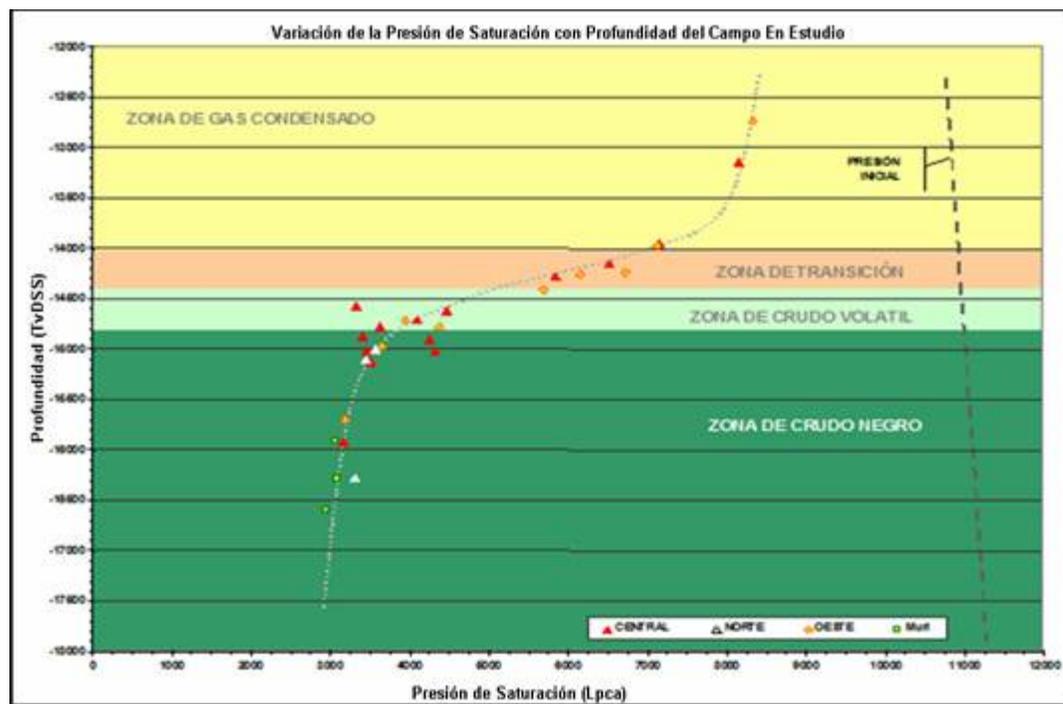


Figura 2.4 Columna de Fluidos del Campo en Estudio^[3].

2.2.6 Comportamiento de Producción del Campo en Estudio.

La explotación del Campo en estudio se inició en Enero de 1988. La presión inicial promedio para el Campo a una profundidad de 13.000 pies se encontraba alrededor de 11.100 lpc, con temperaturas de hasta 300 °F, y una presión de burbujeo entre 3.000 lpca y 7.000 lpca. Inicialmente la producción de dicho Campo se debía a una combinación de distintos mecanismos, expansión de la roca y de fluidos y empuje de la capa de gas. Además, se presume que pudo estar también influenciado de una manera significativa por el efecto de condensación retrograda.

Actualmente los yacimientos del campo en estudio se caracterizan por presentar presiones entre 7.000 lpc y 8.000 lpc, con una producción promedio de 26 MMBN.

El campo actualmente está sometido a procesos de inyección de gas (áreas Central y Oeste) y agua (área Norte).

Como se ha reseñado, el campo se divide en cuatro sectores, donde cada sector representa un yacimiento productor. El POES del Campo es de 6,561 MMMBN, con un GOES de 8719 MMMPCN, y posee unas reservas recuperables de Petróleo de 3.247 MMMBN.

2.3 Fundamentos Teóricos

2.3.1 Yacimientos de Hidrocarburos.

Son acumulaciones naturales de hidrocarburos, en estado gaseoso, líquido o sólido, que se encuentran en rocas porosas y permeables en el suelo o subsuelo y tienen límites definidos impermeables a los fluidos confinados. Litológicamente las rocas pueden ser calizas, dolomitas, areniscas o una combinación de estos tipos^[4].

2.3.2 Clasificación de los Yacimientos en Base a los Hidrocarburos que Contienen.

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación pueden dividirse en dos grupos:

- a- Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción: presión, temperatura, relación gas-petróleo (o condensado), gravedad API y color del líquido del tanque, entre otros.

b- Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.

Dependiendo del estado en que se encuentre inicialmente la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, en forma general los yacimientos se pueden clasificar de la siguiente manera:

Tabla 2.1 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos^[4].

		RGP	API	COLOR	C1	C7+
Yacimientos de Gas	Yac. de Gas Seco	>100.000	--	--	> 90%	< 0.7 %
	Yac. de Gas Húmedo	> 15.000	< 70	Incoloro	< 90%	< 4.0 %
	Yac. de Gas Condensado	> 3200	> 40	Amarillo Claro	> 60%	< 12.5%
Yacimientos de Petróleo	Petróleo volátil.	> 1750	> 40	Amarillo Oscuro	< 60%	> 12.5%
	Petróleos Negros	< 1750	< 45	Negro-Verde	< 50%	> 20 %

2.3.2.1 Yacimientos de Gas:

❖ Yacimientos de Gas Seco:

Estos yacimientos contienen principalmente metano ($\%C_1 > 90$) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($\%C_5 < 1$).

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica y ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie se entra a la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento, por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa. Generalmente, un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas-líquido (GGL) mayor de 100.000 PCN/BN se considera seco. Del gas seco se puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos (enfriamiento)^[4].

❖ **Yacimientos de Gas Húmedo:**

Los yacimientos de gas húmedo se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término “Húmedo” proviene de las condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-líquido mayor que 15.000 PCN/BN. El líquido del tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido de líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN.^[4]

Los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente:

- No ocurre condensación retrograda durante el agotamiento de presión.
- Tienen menos cantidad de componentes pesados.
- La cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

❖ **Yacimientos de Gas Condensado:**

Características:

- En la composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominante el componente metano (>60%), como en el caso de los yacimientos de gas seco y gas húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un gas condensado es un gas con líquido disuelto.
- La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío.
- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.
- Un gas condensado presenta condensación retrograda isotérmica en un rango de temperaturas (200°-400°F) y presiones (3.000-8.000lpc) normales en yacimientos.
- En su camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con las siguientes características:
 - Relación Gas-Condensado (RGC): Mayor que 3.200 PCN/BN.
 - Gravedad API de condensado: 40-60°
 - El contenido de metano del gas condensado es mayor o igual a 60% y el $C_{7+} \leq 12.5\%$
 - Color del condensado: incoloro amarillo-claro ^[4].

2.3.2.2 Yacimientos de Petróleo:

❖ Yacimientos de Petróleo Volátil:

Los crudos volátiles se caracterizan por:

- RGP en el rango de 1.750 a 3.200 PCN/BN.

- Petróleo de tanque :
 - (a) Gravedad API $>40^\circ$
 - (b) Color: amarillo oscuro a negro
- Factor volumétrico mayor de 1.5 BY/BN.

En la mayoría de los casos es difícil saber si un yacimiento es de petróleo volátil o de gas condensado porque en ambos la temperatura del yacimiento es muy cercana a la temperatura crítica de la mezcla.

Los yacimientos de petróleo volátil pueden ser saturados o subsaturados. En el primer caso, la presión inicial es igual a la presión de burbujeo ($P_i = P_b$) y tan pronto ocurra una pequeña declinación de presión hay liberación de gas. En este caso se puede tener inicialmente en el yacimiento una capa (o casquete) de gas en equilibrio con el petróleo, el gas del casquete puede ser del tipo de gas condensado y presentar condensación retrograda. En el segundo caso, la presión inicial es mayor que la presión de burbujeo ($P_i > P_b$) y no ocurre liberación de gas hasta tanto la presión del yacimiento no sea igual a la de burbujeo^[4].

❖ Yacimientos de Petróleo Negro:

Estos yacimientos se caracterizan por presentar un alto contenido de C_7+ ($>20\%$) y bajo contenido de metano ($<50\%$).

Los petróleos llamados negros (black oil) se caracterizan por:

- RGP menor de 1750 PCN/BN
- Petróleo de tanque:
 - (a) $^\circ\text{API} < 45^\circ$
 - (b) Color: negro o verde oscuro
- Factor volumétrico menor de 1.5 BY/BN

Como en el caso anterior, los yacimientos del petróleo negro pueden ser:

- Saturados, $P_i = P_b$
- O subsaturados, $P_i > P_b$

Cuando P_i es igual a P_b , el yacimiento puede tener una capa de gas buzamiento arriba de la zona de petróleo. Regularmente este gas es húmedo o seco y no presenta condensación retrograda^[3.1].

Dependiendo de la gravedad (o densidad) del petróleo, estos pueden clasificar en:

- Livianos, $30^\circ < \text{API} \leq 40^\circ$
- Medianos, $20^\circ < \text{API} \leq 30^\circ$
- Pesados, $10^\circ < \text{API} \leq 20^\circ$
- Extrapesado, $\text{API} \leq 10^\circ$ (bitúmenes)

2.3.3 Causas de la Variación Composicional.

Las fuerzas de gravedad y los cambios de temperatura, debido al gradiente geotérmico, son las causas principales de la variación composicional de los fluidos en los yacimientos con apreciables cambios de profundidad.

Es bien conocido que los componentes de una mezcla migran de acuerdo a su masa en un campo gravitacional. A este fenómeno se le llama **barodifusión**, que es la difusión de componentes debido a cambios de presión por efectos gravitacionales.

También existe la difusión de componentes debidos a los cambios de temperatura con profundidad, a este fenómeno se le llama **termodifusión**.

Además de las dos causas anteriores, Hoier y Whitson mencionan las siguientes: convección térmicamente inducida, migración incompleta, equilibrio transitorio, precipitación de asfaltenos durante la migración (Tarmat), precipitación de parafinas y aromáticos en las fracciones pesadas (C_7+), biodegradación, variaciones regionales de C_1 y migración diferencial desde varias rocas madres en diferentes unidades de flujo.

La baro y termodifusión han sido las causas más estudiadas y aplican a los yacimientos de gas condensado con zona de petróleo (Volátil/Liviano/Mediano). La segregación gravitacional separa los componentes más pesados hacia el fondo y la difusión térmica hace lo contrario a través de un fenómeno de convección/difusión. La combinación de estos dos fenómenos es responsable de la poca variación composicional con profundidad en la zona de gas condensado que presentan yacimientos como Carito. En estos casos los modelos de barodifusión isotérmica no son capaces, por sí solos, de simular la variación composicional con profundidad. Los cambios composicionales se presentan en columnas de hidrocarburos con variación apreciable de profundidad ya sea en yacimientos inclinados o de gran espesor^[4].

2.3.4 Yacimientos con Mayor Tendencia a Mostrar Variaciones Composicionales.

Los yacimientos que han mostrado importantes cambios de composición con profundidad poseen ciertas características especiales que a continuación se resumen:

- a- Yacimientos de gran espesor y/o cambios importantes de profundidad.
- b- Yacimientos cuasicríticos, de gas condensado y de petróleo volátil. También se ha observado variaciones composicionales en yacimientos de crudo negro mediano.

c- Presencia de pequeñas cantidades de hidrocarburos muy pesados y particularmente componentes aromáticos en el gas o en el petróleo.

Presencia de gran cantidad de fracciones intermedias ($C_2 - C_4$). Estas fracciones normalmente ponen la mezcla cerca de su composición crítica^[4].

2.3.5 Segregación Gravitacional

La segregación gravitacional en un yacimiento se define cuando diferentes fluidos ocupan espacio y tienden a distribuirse de manera compatible con su densidad. Los fluidos presentes en un yacimiento cualquiera (por ejemplo: gas, petróleo y agua) tienen diferentes densidades. Dependiendo de la distribución de estos fluidos en la estructura, esta diferencia en densidades genera fuerzas que pueden ser muy importantes para la extracción de crudo^[4].

2.3.6 Evaluación y Clasificación de los Crudos.

En vista a la inmensa variedad de petróleos crudos conocidos, se le ha clasificado en cuatro grupos, en función a ciertas propiedades físicas:

- **Crudos de Base Nafténica:** Por lo general, contienen una proporción relativamente grande de fracciones volátiles. Es decir, compuestos que se evaporan con facilidad y en algunos casos son tan livianos que son gasolina pura. En términos generales, estos crudos de base nafténica permiten producir buenos combustibles para motores.

- **Crudos de Base Parafínica:** Poseen gran cantidad de aceites lubricantes, ceras y pequeñas cantidades de naftenos y asfaltos. Estos crudos tienen bajo contenido de azufre, nitrógeno y oxígeno.
- **Crudos de Base Asfáltica:** Tienen un alto contenido de alquitrán, asfalto y fuel-oil y su principal uso es en la industria de asfalto. Estos crudos poseen una estructura química bastante compleja y no bien definida, además de contener carbono e hidrógeno también presenta, una cantidad considerable de azufre y metales^[6].
- **Crudos de Base Mixta:** Están compuestos de hidrocarburos parafínicos, nafténico y asfálticos, en proporciones tan balanceadas que no se definen como ningunas de las tres clases anteriores.

2.3.7 Asfaltenos.

2.3.7.1 Definición:

Los asfaltenos son moléculas de hidrocarburos que se encuentran presentes en el petróleo, poseen un alto peso molecular que varía entre entre 1.000 y 5.0000 Kg/Kmol, y están compuestos por una cadena carbonada de policíclicos aromáticos de estructura amorfa. Se caracterizan por ser insolubles en alcohol y en fracciones livianas de hidrocarburos parafínicos como el n-pentano y n-heptano. Los asfaltenos son solubles en solventes aromáticos como: benceno, tolueno, xileno y también en cloroformo y bisulfuro de carbono.

En la Figura 2.5 se muestran tres de las numerosas estructuras de asfaltenos posibles, que constituyen una clase de moléculas compuestas de anillos aromáticos agrupados (azul) con cadenas de alcanos, algunos anillos pueden ser no aromáticos.

Muchos de los anillos se fusionan, lo que implica que comparten al menos un lado. Los heteroátomos, tales como azufre, nitrógeno, oxígeno, vanadio y níquel, pueden residir en los anillos aromáticos^[5].

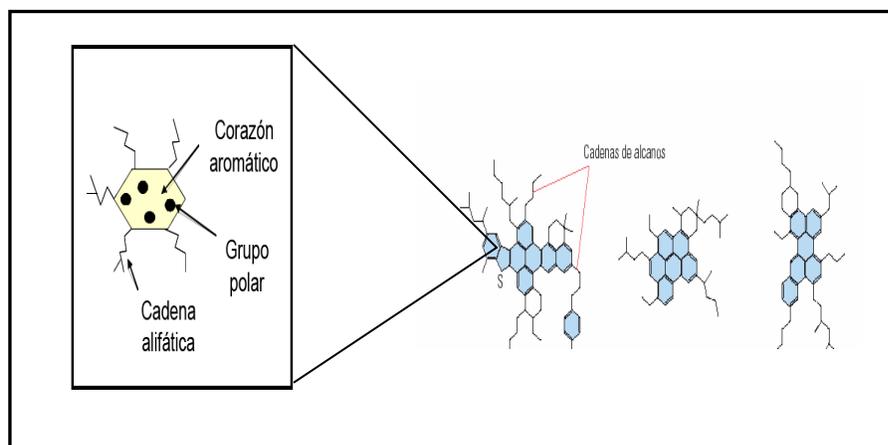


Figura 2.5 Representación esquemática de las moléculas de asfaltenos^[5].

2.3.7.2 Composición Química:

En lo que respecta a la estructura de las moléculas de asfaltenos, los especialistas coinciden que son hidrocarburos con partes relativamente polares, dadas por los anillos aromáticos y los grupos funcionales y partes apolares, constituidas por las cadenas alifáticas; lo cual permite presentar una dualidad polar-apolar dándole propiedades interfaciales.

El contenido de compuestos aromáticos en los asfaltenos está entre 40-60%, con una relación atómica H/C (hidrogeno/carbono) 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 presentan formas aplanadas, en la Figura 2.6 se puede observar la estructura molecular promedio de los asfaltenos^[5].

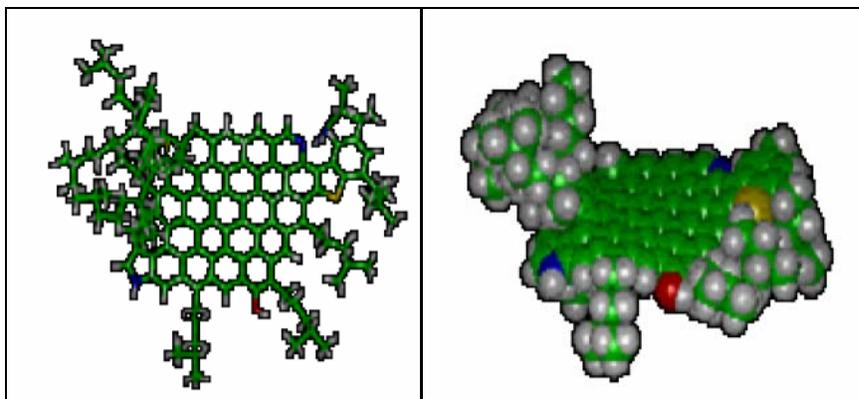


Figura 2.6 Estructura molecular promedio de los asfaltenos^[5].

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 multifuncionales, tales como: alcoholes, aminas primarias y secundarias, ácidos, éteres, cetonas, entre otras.

Los últimos estudios, donde se presentan técnicas de análisis, tienden a presentar a los asfaltenos con un peso molecular mucho menor, (entre 800 y 3.000) y una matriz menos condensada, limitada a 4 ó 5 anillos bencénicos ligados por naftenos y prolongados por grupos alquil.

2.3.8 Resinas.

Al hacer referencia de los asfaltenos se hace necesario considerar a las resinas, debido a que el comportamiento de los asfaltenos depende mucho de la presencia de éstas en el crudo. Las resinas comprenden aquella fracción que se solubiliza cuando el petróleo o bitumen se disuelve en un n-alcano, pero se adsorbe en un material activo superficialmente (como tierra de Fuller). Las resinas son oscuras, semisólidas,

muy adhesivas, de peso molecular alto, y su composición depende del precipitante empleado.

Marck consideró que las resinas son un producto intermedio originado en la transformación del crudo en asfaltenos, proceso que ocurre tanto por oxidación aérea como por tratamiento directo con oxígeno y azufre.

Swanson y col. observaron que los asfaltenos requieren a las resinas para “disolverse” en la porción destilable del crudo. Mientras que Yen y col. hacen una mención más específica de la función de éstas, considerando que las resinas proveen una transición entre las fracciones polares (asfaltenos) y las no polares del petróleo, por lo tanto previenen la acumulación de agregados polares que no pueden dispersarse en el crudo, en la Figura 2.7 se puede observar la representación molecular de las resinas^[5].

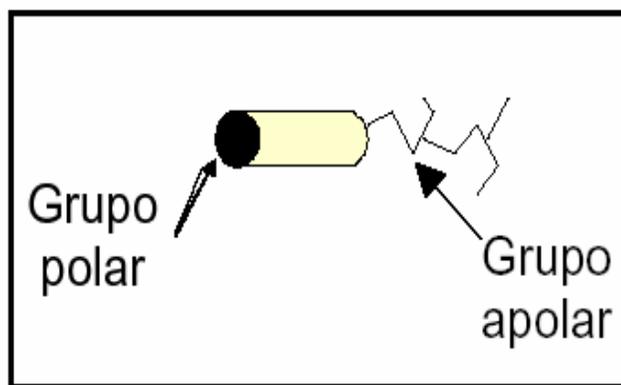


Figura 2.7 Representación esquemática de una molécula de resina^[5].

2.3.9 Teorías que Soportan la Precipitación de Asfaltenos.

El interés por el estudio del comportamiento y la forma como están presentes los asfaltenos en el crudo, han dado lugar al desarrollo de modelos termodinámicos

que tratan de explicar este fenómeno y que a la vez funcionan como herramientas predictivas de la precipitación de asfaltenos. Entre los principales modelos termodinámicos expuestos en las diversas publicaciones se pueden mencionar: el molecular (Liofílico) y el coloidal (Liofóbico).

2.3.9.1 Teoría Molecular.

En este modelo se define la idea de solubilidad, ya que se considera que los asfaltenos en solución se comportan como un componente más de una mezcla que obedece las leyes del equilibrio termodinámico multifásico. Hirschberg y Burke, han modelado el fenómeno de la precipitación de asfaltenos mediante el equilibrio termodinámico líquido-líquido, de una mezcla de pseudocomponentes: los asfaltenos y el resto de las fracciones que constituyen el crudo, que es llamado solvente. Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, el crudo se puede separar en dos fases líquidas, una de las cuales está constituida únicamente por los asfaltenos, mientras que la otra está formada por ambos componentes, pero principalmente por el solvente^[6].

2.3.9.2 Teoría Coloidal.

Salager J.L, señala que los asfaltenos no son solamente solubles, sino que están dispersos en el crudo. Se asocian de tres o cuatro moléculas para formar una micela o coloide. Es un proceso estable que sustrae la parte polar del medio apolar (micela inversa). Yen y col, desarrollaron un modelo termodinámico coloidal para explicar el comportamiento de los asfaltenos. En este modelo las resinas son consideradas como agentes peptizantes, es decir, se adsorben rodeando a los agregados de asfaltenos, permitiendo un equilibrio molecular con el resto de los componentes del crudo^[6].

2.3.10 Etapas del Comportamiento Termodinámico de los Asfaltenos Durante el Proceso de Producción de Hidrocarburos Considerado para la Simulación Numérica de Yacimiento.

A continuación se presenta una descripción de las diferentes etapas que experimentan las partículas de asfaltenos una vez que ocurre la desestabilización de éstas en el crudo, la cual es considerada para la simulación numérica de los asfaltenos, y puede ser observada en la Figura 2.9.

- **Etapa I. Precipitación:** se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase insoluble, de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos (aparición de sólidos finos).
- **Etapa II. Floculación:** Cuando se produce la desestabilización inicial de los asfaltenos estos se separan formando pequeños flóculos o partículas sólidas, las cuales se mantienen suspendidas dentro de la matriz del crudo sin causar algún tipo de inconveniente para la producción del mismo (unión de partículas finas para formar flóculos).
- **Etapa III. Agregación:** A medida que aumenta la acción del agente o factor precipitante, la cantidad de flóculos formados es mayor y ocurre un fenómeno de agregación en el que varios flóculos se unen para formar una partícula más grande, llamada agregado. Estos agregados dependiendo del tamaño que posean y su densidad, pueden permanecer suspendidos en la fase de crudo y ser arrastrados, si la velocidad de flujo es suficientemente alta, sin causar mayores inconvenientes durante la producción del yacimiento.

- **Etapa IV. Deposición:** Cuando la precipitación ocurre dentro del medio poroso se dice que existe una deposición de sólidos en la roca. Esta última etapa origina problemas durante la producción de crudo en un yacimiento ya que se producen cambios en la mojabilidad de la roca debido a la adsorción de los asfaltenos en la superficie de ésta y origina una obstrucción de los poros causando una reducción en la permeabilidad y la porosidad del yacimiento, dependiendo de la interacción.

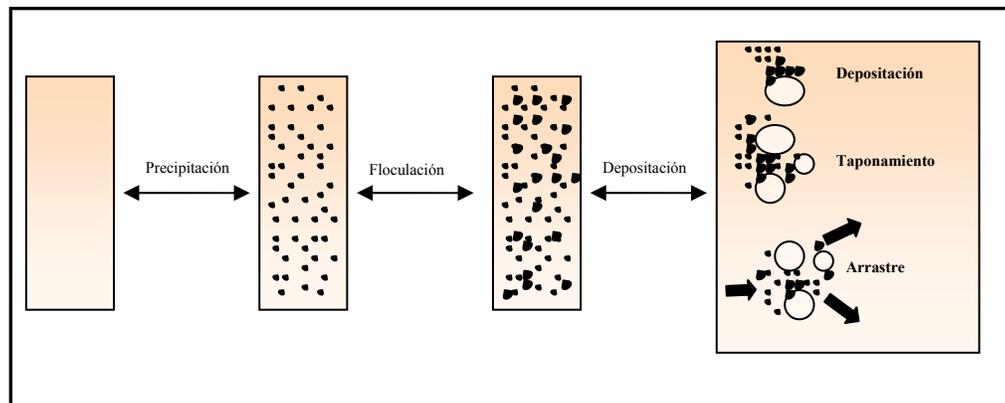


Figura 2.8 Comportamiento termodinámico de los asfaltenos^[6].

2.3.11 Factores Termodinámicos que Afectan la Precipitación y Floculación de Asfaltenos

Los cambios producidos en la presión, la temperatura y la composición, pueden provocar la precipitación y la deposición de los asfaltenos

❖ **Efecto de la Presión:** Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la densidad del fluido y la solubilidad. La separación promedio entre moléculas de la fase líquida y las micelas de resina asfalteno es mayor a bajas densidades, al disminuir la presión y la densidad algunas micelas de resina-asfalteno se agregan formando grandes cúmulos que

pueden llegar a precipitar. A altas presiones los asfaltenos se encuentran disueltos en el crudo, pero a medida que la presión va descendiendo, se forman flóculos de asfaltenos, ocasionando problemas bastantes serios en la explotación de un yacimiento.

En 1984, Hirschberg y colaboradores desarrollaron un modelo termodinámico bajo condiciones de equilibrio, mediante el cual se puede determinar el comportamiento de los asfaltenos con la presión a temperatura constante, el cual se muestra en la Figura 2.10.

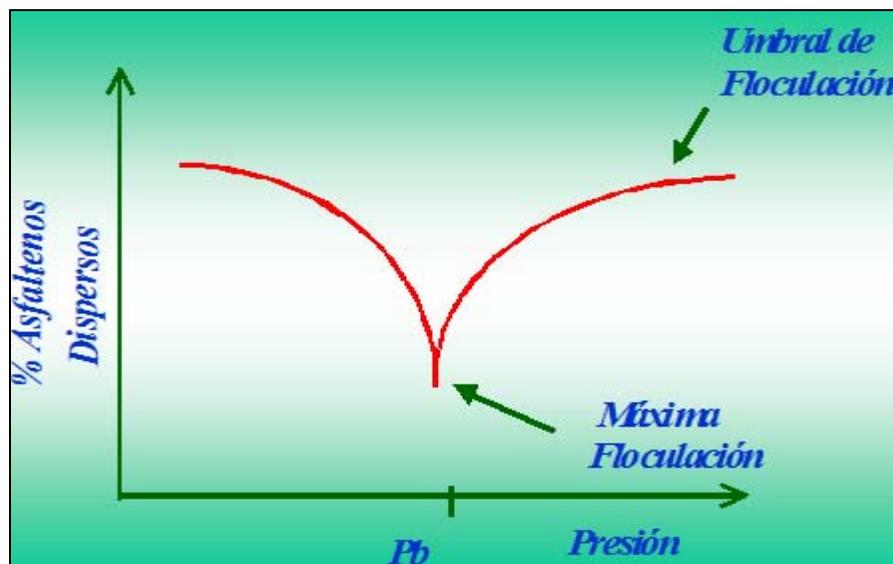


Figura 2.9 Efecto de la Presión sobre la Floculación y/o Precipitación de Asfaltenos^[6].

El perfil de la curva de porcentaje de asfaltenos dispersos en función de la presión generalmente es el mismo para cualquier tipo de crudo asfáltico y se conoce como curva de solubilidad de asfaltenos, y es construida a partir de estudios

de laboratorio, en celdas destinada para tal fin. Esta curva permite establecer las siguientes afirmaciones:

Inicialmente la cantidad de asfaltenos solubles es máxima cuando la presión, de la celda que simula el yacimiento, está por encima del punto de burbujeo (P_b) y se aproxima a su equilibrio natural y original en el yacimiento. A medida que la presión disminuye, ocurre lo mismo con la solubilidad de los asfaltenos como consecuencia de la expansión de los componentes livianos del crudo, los cuales alteran el equilibrio original de la solución.

La solubilidad de los asfaltenos en el crudo tiene un valor mínimo a la presión de burbuja, debido a que se producen cambios en la composición del crudo. Por debajo del punto de burbujeo, aparece una capa de gas libre que constituyen los componentes más livianos, los cuales son los causantes directos de la precipitación; por lo que si la presión llegara hasta este punto, a nivel de la celda de laboratorio, el crudo es capaz de redissolver cierta cantidad del asfalteno que floculó, es decir, el proceso de floculación se revierte y parte del asfalteno precipitado es redissuelto por el crudo.

❖ **Efecto de la Temperatura:** cuando la temperatura del crudo disminuye el poder de la solubilización de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfaltenos disminuye. Entonces algunas micelas resina-asfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes cúmulos (floculos).

Las situaciones más importantes generadas por los cambios en la temperatura son:

- Efectos de enfriamiento producido por el gas en expansión a través de un orificio o restricción.

- Enfriamiento resultante de la expansión del gas que obliga al petróleo a que atraviese la formación hasta el pozo y lo sube hasta la superficie.
- Enfriamiento producido por la pérdida de calor, irradiado a las formaciones circundantes, por el petróleo y el gas a medida que fluyen desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- Enfriamiento producido por la liberación de gases disueltos de la solución.
- Cambios en la temperatura producidos por intrusión de agua.
- Cambios en la temperatura resultantes de la evaporación de los constituyentes más livianos.

❖ **Efecto de la Variación de la Composición:** Desde el punto de vista químico, existen diferentes vías a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo, y por consiguiente, en la precipitación y floculación de los asfaltenos. Estas se encuentran asociadas a los casos de contacto íntimo del crudo con sustancias no involucradas en el proceso natural de producción. Estos factores exógenos que más influencia tienen en la estabilidad de los asfaltenos son:

- Inyección de gas natural y mezcla con diluentes tales como condensado y livianos.
- Inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos.
- Uso de gases ricos en procesos de levantamiento artificial.
- Tratamientos de estimulación con ácidos, solventes, surfactantes y álcalis.
- Mezcla de crudos de diferente origen.

2.3.12 Problemas que se Pueden Presentar por Deposición de Asfaltenos

La problemática por deposición de asfaltenos abarca todas las facetas asociadas a la producción, transporte y procesamiento del petróleo. El efecto va desde daños a la formación (taponamiento y/o alteración de la mojabilidad de la roca), obstrucción de los pozos, tuberías de producción e instalaciones de superficie, hasta bloqueo de las líneas de transporte, columnas de separación y desactivación de catalizadores en las etapas de refinación de petróleo, la Figura 2.11 muestra la deposición de asfaltenos en el sistema de producción.

- **En el Yacimiento:**

La deposición de asfaltenos dentro del yacimiento reduce la permeabilidad y porosidad del mismo causando daños a la formación y en la vecindad del pozo, lo cual origina una disminución en la producción del mismo. Los asfaltenos pueden depositarse dentro del yacimiento debido a cambios en la temperatura y presión del yacimiento, composición de los fluidos y efectos electro-cinéticos, tal como se mencionó anteriormente.

- **En las Cercanías del Pozo Productor.**

Uno de los sitios más susceptible y a la vez más grave que ocurra la deposición de asfaltenos es en la zona del yacimiento adyacente al fondo del pozo productor. En esta zona suceden las mayores caídas de presión en el yacimiento, por lo tanto se deben tomar las precauciones necesarias, ya que en este sitio se pueden alcanzar condiciones por debajo del umbral superior de precipitación de asfaltenos.

- **En el Pozo y la Tubería de Producción:**

El taponamiento completo del pozo es un problema grave debido a que los costos involucrados en la limpieza de los asfaltenos depositados son muy altos. El petróleo, en su viaje a través de la tubería de producción, sufre cambios simultáneos de presión, (P) y temperatura (T) a medida que fluye desde el yacimiento hasta la superficie. Dependiendo de la composición del crudo, la disminución de presión y temperatura pueden ocasionar que el crudo a condiciones de yacimiento se separe en dos y hasta tres fases (gas-líquido o gas-líquido-sólido), mientras el mismo se encuentra todavía fluyendo en la tubería de producción.

- **Instalaciones de Superficie:**

La depositación de asfaltenos también puede ocurrir en los equipos de superficie tales como: cabezal del pozo, tanques de almacenamiento, separadores, y líneas de flujo (aguas abajo), sistemas de transmisión de gas, entre otros. Usualmente, los asfaltenos se depositan sobre todas las superficies con las cuales el crudo asfáltico tiene contacto, siendo el problema más grave en los equipos de seguridad, inspección y control del proceso.

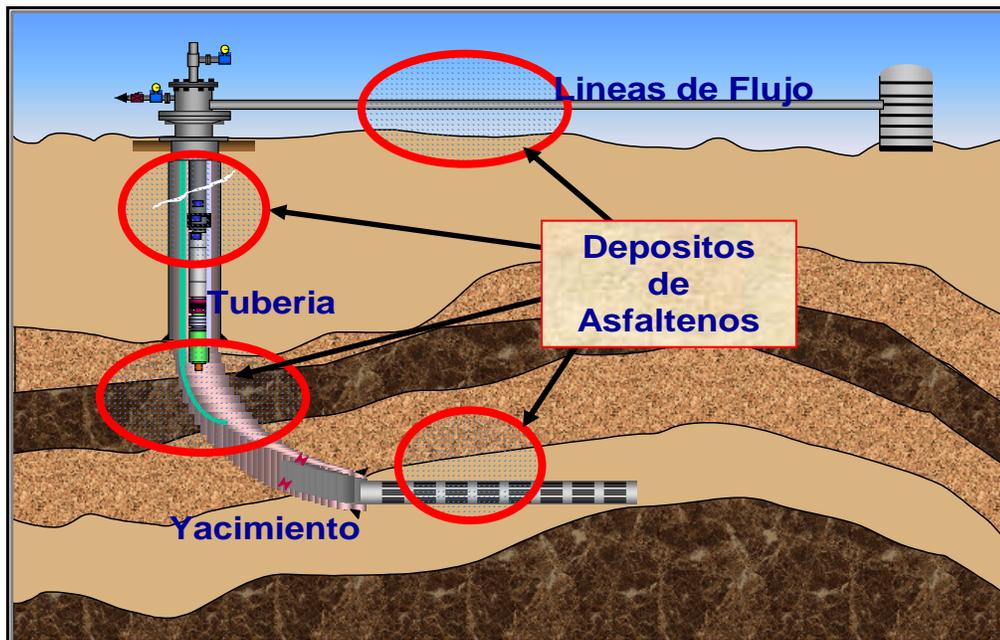


Figura 2.10 Deposición de Asfaltenos en el sistema de producción de hidrocarburos^[6].

2.3.13 Envoltente de Precipitación de Asfaltenos Presión -Temperatura.

La envoltente de precipitación de asfaltenos (curva roja) delimita las zonas de estabilidad para los asfaltenos en solución. Para las condiciones de yacimiento tipo dadas (punto rojo), el agotamiento primario hace que la presión se reduzca. Cuando la presión alcanza la envoltente superior de precipitación de asfaltenos, también conocida como presión de inicio de la precipitación de asfaltenos, los asfaltenos menos solubles precipitarán. Conforme la presión continúe decreciendo, mas asfaltenos precipitarán hasta que se alcance la presión de burbujeo, y se libere el gas de la solución. Con la reducción continua de la presión se ha removido suficiente gas del sistema, y el crudo podrá comenzar a redissolver los asfaltenos en la envoltente inferior de precipitación de asfaltenos, tal como se puede observar en la Figura 2.8^[7].

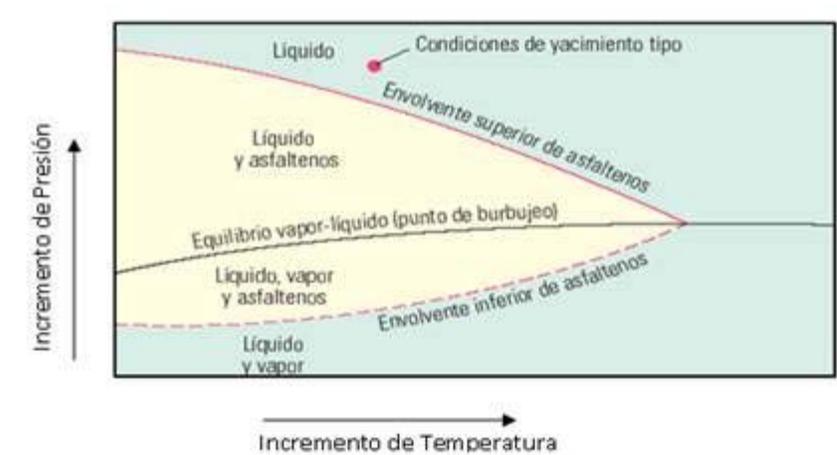


Figura 2.11 Envoltorio de precipitación de asfalto^[7].

2.3.14 Análisis PVT

Son experimentos de laboratorio que permiten simular el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico. Además permiten la identificación de los mecanismos de recobro, el comportamiento de flujo de los pozos y la simulación composicional de los yacimientos.

Los tres parámetros básicos (Presión, Volumen y Temperatura) son los que gobiernan el comportamiento de los fluidos en un yacimiento^[8].

2.3.15 Importancia de los Análisis PVT

En todo estudio de ingeniería de yacimientos es requisito indispensable contar con las propiedades, tanto de los fluidos como de la roca; lo cual implica que la toma de muestras de fluido y núcleos debe realizarse en la etapa inicial del desarrollo de un campo.

El principal propósito del muestreo de fluido es obtener las características de los fluidos del yacimiento, las cuales se obtienen en el laboratorio por medio de los estudios o análisis PVT. La parte más importante de este muestreo se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento. Estos estudios son absolutamente necesarios para llevar a cabo toda la actividad de ingeniería de yacimientos^[8].

2.3.16 Ecuación de Estado (EDE)

Son expresiones matemáticas que relacionan la presión con la temperatura y volumen de un componente puro o de una mezcla, las cuales constituyen un método sencillo, confiable y preciso que permite la predicción de las propiedades termodinámicas (PVT) del fluido y del comportamiento de las fases

Las ecuaciones de estado (EDE) constituyen un método sencillo, confiable y preciso que permite la predicción de las propiedades de los fluidos y del comportamiento de fases. Esto es de suma importancia en el desarrollo de simuladores numéricos de yacimientos y de procesos de separación en los que ocurren cambios bruscos de composición de las fases.

Existen ecuaciones de estado derivadas de la ecuación de Van Der Waals tales como la de Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson, Heyen, Kubic, Schmidt-Wenzel, entre otras; las cuales permiten reproducir el comportamiento termodinámico de muestras de fluidos a determinadas condiciones de presión y temperatura. En el presente estudio se utilizará la EDE de Peng-Robinson Tres Parámetros, ya que esta es la que mejor se adapta al comportamiento de los fluidos en las regiones críticas^[9].

2.2.16.1 Ecuación de Estado de Peng – Robinson Tres Parámetros.

La ecuación de estado de Peng- Robinson (EDE-PR) es comúnmente considerada como la mejor ecuación de estado cúbica de dos parámetros propuesta hasta ahora. Como las ecuaciones de estado de Redlich – Kwong (RK), Redlich – Kwong – Soave (RKS) y otras de dos parámetros, la ecuación de PR es una modificación de la ecuación de estado de Van Der Waals publicada en 1873. Una de las limitaciones de las ecuaciones de RK y RKS es la falla en generar satisfactoriamente densidades de hidrocarburos líquidos.

Los volúmenes específicos calculados con la ecuación de RKS son mayores (hasta 27% cerca del punto crítico) que valores experimentales reportados en la literatura. Modificando el término de la presión de atracción de la ecuación semiempírica de Van Der Waals, Peng y Robinson obtuvieron una nueva ecuación de estado simple y precisa. Esta ecuación permite calcular mejores densidades de líquido, presiones de vapor y constantes de equilibrio para hidrocarburos, que las ecuaciones de RK y RKS.

Una de las mayores ventajas de esta ecuación es que puede aplicarse tanto a la fase gaseosa como a la fase líquida dentro de un amplio rango de presiones y temperaturas, y es expresada en la siguiente ecuación:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b)+b(v-b)} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

v = Volumen molar.

$a(T)$ = Parámetro que considera las fuerzas de atracción intermolecular.

b = Constante relacionada con el tamaño de las moléculas.

R = Constante universal de los gases.

2.3.17 Ajuste de la Ecuación de Estado

La EDE es ajustada o calibrada usando datos experimentales de análisis de comportamiento termodinámico de muestras de fluidos validadas, para asegurar el equilibrio termodinámico como lo asume la EDE.

El principal objetivo en la calibración de una ecuación de estado, consiste en reproducir las propiedades del fluido original del yacimiento, la presión de saturación y el comportamiento de estas en cualquier condición de presión y temperatura.

Los parámetros de regresión en la EDE deben ser seleccionados por el usuario. Los datos experimentales pueden ser ajustados mediante regresión de las propiedades de los Pseudocomponentes correspondientes a la división de la fracción pesada, tales como: temperatura crítica, presión crítica, factores acéntricos, coeficientes de interacción binaria, entre otros. Las propiedades de los componentes puros no deben ser alteradas.

Una vez que la ecuación de estado ha sido ajustada, se lleva a cabo el cotejo de la viscosidad, usando cualquiera de las siguientes correlaciones: Lorenz, Bray y Clark (LBC), Jossi-Stiel-Thodos, Pedersen, entre otras. Estas correlaciones por lo general son polinomios de cuarto grado en función de la densidad molar reducida, presión crítica, temperatura crítica y volumen crítico^[9].

Los parámetros para ajustar la viscosidad son los volúmenes críticos de los componentes de la división de la fracción pesada así como los coeficientes de la correlación empleada.

El procedimiento de regresión para ajuste EDE recomendado por Rojas.G., de acuerdo a experiencias previas, se mencionan a continuación:

- 1) Usar un proceso de regresión para ajustar la EDE con todos los componentes de la mezcla original.
- 2) Con esta EDE ajustada se debe simular varios experimentos PVT tomados en diferentes pozos, profundidades y posiciones areales.
- 3) Reducir el número de componentes de la mezcla original agrupando componentes de propiedades termodinámicas similares.
- 4) Afinar mediante regresión los parámetros de ajuste para reproducir los experimentos PVT con la EDE.
- 5) Regresar al paso (3) y reducir el número de Pseudocomponentes mediante agrupamiento.

2.3.18 Fugacidad y Coeficientes de Fugacidad.

La fugacidad es una medida de la tendencia de un componente a escapar de la fase gaseosa a la fase líquida y viceversa. El término fugacidad fue introducido por Lewis en 1923 para representar una “presión corregida” de un componente existiendo en un estado no ideal.

Cuando la fugacidad de cada componente en la fase vapor (f_i^V) se hace igual a la del mismo componente en la fase líquida (f_i^L) no ocurre transferencia neta de masa entre las fases, y por tanto se ha alcanzado equilibrio termodinámico. Este equilibrio puede ser expresado matemáticamente por:

$$f_i^V = f_i^L \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Existen dos métodos termodinámicos para determinar las fugacidades:

(a) Aplicando una Ecuación De Estado (ejemplo la EDE-PR) a ambas fases para calcular f_i^V y f_i^L .

(b) Aplicando una Ecuación De Estado (PR, RK, RKS, entre otras) a la fase gaseosa para determinar el coeficiente de fugacidad del componente en esa fase y un modelo de soluciones regulares (Hildebrand, Wilson, entre otros.) para calcular el coeficiente de actividad del componente i en la fase líquida, con el cual se puede calcular el coeficiente de fugacidad del mismo componente.

2.3.19 Modelos Termodinámicos para la Precipitación de los Asfaltenos.

- **WinProp-Gem:**

El modelo termodinámico es el responsable de reproducir la precipitación de los asfaltenos en función de los cambios de presión y composición. El mismo representa el componente más pesado del petróleo en un componente que no precipita y otro que precipita. Ambos poseen iguales propiedades críticas y factor acéntrico, pero diferentes coeficientes de interacción con los componentes livianos.

La ecuación general que describe el Modelo Termodinámico de la precipitación de asfaltenos puede definirse como:

$$\ln (f_s) = \ln (f_s^*) + V_s (P - P_o) / RT_o \quad (\text{Ec.2.3})$$

Donde:

f_s^* = Fugacidad de referencia a condiciones de P_o y T_o .

V_s = Volumen molar del componente sólido.

R = Constante de gas Universal.

P_1 = Presión de Inicio de Precipitación.

Esta ecuación describe la fugacidad de un componente sólido (asfalteno). La fugacidad de referencia (f_s^*) es igual a la fugacidad del componente que precipita que fue calculado por la Ecuación de Estado (EDE) y experimentalmente determinado por el inicio de precipitación a una temperatura dada.

- **PVTi-Eclipse 300:**

PVTi no dispone de un modelo matemático para el ajuste de la precipitación de los asfaltenos, sin embargo, utiliza la curva de solubilidad de asfaltenos en el archivo de entrada al simulador, es decir, en el modelo de simulación, para reproducir el efecto de la precipitación y floculación en el medio poroso mediante la simulación numérica de yacimiento.

- **PumaFlow:**

De igual manera que el simulador ECLIPSE 300, el simulador PumaFlow no dispone de un modelo matemático para el ajuste de la precipitación de los asfaltenos, sin embargo, utiliza la curva de solubilidad de asfaltenos en el archivo de entrada al simulador, es decir, en el modelo de simulación, para reproducir el efecto de la precipitación y floculación en el medio poroso mediante la simulación numérica de yacimiento.

2.3.20 Modelos Termodinámicos para la Deposición de los Asfatenos

- **Gem:**

El modelo de depositación controla la depositación del asfalteno en el medio poroso. Wang & Civan (2001) presentaron una ecuación en la cual se relaciona la tasa de depositación de asfatenos con los procesos primarios de depositación física (adsorción, taponamiento de la garganta de poro y arrastre). La ecuación se describe a continuación:

$$\frac{V_{S2d}^{n+1} - V_{S2d}^{n+1}}{\Delta t} - \alpha C_{S2f}^{n+1} \phi^{n+1} + \beta V_{S2d}^{n+1} (V_o^n - V_{cr,o}) - \gamma \mu_o^n C_{S2f}^{n+1} = 0 \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

V_{S2}^d : Volumen de S2 depositado por volumen del bloque del enmallado.

C_{S2}^f : Concentración volumétrica de S2 que fluye por volumen de petróleo.

V_o : Velocidad intersticial de la fase petróleo.

$V_{cr,o}$: Velocidad intersticial crítica de la fase petróleo.

μ_o : Velocidad crítica Darcy de la fase petróleo.

α : Coeficiente de la tasa de depositación superficial.

β : Coeficiente de la tasa de arrastre.

γ : Coeficiente de la tasa de taponamiento de la garganta de poro.

El coeficiente (α) es el que define la tasa de depositación, el cual es positivo y depende del tipo de roca. El coeficiente que define la tasa de arrastre de los asfatenos

se fija cero cuando la velocidad intersticial (V_l) es menor que la velocidad intersticial crítica ($V_{cr,l}$).

El coeficiente (γ) es el que describe el taponamiento de la garganta de poro se fija en cero, si el diámetro de la garganta de poro es mayor que cierto valor crítico. Si es más pequeño, el coeficiente (γ) se calcula como:

$$\gamma = \gamma_i (1 + \sigma V) \quad (\text{Ec.2.5})$$

Donde:

γ : Define coeficiente de la tasa instantánea de la garganta de poro.

σ : Define efecto de depositación constante “efecto bola de nieve”.

- **Eclipse 300.**

La depositación representa el proceso donde los flóculos interaccionan entre la solución (fase petróleo) y la superficie de la roca. Los flóculos pueden absorberse en la superficie de la roca, pueden ser atrapados entre el medio poroso debido a su tamaño (taponamiento) o pueden ser removidos y disueltos en la fase del petróleo debido a la alta tasa de corte.

La depositación de asfaltenos en una dirección es modelada de la siguiente manera:

$$\frac{\partial \varepsilon_i}{\partial t} = \frac{\alpha}{d} \phi C_a + \gamma |F_{oi}| C_a - \beta (|U_{oi}| - U_{cr})^+ \varepsilon_i$$

(Ec.2.6)

Donde:

ε_i : Es la fracción volumétrica de depositación

α : Es el coeficiente de adsorción o depositación estática

C_a : Es la concentración volumétrica de flóculos

F_{oi} : es el flujo de petróleo de Darcy

γ : Coeficiente de la tasa de taponamiento de la garganta de poro

β : Coeficiente de la tasa de arrastre

U_{oi} : Velocidad de la fase de petróleo ($F_{oi}/(A \phi)$)

U_{cr} : Velocidad intersticial crítica de la fase de petróleo

- **PumaFlow:**

PumaFlow no dispone de un modelo matemático para el cálculo de la depositación de los asfaltenos, sin embargo, este simulador considera para cada celda, que el depósito de asfaltenos es evaluado como la diferencia entre la masa calculada después de resolver la Ecuación de Conservación de Masa y la masa máxima en solución extrapolada a la misma presión y la presión de burbujeo en la curva de solubilidad de asfaltenos, para representar la cantidad de asfaltenos depositados en el medio poroso.

2.3.21 Modelos para los Cálculos de Daño por Depositación de Asfaltenos en el Medio Poroso.

A continuación se describen las ecuaciones usadas para el cálculo de la reducción de permeabilidad y porosidad por depositación de asfaltenos para cada simulador utilizado en el presente trabajo:

- **Gem:**

La porosidad local durante la depositación de asfaltenos es igual a la diferencia entre la porosidad inicial (ϕ_0) y el volumen de poro fraccional ocupado por la depositación de asfaltenos (E_a):

$$\phi = \phi_0 - E_a \quad (\text{Ec.2.7})$$

La permeabilidad local (K) es calculada mediante la siguiente expresión:

$$K = f_p K_o \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^3 \quad (\text{Ec.2.8})$$

Donde:

f_p : es el coeficiente de modificación de permeabilidad.

K_o : es la permeabilidad inicial.

- **Eclipse 300:**

$$\phi = \phi_0 - \int_0^t \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} dt \quad (\text{Ec.2.9})$$

Donde:

ϕ_0 : Porosidad inicial

ε : Volumen de depósito de asfaltenos (fracción).

$$\frac{K}{K_o} = \left(1 - \frac{\varepsilon}{\phi_0} \right)^\delta \quad (\text{Ec2.10})$$

Donde:

δ : Exponente de reducción de permeabilidad.

- **PumaFlow:**

La Ecuación de Kozeny-Carman generalizada es usada:

$$(Ec.2.11) \quad \frac{K_{ro}^{new}}{K_{ro}} = \left(\frac{\phi^{new}}{\phi} \right)^a \left(\frac{1-\phi}{1-\phi^{new}} \right)^b$$

Donde:

$$\phi^{new} = \frac{V_p^{(t)}}{V_g} \quad (Ec.2.12)$$

Donde:

K_{ro} = Permeabilidad relativa sin asfalto

K_{ro}^{new} = Permeabilidad relativa con asfalto

ϕ = Porosidad sin asfalto

ϕ^{new} = Porosidad con asfalto

V_g = Volumen geométrico

$V_p^{(t)}$ = Volumen poroso al tiempo (t)

En el modelo de depositación sólo se consideran las partículas floculadas, físicamente esto se explica cómo, las pequeñas partículas de asfaltenos precipitados son más propensas a fluir en la fase del petróleo que las grandes partículas que son más propensas a depositarse en la roca yacimiento.

2.3.22 Modelos Termodinámicos para la Representación de la Floculación-Disociación de los Asfatenos.

- **Gem:**

Este modelo permite ingresar tasas directas e inversas para la conversión de asfalteno precipitado a asfalteno floculado. Esta conversión puede hacerse reversible, completamente irreversible o parcialmente irreversible. el asfalteno floculado pueden depositarse en el medio poroso, como se describe en la sección de “Modelo de Deposición de Asfalteno

La irreversibilidad de precipitados sólidos se modela cuando se permite que se transforme el precipitado de asfalteno termodinámico (sólido s1) mediante una reacción química reversible simple en otro sólido, s2. Esto se puede ver como la floculación de partículas de asfalteno más pequeñas en agregados más grandes. La reacción se puede escribir de la siguiente manera:



La tasa de reacción para la formación del sólido s2 es:

$$r = k_{12}C_{s1,o} - k_{21}C_{s2,o} \quad (\text{Ec.2.13})$$

Donde:

k_{12} = Tasa directa de formación de s2 de s1 [día^{-1}]

k_{21} = Tasa inversa de formación de s1 de s2 [día^{-1}]

r = Tasa de reacción [$\text{mol}/(\text{m}^3\text{día})$]

$C_{s1,o}$ = Concentración del sólido suspendido s1 en la fase petróleo [mol/m^3]

$C_{s2,o}$ = Concentración del sólido suspendido s2 en la fase petróleo [mol/m^3]

- **Eclipse 300:**

El proceso de floculación es modelado mediante dos reacciones cinéticas para permitir la reversibilidad o irreversibilidad (parcial o total) entre la agregación de finos (partículas de asfaltenos precipitados) en flóculos y la disociación de flóculos en finos. Una vez que se produce la precipitación de asfaltenos, la velocidad de agregación de finos en flóculos es modelada mediante la siguiente expresión:

$$R_a = \frac{\partial C_a}{\partial t} = r_{ia} C_i - r_{ai} C_a \quad (\text{Ec.2.14})$$

Donde:

C_i : Concentración de finos provenientes del componente i

C_a : Concentración de flóculos

r_{ia} : Coeficiente de la tasa de floculación

r_{ai} : Coeficiente de la tasa de disociación

- **PumaFlow:**

El modelado de floculación de PumaFlow considera la curva de solubilidad de asfaslteno. Un crudo puede ser caracterizado por la cantidad máxima de asfaltenos floculados a la presión de burbujeo Para un modelo de floculación simplificado, PumaFlow toma en cuenta los siguientes parámetros:

- El límite de presión superior a la cual la floculación comienza.
- La presión inferior a la cual los asfaltenos se re-disuelven.
- La fracción máxima de asfaltenos floculados definida por la relación entre la cantidad máxima de asfaltenos floculados y la cantidad total de asfaltenos en solución.

2.3.23 Simulación Numérica de Yacimientos.

La simulación numérica es actualmente la herramienta más utilizada para estimar reservas de hidrocarburos y determinar los métodos necesarios para optimizar el recobro de hidrocarburos de un yacimiento. En un estudio de yacimientos, el Ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de fenómenos físicos que ocurren en un yacimiento integrándolos simultáneamente. Los objetivos de los estudios de simulación deben ser claramente definidos, planificados y organizados para asegurar la obtención de resultados útiles.

El principal propósito de la simulación numérica de yacimiento es predecir el recobro de hidrocarburos bajo diferentes esquemas de explotación. En la medida en que se disponga de datos adecuados, la predicción del comportamiento del yacimiento será más confiable. Propiedades como permeabilidad, porosidad, espesor, distribución de los fluidos, etc., que influyen en el comportamiento del yacimiento, no pueden ser determinadas en todos los puntos que conforman el área de estudio. Lo que se logra con la simulación numérica de yacimiento es la combinación de estas variables de forma que permita representar con mayor exactitud las condiciones del yacimiento. Se debe tener presente que debido a la heterogeneidad del yacimiento, los procesos físicos en el mismo podrían no estar bien modelados, por lo que se debe realizar un seguimiento periódico del comportamiento real y compararlo con el teórico o esperado, de manera que se pueda calibrar la representación del evento físico en el yacimiento.

Debido a los continuos avances tecnológicos, las computadoras modernas han facilitado el tratamiento más detallado del yacimiento y por ende la simulación resulta más práctica y confiable. Actualmente la simulación numérica de yacimientos

de hidrocarburos se refiere a la construcción y operación de un modelo cuyo comportamiento asume la apariencia real del yacimiento. En los modelos de simulación numérica, los yacimientos son visualizados como un conjunto de regiones o bloques que representan volúmenes discretos de una malla en la que se ha subdividido el yacimiento. Los simuladores utilizan métodos numéricos para obtener la solución de un sistema de ecuaciones en derivadas parciales que simulan los fenómenos que representan:

- Heterogeneidad del yacimiento.
- Variación no lineal de permeabilidades relativas y presión capilar con relación a las saturaciones.
- Variación no lineal en las propiedades PVT de los fluidos como función de presión.

En simulación numérica de yacimiento, los elementos conceptuales de volumen son conocidos como bloques de la malla de simulación. Cada bloque es uniforme e independiente de su posición, no obstante las propiedades entre los bloques pueden variar considerablemente^[10].

2.3.24 Principios de la Simulación Numérica de Yacimientos.

- Se basa en principios de balance de materiales.
- Toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y dirección del flujo de fluidos.
- Toma en cuenta las localizaciones de los pozos productores e inyectores y sus condiciones operacionales.
- Los pozos pueden operarse y cerrarse de acuerdo a condiciones especificadas.

- Se pueden prefijar tasas, presiones de fondo o ambas.
- El yacimiento se divide en múltiples celdas o bloques.
- Los cálculos se efectúan para las fases de petróleo, gas y agua a intervalos discretos^[10].

2.3.25 Información Requerida en la Simulación Numérica de Yacimientos.

Mediante los datos que se manejan en la simulación numérica de yacimientos se puede observar la interacción entre todas las disciplinas que intervienen en la explotación de los yacimientos:

- Geología: Litología, unidades de Flujo, datos de núcleos, mapas, fallas, entre otros.
- Ingeniería de Yacimientos: Análisis de las fases presentes en el yacimiento, análisis físico de fluido “PVT”, análisis de propiedades de la roca-fluido, entre otros.
- Petrofísica: Interpretación de registros, caracterizar y zonificar el Yacimiento.
- Geofísica: Determinación de la extensión areal del yacimiento, representar características de grandes escalas, tales como, fallas^[10].

2.3.26 Ventajas y Desventajas de la Simulación Numérica de Yacimientos.

- El modelo de Balance de Materiales usa datos promedios, es decir, ignora la variación espacial y la anisotropía. La simulación numérica de yacimiento considera la variación de las propiedades de los fluidos y de la roca en el espacio.

- Es una buena herramienta de Ingeniería de Yacimientos, pero requiere buen juicio de Ingeniería para utilizarla adecuadamente.
- Puede ser utilizada para resolver problemas que no pueden ser resueltos.
- El simulador calcula-avanza temporalmente en pasos de tiempo discretos y puede ser evaluado a cualquier tiempo.
- Se pueden definir y evaluar diferentes escenarios de explotación de yacimiento variando diferentes variables para determinar condiciones óptimas de operación.
- El efecto de la incertidumbre en la descripción del yacimiento puede ser analizada probando con sensibilidades.
- Se requiere un gran conocimiento del área a estudiar.
- La simulación genera soluciones aproximadas.
- La calidad de los resultados de salida depende de la calidad de los datos de entrada.
- Los datos históricos suelen tener cierto grado de incertidumbre.
- Igualmente los datos geológicos y petrófísicos (se extrapolan de algunos puntos, como son los pozos, al campo completo).
- Los costos del Software y Hardware son mayores que utilizando métodos analíticos^[10].

2.3.27 Tipos de Simuladores Numéricos de Yacimientos.

- **Simulador de Petróleo Negro:** permite describir aceptablemente la historia de producción de un yacimiento, considerando los fluidos del mismo (hidrocarburos) como fases de un sistema.
- **Simulador Composicional (petróleo volátil y gas condensado):** permite describir aceptablemente la historia de producción de un yacimiento,

considerando los componentes que se encuentran dentro de las fases de los fluidos para hacer el balance de masa, esto debido a que en yacimientos de gas condensado con condensación retrógrada y en yacimientos de petróleo volátil la composición varía continuamente al existir pequeños cambios de presión y temperatura.

- **Simulador Térmico:** es aquel que permite considerar la variación de la temperatura como una variable adicional en el tiempo y en el espacio. Estos se utilizan para simular el comportamiento de los yacimientos sujetos a algún proceso de recuperación térmica cuyo objetivo principal es el de proporcionar energía calorífica para disminuir su viscosidad, aumentar su densidad y facilitar el flujo de fluidos hacia los pozos productores.

- **Simuladores Químicos:** permiten considerar las reacciones entre los componentes constituyentes de las fases que representan los fluidos del yacimiento, para realizar procesos de inyección de químicos. Dentro de este tipo de método de recuperación mejorada, se pueden citar los que se utilizan en los siguientes casos:
 - Desplazamiento de petróleo con soluciones miscibles y microemulsiones.
 - Desplazamiento de petróleo con polímeros.
 - Desplazamiento de petróleo con surfactantes.
 - Desplazamiento de petróleo por combinación de los tres anteriores.

- **Simulaciones basadas en las Líneas de Flujo (Stream Line):** es una técnica de simulación numérica para modelar el flujo de fluidos en yacimientos de muy alta resolución geológica y petrofísica. Esta técnica está basada en simuladores que resuelven ecuaciones tomando como principal parámetro la

Velocidad Darciana, la cual dependerá directamente de la distribución de las permeabilidades en el medio poroso. Las líneas de flujo son curvas localizadas tangencialmente al vector de velocidad del fluido^[10].

2.3.28 Etapas de un Estudio de Simulación Numérica de Yacimientos.

- Definición de las necesidades (discusión de objetivos).
- Recolección de datos primarios.
- Generación de datos secundarios.
- Evaluación de la consistencia de los datos.
- Selección del Software y Hardware.
- Inicialización del Modelo.
- Cotejo o Ajuste Histórico.
- Predicciones.
- Análisis técnico-económico.
- Reporte de resultados.

A continuación se describen las tres etapas más importantes en la simulación numérica de yacimientos:

- **Inicialización:** etapa para calibrar estáticamente el modelo de simulación. Reproduce los volúmenes de fluidos originalmente en sitio mediante el modelo numérico de simulación. Se hace la distribución inicial de presiones y saturaciones.
- **Cotejo Histórico:** etapa en la que se calibra dinámicamente el modelo de simulación. Permite ajustar de manera representativa el desplazamiento de fluidos. El ajuste del modelo de simulación es realizado considerando

Simulación Numérica de Yacimientos, las tasas producidas y las mediciones de presión. El cotejo debe ser aceptable para poder hacer predicciones.

- **Predicciones:** esta etapa permite evaluar diferentes escenarios o esquemas de explotación en los cuales el yacimiento podría ser producido. Los casos de sensibilidades serán tan confiables como el grado de aceptabilidad que tenga el cotejo histórico y las condiciones que definen el escenario de sensibilidad^[10].

2.3.29 Mallas de Simulación.

La malla se utiliza en simulación numérica de yacimientos para representar numéricamente la geometría y las propiedades petrofísicas de las diversas partes en las cuales se ha dividido un yacimiento. Existen diversos tipos de modelos de mallado usados para efectuar un estudio de simulación numérica de un yacimiento o pozo, entre ellos se encuentran los siguientes:

- **Modelo de cero dimensión (0D).**

A este modelo se le conoce como modelo de tanque o balance de materiales. Las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de punto a punto, sin que consideren valores promedios de estos parámetros a lo largo de todo el yacimiento. Figura 2.12.

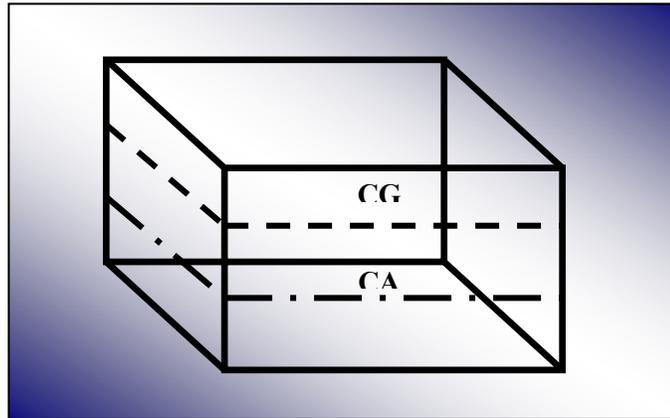


Figura 2.12 Modelo de Cero Dimensión (0D) ^[10].

- **Modelo de una dimensión (1D).**

Se considera un yacimiento que varía en litología y el modelo consiste en dos o más bloques o celdas divididos debido a esta variación. Se toma en cuenta la transferencia de fluidos entre ambas celdas (transmisibilidad) y se evalúa con la ecuación de Darcy. El modelo en una dimensión puede ser horizontal, vertical, inclinado o radial. Este tipo de modelo fue generado por Buckley-Leverett para dar una solución analítica al comportamiento de los yacimientos sujetos a recuperación secundaria. Figura 2.13

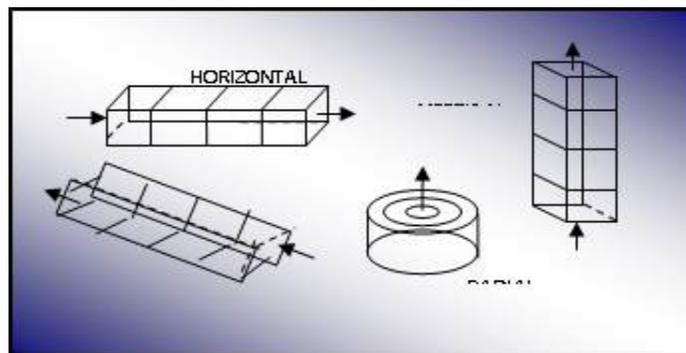


Figura 2.13 Modelo de una dimensión (1D) ^[10].

- **Modelo de dos dimensiones (2D).**

Se analiza de igual forma que el modelo 1D. La ecuación de Balance de Materiales describe el comportamiento de cada celda y la ecuación de Darcy el flujo entre los bloques, con la única diferencia de que la interacción de flujo en las celdas será en dos dimensiones.

El simulador de dos dimensiones puede ser áreal, de sección transversal o de forma radial. El áreal es usado en la simulación de campos, cuando el flujo áreal domina el comportamiento del yacimiento y la variación vertical de las propiedades de las rocas y fluidos es muy pequeña, es útil para predecir el comportamiento futuro de un pozo conificado y para evaluar los efectos de las barreras de lutita o naja permeabilidad. El modelo 2D es usado para modelar secciones verticales de un yacimiento, la aplicación incluye el efecto de la segregación gravitacional, de la estratigrafía y de los intervalos completados. El modelo radial está definido usando un sistema de coordenadas cilíndricas, pues es usado para estudiar el efecto de la conificación del agua y gas, además este modelo también es útil en el estudio operacional de un sólo pozo, para determinar el intervalo de completación óptimo, tasas de flujo crítica, entre otras.

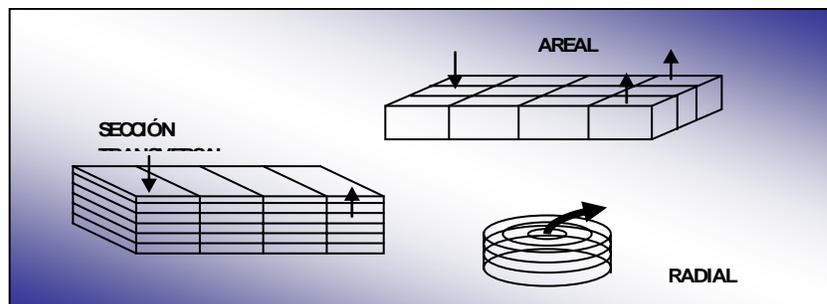


Figura 2.14 Modelo de dos dimensiones (2D) ^[10].

- **Modelo de tres dimensiones (3D).**

Son usados para utilizar numerosos yacimientos de pozos múltiples con secciones rentables de yacimiento de capas gruesas, variación vertical significativa en las propiedades de las rocas y los fluidos, fallas y comunicación parcial entre las capas. Los modelos 3D son también usados para estudiar grandes yacimientos con varios horizontes de producción no registrada, completaciones múltiples con o sin producción mezclada, influjo de acuíferos y desarrollo de pozos horizontales (Figura 2.15).

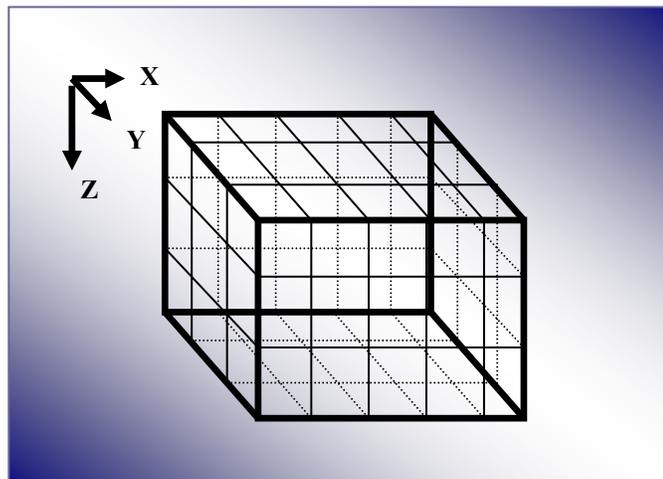


Figura 2.15 Modelo de Tres Dimensiones (3D)^[10].

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA APLICADA

La metodología aplicada en el presente trabajo, para la simulación numérica de asfaltenos en yacimientos en la cercanía de un pozo productor se resume en la Figura 3.1

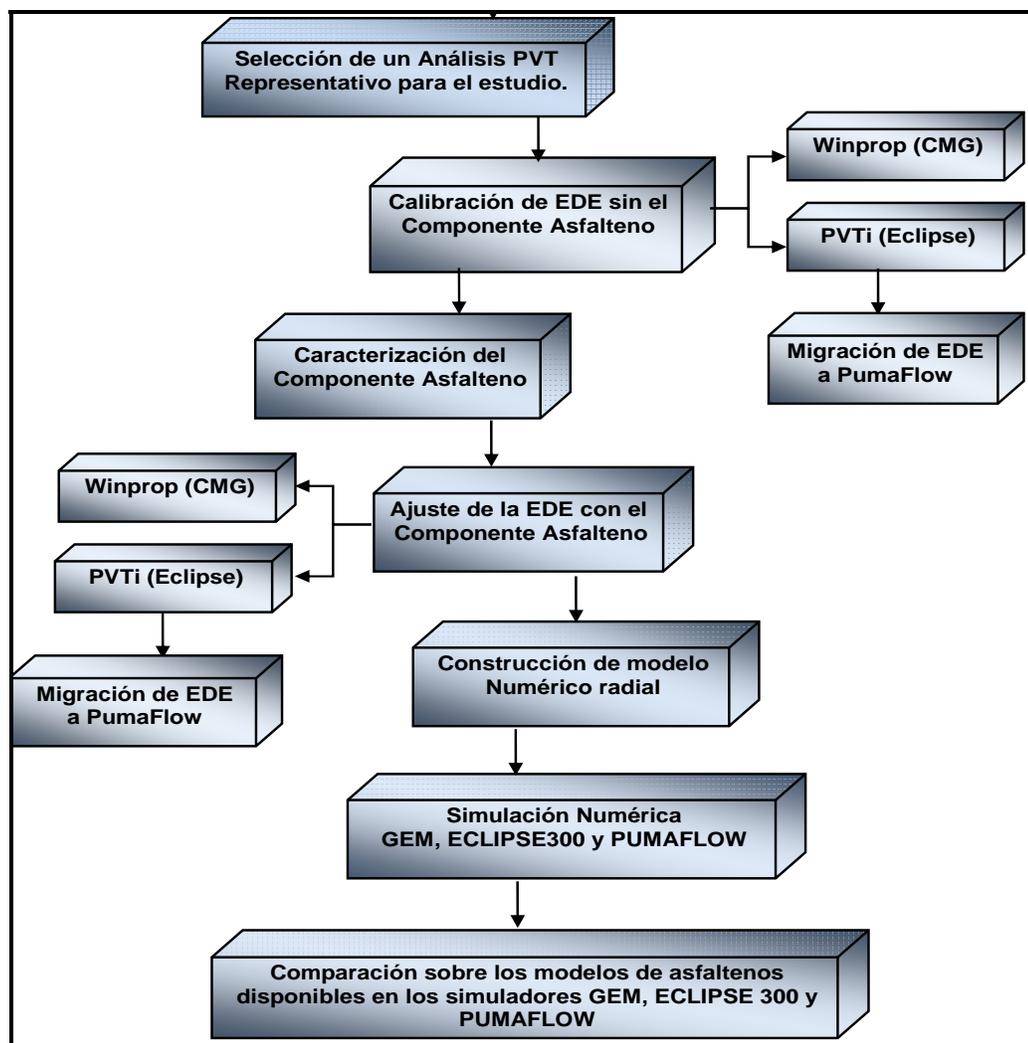


Figura 3.1 Metodología Aplicada para la Simulación Numérica de Asfaltenos.

3.1 Selección de Análisis PVT Representativo para el Estudio.

Se realizó una revisión de la base de datos de análisis PVT del Campo en estudio. Esto con la finalidad de seleccionar un análisis PVT representativo del comportamiento de fluidos del área seleccionada para el modelado de asfaltenos a condiciones de yacimiento (en la cercanía del pozo productor), el cual se realizará empleando los simuladores GEM, ECLIPSE300 y PUMAFLOW.

La representatividad de la muestra de fluido y consistencia interna del experimento PVT del pozo CM, seleccionado en el presente estudio, fueron evaluados en un estudio previo denominado: “Modelo Termodinámico Campos El Carito, Mulata y Santa Barbara”, SPE 107803^[9].

En el estudio “Modelo Termodinámico Campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara” la representatividad de la muestra de fluido del pozo CM fue determinada a través del análisis de los siguientes criterios: presión de fondo fluyente (pwf) > a la presión de saturación, temperatura de yacimiento = a la temperatura análisis PVT, entre otros. La consistencia interna del experimento PVT fue determinada mediante el análisis de las siguientes pruebas: linealidad de la función Y, prueba de balance de materiales y prueba de densidad ^[9].

El análisis PVT seleccionado es correspondiente al pozo CM (zona de petróleo volátil) e incluye los siguientes experimentos: presión de saturación, pruebas de expansión a composición constante, pruebas de liberación diferencial, análisis de viscosidad.

Uno de los criterios más importantes para el modelado de asfaltenos es que la muestra de fluido seleccionada contenga análisis del comportamiento de los

asfaltenos con presión a temperatura de yacimiento (curva de solubilidad de asfaltenos).

3.2 Calibración de Ecuación de Estado (EDE) sin el Componente Asfalteno

El principal objetivo de la calibración o ajuste de una EDE es la reproducción de las propiedades de los fluidos y el comportamiento de éstas en cualquier condición de presión y temperatura ^[11]. La calibración de la EDE se realizó en las herramientas Winprop de la plataforma CMG, y en la herramienta PVTi de la plataforma ECLIPSE, las cuales se describen a continuación:

3.2.1 WinProp

Winprop es el programa de CMG que contiene Ecuaciones De Estado que permite realizar ajuste de las propiedades del fluido realizando división de la fracción pesada, agrupamientos de componentes, calibración de los datos de laboratorio a través de regresiones, así como también ajustar el diagrama o curva de precipitación de los asfaltenos (sólidos). Winprop permite suministrar experimentos de laboratorios tales como: prueba de expansión a composición constante, liberación diferencial, presión de saturación, pruebas de hinchamiento, entre otros. Winprop se encuentra en la plataforma de C.M.G, y el tipo de archivo generado es *.*dat, Figura 3.2.

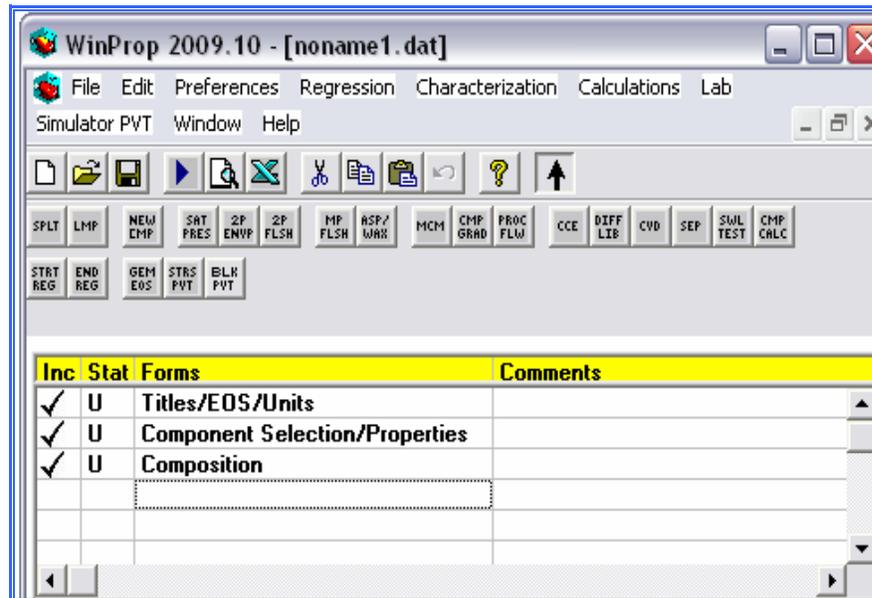


Figura 3.2 Ventana Principal del Preprocesador Winprop.

3.2.2 PVTi.

Esta aplicación permite realizar ajuste de Ecuaciones De Estado (EDE), representando los experimentos PVT cargados, tales como: prueba de expansión a composición constante, liberación diferencial, presión de saturación, pruebas de hinchamiento, entre otros. PVTi se encuentra en la plataforma de ECLIPSE, y el tipo de archivo generado en esta sección tiene extensión .PVI, Figura 3.3

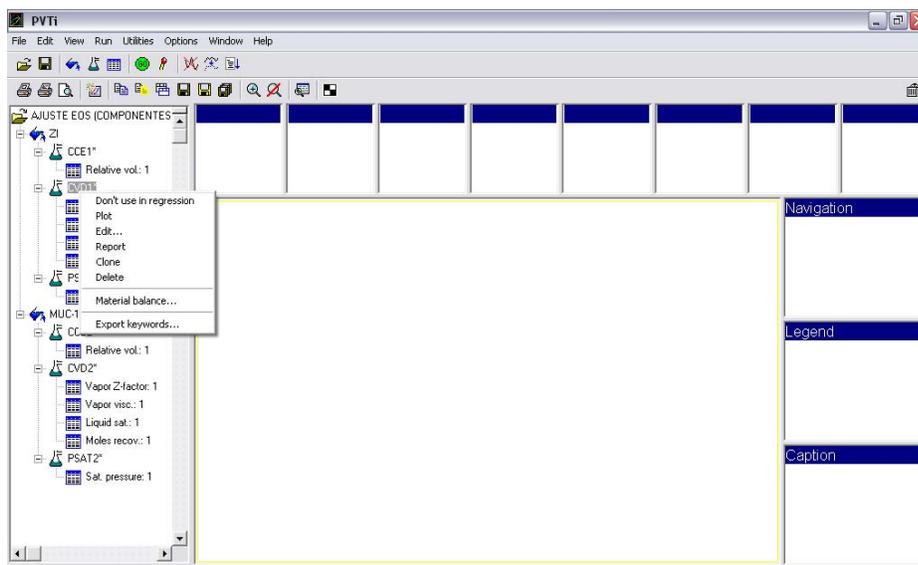


Figura 3.3 Ventana Principal del Preprocesador PVTi.

El ajuste de la Ecuación de Estado fue realizado de la siguiente manera:

3.2.3 División de la Fracción Pesada $C7^+$:

La fracción pesada $C7^+$ es una mezcla compleja de un gran número de compuestos (parafínicos, nafténicos y aromáticos) y que debido a su complejidad la presencia de esta fracción afecta considerablemente el comportamiento de fases de la mezcla de hidrocarburos.

Si la fracción pesada es usada directamente como un sólo componente en los cálculos del comportamiento de fases de la mezcla de hidrocarburos pueden resultar conclusiones y predicciones erróneas en la calibración de la EDE. Numerosos autores han indicado que esos errores pueden ser reducidos mediante una división de la fracción pesada en un número manejable de pseudocomponentes para los cálculos

con la EDE, los cuales están caracterizados en función de las fracciones molares, pesos moleculares y gravedades específicas.

Para el presente estudio se decidió trabajar con la fracción $C7^+$ debido a que el peso molecular de la fracción $C7^+$ en el comportamiento de la variación del peso molecular de las fracciones pesadas con profundidad del campo en estudio, (Figura 3.4) muestra una conducta relativamente definida, que nos puede ayudar a una mejor caracterización de la variación de las propiedades de los fluidos con profundidad, sin embargo la distribución del peso molecular del $C20^+$, muestra un comportamiento que nos lleva a pensar sobre la posible inconsistencia general de los valores determinados para esta fracción^[11].

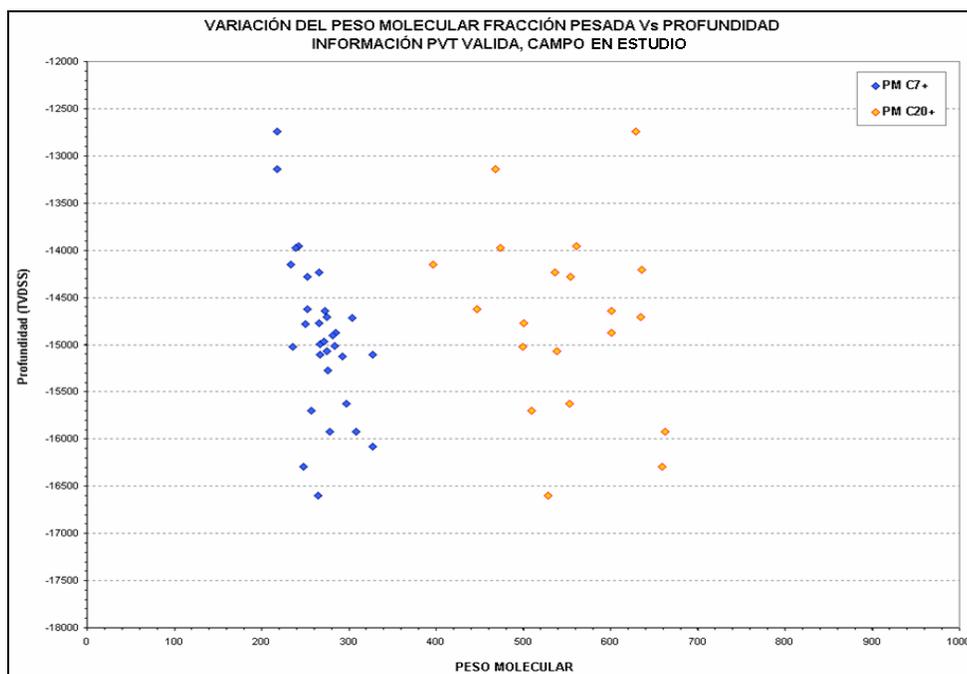


Figura 3.4 Variación del peso molecular de las Fracciones $C7^+$ y $C20^+$ del Campos en Estudio^[11].

La fracción pesada $C7^+$ en la herramienta Winprop-GEM fue dividida en tres pseudocomponentes, utilizando la función de distribución Gamma de Tres Parámetros (Ec 3.1), la cual describe la relación entre la fracción molar y el peso molecular de las fracciones pesadas.

$$p(PM) = \frac{(PM - \eta)^{\alpha-1} \text{Exp}\left(\frac{PM - \eta}{\beta}\right)}{\beta^{\alpha} \Gamma(\alpha)} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

Γ : Es la función gamma,

α : Es una medida de la configuración de la distribución,

η : Es el peso molecular mas bajo de las fracciones pesadas

β : Viene dado por las condiciones de normalización:

$$PM_{Cn+} - \eta = \alpha\beta \quad (\text{Ec. 3.2})$$

PM_{Cn+} es el peso molecular de la fracción pesada.

La solución de la función es la integral de $p(x)$ desde η a x :

$$P(x, \alpha) = \int_{\eta}^x p(x) dx = e^{-y} \sum_{j=0}^{\infty} \frac{y^{\alpha+1}}{\Gamma(\alpha + j + 1)} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

$$y = (x - \eta) / \beta \quad (\text{Ec.3.4})$$

La fracción molar (Z_i) y el peso molecular (PM) vienen dados por:

$$Z_i = P(M_i, \alpha) - P(M_{i-1}, \alpha + 1) \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$M_i = \eta + \frac{\alpha\beta}{Z_i} [P(M_i, \alpha + 1) - P(M_{i-1}, \alpha + 1)] \quad (\text{Ec. 3.6})$$

En el caso de la herramienta PVTi-ECLIPSE 300, la división de la fracción pesada C7+ se realizó, considerando la distribución PNA (parafinas, naftenos y aromáticos) la cual es recomendada para la simulación de asfaltos en el simulador ECLIPSE 300. La fracción pesada C7+ mediante la distribución PNA fue dividida de igual manera que en Winprop, en tres pseudocomponentes: parafinas, naftenos y aromáticos las son calculados mediante las siguientes ecuaciones:

$$\%A = 430v + \frac{3660}{MW} \quad \text{Para } v < 0 \quad (\text{Ec 3.7})$$

$$\%A = 670v + \frac{3660}{MW} \quad \text{Para } v > 0 \quad (\text{Ec 3.8})$$

$$\%R = 1440w + \frac{10600}{MW} \quad \text{Para } w > 0 \quad (\text{Ec 3.9})$$

$$\%R = 820w + \frac{10000}{MW} \quad \text{Para } w < 0 \quad (\text{Ec 3.10})$$

$$N\% = R - A\% \quad (\text{Ec 3.11})$$

$$\%P = 100 - R \quad (\text{Ec 3.12})$$

Donde:

$$v = 2.51(n - 1.4750) - \rho + 0.8510 \quad (\text{Ec 3.13})$$

$$w = \rho - 0.8510 - 1.11(n - 1.4750) \quad (\text{Ec 3.14})$$

$$n = \sqrt{\left(\frac{1+2I}{1-I}\right)} \quad (\text{Ec 3.15})$$

$$I = 0.3773T^{-0.02269}SG^{0.9182} \quad (\text{Ec 3.16})$$

3.2.4 Agrupamiento:

El agrupamiento es una técnica que se aplica básicamente para disminuir el tiempo de cómputo en las simulaciones numéricas de yacimientos y consiste en reducir el número de componentes de la mezcla original. Esto con la intención de reproducir con pseudocomponentes los resultados PVT de una mezcla tan cerca como sea posible a los obtenidos con la composición original^[11].

En general, el esquema de agrupamiento a aplicar en este proyecto está basado en las propiedades críticas y pesos moleculares de los componentes, así como en las estrategias de explotación actual y/o posible del campo, tales como la inyección de gas natural o fluidos alternos a este (nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros). Por otro lado, hay que considerar que en el esquema de agrupamiento existe la necesidad de disponer de un pseudocomponente pesado que permita representar los fluidos de alto peso molecular.

3.2.5 Ajuste de los Parámetros de la Ecuación De Estado:

La calibración de una EDE consiste en reproducir el comportamiento termodinámico del fluido original del yacimiento, para esto se utilizó el análisis PVT de la muestra de fluido del pozo seleccionado. En este estudio se utilizó la Ecuación De Estado Peng-Robinson tres parámetros (Ecuación 2.1), debido que esta se adapta al comportamiento termodinámico de los hidrocarburos y es relativamente confiable en la región de fluidos críticos, así como también es la más recomendada mundialmente.

En la herramienta Winprop-GEM, los experimentos del análisis PVT como lo son la presión de burbujeo, pruebas de expansión a composición constante y pruebas de liberación diferencial, se ajustaron mediante regresiones en las propiedades de los

pseudocomponentes de la fracción pesada, tales como: temperatura crítica, presión crítica, factores acéntricos, volumen shift y coeficientes de interacción binaria entre los componentes livianos y los más pesados. El ajuste de la viscosidad del líquido fue realizado empleando la correlación Pedersen (Ecuación 3.17).

Para el caso de la herramienta PVTi-ECLIPSE 300, los experimentos del análisis PVT fueron ajustados de la misma manera que en Winprop-GEM mediante regresiones en las propiedades de los pseudocomponentes de la fracción pesada, tales como: temperatura crítica, presión crítica, factores acéntricos, volumen shift y coeficientes de interacción binaria entre los componentes livianos y los más pesados. Así como también el ajuste de la viscosidad del líquido se realizó utilizando la correlación Pedersen, la cual permite determinar la viscosidad de la mezcla a través de la siguiente expresión:

$$\frac{\mu_{mix}(P,T)}{\mu_o(P_o,T_o)} = \left(\frac{T_{C,mix}}{T_{c,o}} \right)^{-1/6} \left(\frac{P_{C,mix}}{P_{c,o}} \right)^{2/3} \left(\frac{MW_{mix}}{MW_o} \right)^{1/2} \left(\frac{\alpha_{mix}}{\alpha_o} \right) \quad (\text{Ec 3.17})$$

Donde:

μ = Viscosidad

T_c = Temperatura crítica

P_c = Presión crítica

MW = Peso molecular

α = Coeficiente de rotación de acoplamiento

3.3 Caracterización del Componente Asfalteno.

Una vez ajustada la EDE para definir el equilibrio líquido-vapor de la muestra de fluido seleccionada en el presente estudio, se procedió a la caracterización del componente asfalteno, para la representación del equilibrio líquido-vapor-sólido.

La representación de los asfaltenos como una fase sólida viene dado por la subdivisión de la fracción más pesada de la fase líquida (FP3) en un componente no precipitante que se mantendrá en solución (FP3_NP), y un componente precipitante (FP3_P) que corresponderá a la fase sólida. La fracción molar del componente precipitante será calculada mediante la Ecuación 3.18, mientras que la correspondiente a la fase no precipitante es determinada por diferencia mediante la Ecuación 3.19.

$$X_{ASF} = \frac{\%Peso_{ASF} * P.M_{CRUDO}}{P.M_{ASF}} \quad (\text{Ec 3.18})$$

Donde:

XAsf = Fracción molar del asfalteno (FP3_P)

PMAsf = Peso Molecular FP3 (678.42 g/mol)

%PesoAsf = %Peso de Asfalteno (9).

PMCrudo = Peso Molecular del fluido (63.18).

$$FP3_NP = FP3 - FP3_P \quad (\text{Ec 3.19})$$

Donde:

FP3_NP = Fracción molar del componente no precipitante.

FP3_P = Fracción molar del componente precipitante

FP3 = Fracción molar del componente más pesado de la división de la fracción C7⁺

3.3.1 Ajuste de la EDE con el Componente Asfalteno.

Una vez definido el componente asfalteno se procedió a realizar un reajuste de la EDE considerando la fase sólida (asfaltenos).

3.3.1.1 Winprop:

Se realizó un reajuste de la EDE considerando la composición del fluido con asfaltenos con un total de 9 pseudocomponentes, (Figura 3.5). El reajuste se realizó de la misma manera que el ajuste anterior, mediante regresiones numéricas en los parámetros de ajuste (Presión Crítica, Temperatura crítica, volumen shift, factores acéntricos y los coeficientes de interacción binaria) de los pseudocomponentes más pesados en función a los componentes livianos, hasta obtener un ajuste representativo de los experimentos del análisis PVT del pozo CM.

Composición del Fluido con Asfaltenos	
	N2
	CO2
	C1
	C2-C3
	IC4-C6
	FP1
	FP2
	FP3_NP
	FP3_P

Figura 3.5 Composición del fluido considerando el componente asfaltenos

3.3.1.2 Modelo Predictivo de Precipitación de Asfaltenos:

Una vez obtenido el ajuste de los experimentos del análisis PVT con el componente asfalteno, se procedió a realizar el ajuste del modelo de precipitación de asfaltenos (Ecuación 2.3) con los parámetros que controlan dicho modelo:

- **Volumen Molar (V_s):** el cual controla el punto máximo de precipitación a una presión cercana a la presión de burbujeo.
- **Fugacidad de Referencia (L_{nfs}^*):** define la presión del inicio de precipitación de los asfaltenos.
- **Coeficientes de Interacción Binaria (CIB):** definen el efecto de reversibilidad de los asfaltenos. Altos CIB hacen que el pseudocomponente FP3_P sea incompatible con los componentes livianos puesto que estos pseudocomponentes se liberan de la solución a bajas presiones, la solubilidad del pseudocomponente FP3_P en la fase líquida aumenta. El efecto de la composición a través de los CIB supera el efecto de la presión y ocasiona que se detenga la precipitación, nótese en la Figura 3.6.

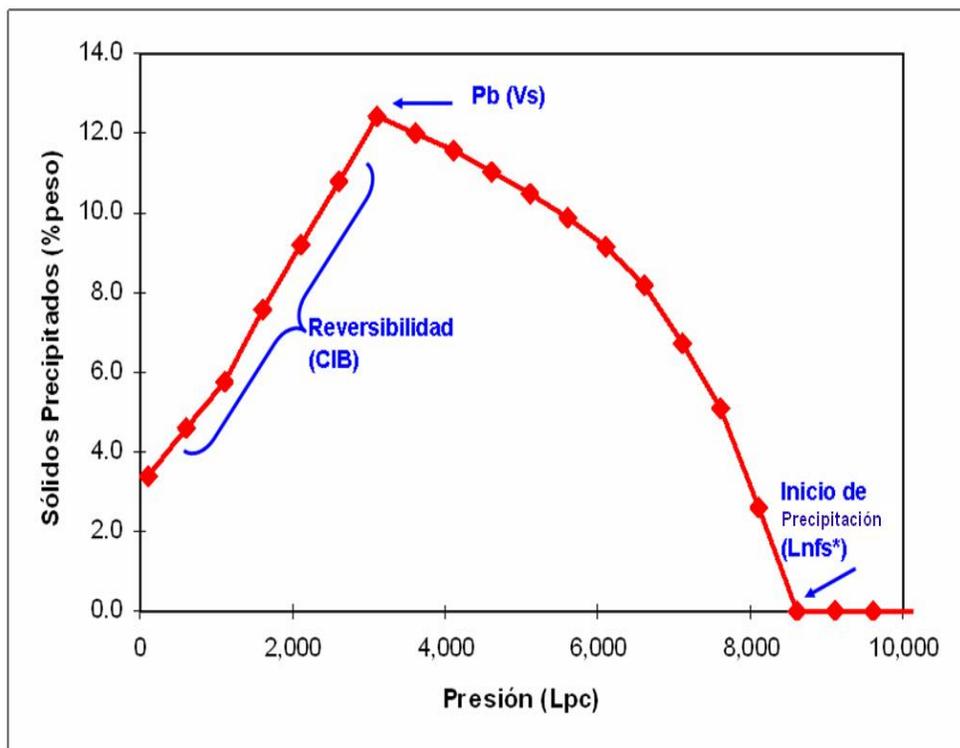


Figura 3.6 Parámetros que Controlan el Modelo de Precipitación.

El modelo de precipitación se ajustó tomando como base la curva de Solubilidad de asfaltenos en función de la presión, realizando sensibilidades en los parámetros antes mencionados hasta obtener una reproducción aceptable de la curva de solubilidad de asfaltenos en función de la presión. Presión a temperatura de yacimiento, proveniente de laboratorio empleando muestras del fluido del pozo CM. La Tabla 3.1 muestra el porcentaje de asfaltenos disperso a diferentes niveles de presión para la muestra de fluido del pozo CM, mientras que la Figura 3.7 muestra la representación de los asfaltenos dispersos a diferentes niveles de presión, es decir, la curva de solubilidad de asfaltenos.

Tabla 3.1. Porcentaje de Asfaltenos Dispersos vs Presión

Presión (lpca)	Asfaltenos Dispersos (%)
8500	2.23
Pb 6780	0.8
5500	1.17
5000	1.3
4500	1.39
3500	1.55
2500	1.57

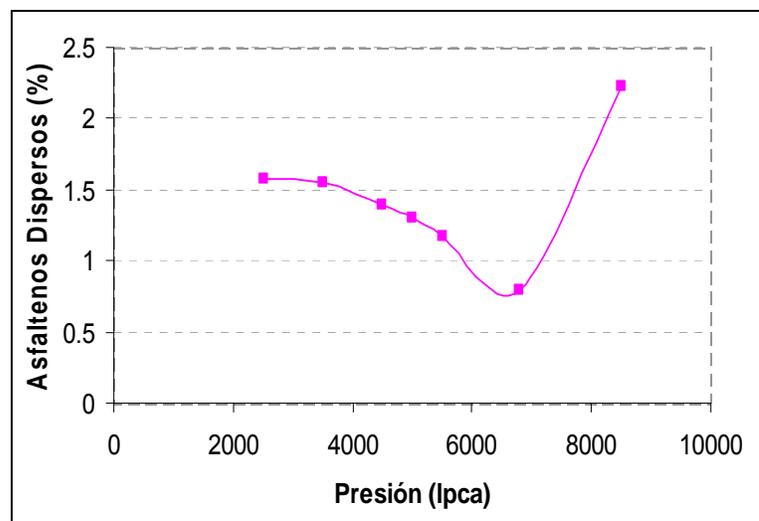


Figura 3.7. Curva de solubilidad de Asfaltenos vs. Presión del pozo CM.

3.3.1.3 PVTi:

El ajuste de las propiedades de los experimentos del análisis PVT empleando la composición del fluido con el componente asfaltenos se llevó a cabo con el mismo sistema de regresiones considerado con la herramienta Winprop-GEM. Es decir, mediante regresiones de las propiedades de los pseudocomponentes pertenecientes a

las fracciones pesadas en función a los componentes livianos: Presión Crítica, Temperatura Crítica, volumen shift, factores acéntricos y Coeficientes de Interacción Binaria. Esto permitió obtener una reproducción bastante aceptable de los experimentos del análisis PVT, con un porcentaje de error menor al 5% entre los valores experimentales y los calculados con la EDE.

3.4 Construcción de Modelo Numérico Radial.

Los simuladores requieren de un archivo de datos de entrada, el cual debe ser suministrado por el usuario, para luego ser ejecutado en el simulador. Este archivo de datos debe contener una descripción completa del modelo, que consiste en detallar el yacimiento o la sección del mismo que se desee evaluar, incluyendo propiedades de la roca y los fluidos, condiciones iniciales, pozos, tasas de flujo de cada fase y facilidades de superficie.

Con la finalidad de evaluar el impacto de la depositación de los asfaltenos a nivel de yacimiento en las cercanías de un pozo productor, fue construido un modelo numérico radial base sin asfaltenos y un modelo numérico radial con asfaltenos para cada simulador, considerando como datos principales los parámetros obtenidos en los ajustes de la EDE. En el simulador GEM se tomó en cuenta el ajuste obtenido con la herramienta Winprop, en ECLIPSE300 se utilizó el ajuste proveniente de PVTi y en el caso del simulador PUMAFLOW se construyó el modelo radial utilizando la EDE de PVTi mediante una migración, debido a que el simulador PUMAFLOW no dispone de una herramienta de cotejos de experimentos PVT y estas dos herramientas tienen compatibilidad. La Tabla 3.2 muestra algunos de los datos básicos del modelo radial que fueron aplicados para los tres simuladores de yacimiento, mientras que en la Tabla 3.3 se puede observar los parámetros de control del pozo.

A continuación se presentan las herramientas utilizadas para la construcción del modelo numérico de simulación radial:

3.4.1 Archivo de Entrada a GEM

3.4.1.1 Builder Win 32.

Es un programa de pre-procesamiento basado en una interfase visual, bajo ambiente Windows, para los simuladores GEM, IMEX y STARS. Se ubica en el launcher de CMG y es usado para preparar la información de entrada para una corrida de simulación. Builder Win 32 acepta los datos que ingresa el usuario y escribe un archivo ASCII, usando los keywords apropiados, el usuario puede entonces someter este conjunto de datos a una corrida en el simulador numérico, Figura 3.8.

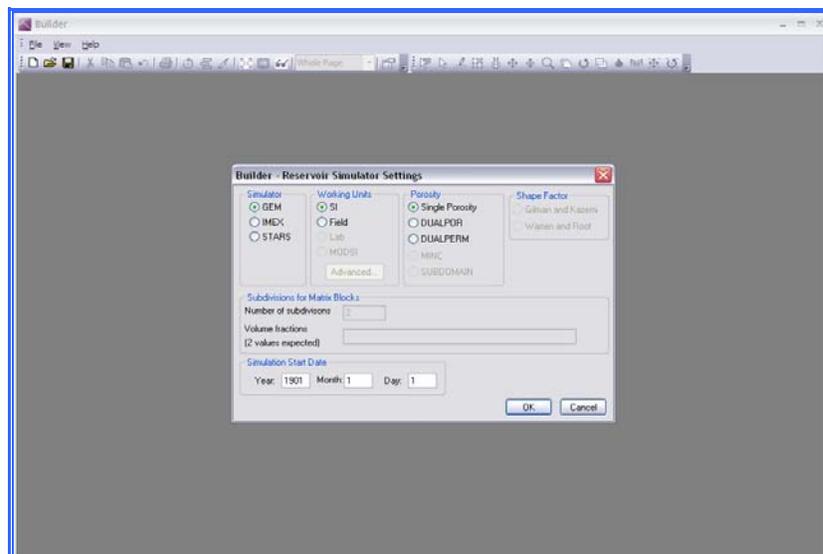


Figura 3.8. Ventana Inicial de Builder win 32.

Builder está dividido en secciones y/o módulos las cuales contienen la información que debe ser cargada al modelo para una corrida efectiva y se marcaran con un símbolo de aprobación, advertencia o rechazo de los datos suministrados.

Algunas de estas secciones son requeridas o no, se accede a ellas de dos formas una a través de botones en la ventana principal (agrupados de manera conveniente y en orden de ingreso) (1) o por el menú del ModelBuilder (2), como se muestra en la Figura 3.9.

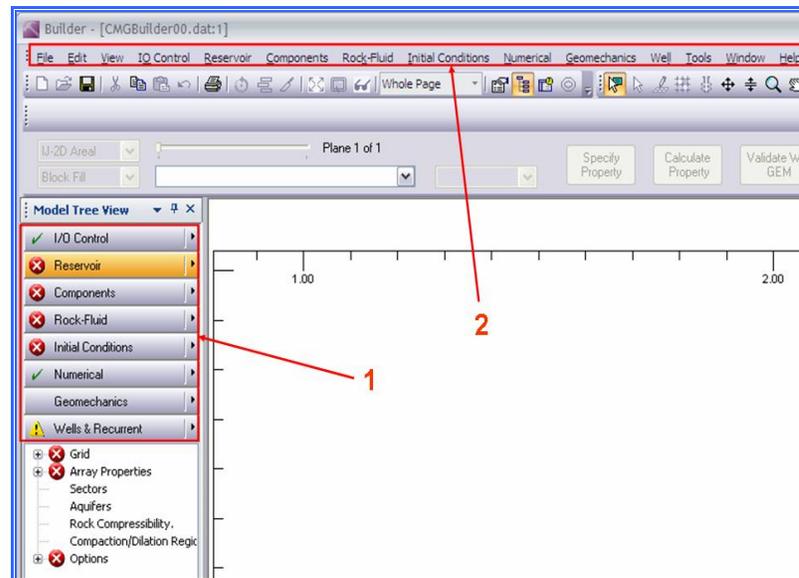


Figura 3.9 Secciones y/o Módulos del ModelBuilder versión 2009.

Las secciones y/o módulos de Builder son:

- I/O Control, (Parámetros de la corrida)
- Reservoir (propiedades del yacimiento)
- Components (propiedades de los fluidos del yacimiento)
- Rock-fluid (propiedades de la roca del yacimiento).
- Initial Conditions (condiciones iniciales).
- Numerical (condiciones numéricas de la corrida).
- Geomechanics (propiedades geomecánicas del yacimiento).
- Well & Recurrent (parámetros de los pozos e histórico de producción).

Dentro del ambiente visual de Builder están unas áreas definidas: secciones del modelo (1), previsualización del modelo o propiedad cargada (2), leyenda y fecha (3),

escala de colores fríos a cálidos de la propiedad (4), nombre del archivo, usuario y escala gráfica del modelo visualizado (5), vista 2D o 3D del modelo (6), como lo muestra la Figura 3.10.

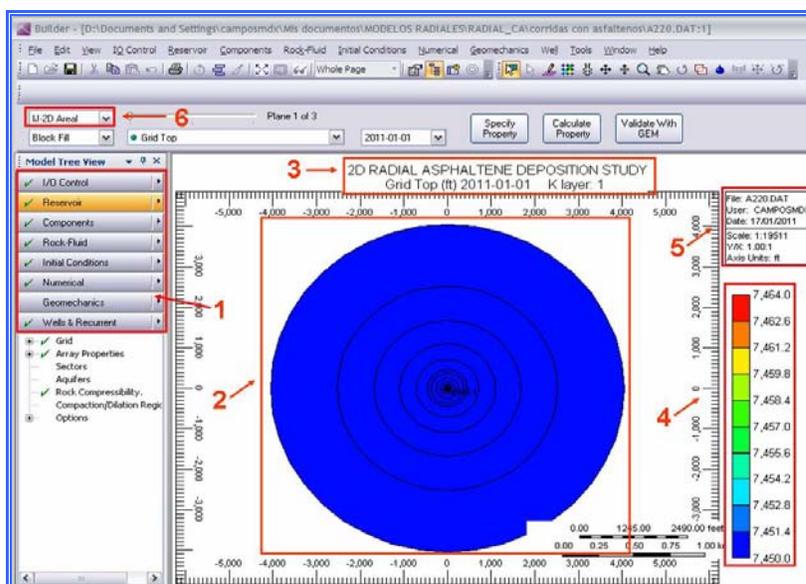


Figura 3.10 Ventana principal del Builder.

3.4.2 Archivo de Entrada a Eclipse 300.

Los archivos de datos de entrada al simulador Eclipse 300 son divididos en secciones por comandos específicos, que son leídos por Eclipse 300 por sección y procesados una vez que esta es leída. El simulador está compuesto por las siguientes secciones:

3.4.2.1 RUNSPEC.

En esta primera sección es donde se define la fecha de inicio de la simulación numérica de yacimiento, las dimensiones del mallado, fases presentes, el número de

componentes que representan los fluidos y las principales opciones requeridas. Dentro de esta sección se definen los siguientes parámetros:

- Fases presentes en simulación numérica.
- Dimensiones del mallado.
- Tipo de simulación.
- Fecha de inicio de la simulación.
- Dimensiones y límites de la simulación.
- Unidades utilizadas.
- Dimensiones de los controles requeridos por pozos.

3.4.2.2 GRID

Esta sección define la geometría del mallado, propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, espesor, entre otros), incluye la información geológica (datos estructurales, estratigráficos) en cada bloque del mallado de simulación generada por el pre-procesador GRID. La geometría del mallado de simulación y sus propiedades son procesadas en la forma más conveniente para el cálculo de flujos. Permite la introducción y la visualización de los datos y además genera los archivos con formatos compatibles en Eclipse 300 que son cargados directamente al simulador.

3.4.2.3 PROPS

Contiene la información relacionada con las propiedades de los fluidos, las cuales se definen a través de tablas o Ecuaciones De Estado. En esta sección se cargan todos los parámetros dependientes de la saturación como las permeabilidades relativas al petróleo, agua y gas, datos de la presión de la roca y del agua; es decir, los

cambios que tienen lugar en el volumen poroso de la roca como una función de la presión. El número de datos por tabla y el número de tablas a introducir deben estar en concordancia con lo especificado en la sección RUNSPEC.

3.4.2.4 EDIT.

Esta sección es opcional debido a que permite dar instrucciones al simulador para modificar propiedades como volumen poroso, profundidad de los bloques, transmisibilidad, entre otros. Esto a través de una serie de comandos, para no alterar las propiedades iniciales del mallado definido en la sección PROPS.

3.4.2.5 REGIONS

En esta sección se le asigna a cada celda del mallado los valores de saturación. Además permite dividir el mallado computacional en regiones, para:

- Determinar las funciones de saturaciones (permeabilidad relativa y presión capilar).
- Calcular propiedades P.V.T. (densidades de fluidos, factores volumétricos, viscosidades).
- Equilibrio (presión y saturaciones iniciales).
- Reportar fluidos en sitio y flujo inter-regional.
- Calcular permeabilidades relativas direccionales.

3.4.2.6 SOLUTION

Contiene los datos de las condiciones iniciales del yacimiento, incluyendo la presión inicial a la profundidad de referencia (datum), la profundidad del contacto

agua - petróleo, las presiones capilares a estas profundidades y las opciones de equilibrio. Además de las condiciones de separación entre otros.

3.4.2.7 SUMMARY

Controla la salida en la sección SOLUTION, además permite especificar las variables que serán leídas y graficadas en el programa ECLIPSE Office. Las variables a graficar son introducidas igual que en la sección SUMMARY y se grafican en función de cualquier variable independiente (tiempo, volumen de inyección, entre otros).

3.4.2.8 SCHEDULE.

Esta sección contiene la información referente a: localización de los pozos, su estado y los intervalos de completación, las condiciones de separación, los límites económicos, el tiempo de simulación y las salidas de las soluciones.

Tabla 3.2 Datos Básicos del Modelo Radial

Presión inicial de yacimiento (lpca)	12000
Temperatura de yacimiento (°F)	286
Presión de burbujeo (lpca)	6780
Porosidad inicial (%)	13
Permeabilidad horizontal inicial (md)	200
Permeabilidad vertical inicial (md)	200
Compresibilidad de la roca (1/lpca)	4.25E-06
Saturación de agua inicial (fracción)	0.2
Saturación de petróleo inicial (fracción)	0.8
Radio de drenaje (pies)	4000
Radio del pozo (pulgadas)	0.25
Espesor del yacimiento (pies)	7
N° de celdas del grid	25 1 1
Grav. API del oil de Tanque a 60 F	28.3

Tabla 3.3 Parámetros de Control del Pozo en el Modelo Numérico Radial.

Limite de Presión de fondo	4000 Lpca
Tasa de Petróleo	900 BN/D

3.5 Simulación Numérica de Yacimiento.

La simulación numérica de yacimiento en el presente estudio fue realizada en los simuladores numéricos GEM, ECLIPSE 300 y PUMAFLOW, los cuales se describen a continuación:

3.5.1 GEM 2009.10

GEM es un Simulador usado para esquemas de recuperación mejorada de hidrocarburo que consideran procesos de inyección de gas o de solvente, los cuales puede ser inmisible o miscible, según la composición del fluido inyectado y del petróleo del yacimiento,(al igual que de la presión y temperatura del yacimiento). La aplicación se usa cuando se dispone del modelo previamente construido en Builder, el tipo de archivo generado es *.*dat. Para ejecutarlo GEM solo se arrastra el archivo (*.dat) al icono de GEMS Win 32 2009.10 del launcher de la plataforma CMG y luego se oprime el botón de Run Inmediately, Figura 3.11.

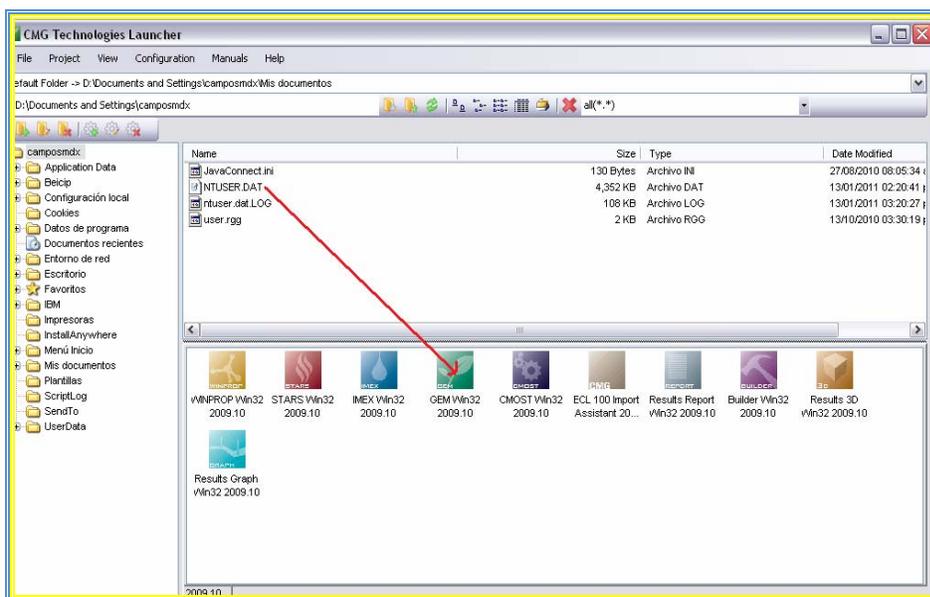


Figura 3.11 Ventana principal de la plataforma CMG.

3.5.1.1 RESULTS GRAPH.

Este módulo permite generar gráficos X vs Y, es usado principalmente para evaluar la producción de los pozos versus el tiempo y distancia. Results Graph también facilita la generación de gráficos de producción acumulada del yacimiento o de los pozos; gráficos de tasa de petróleo, gas, agua y porcentaje de recobro de los fluidos simulados (Figura 3.12). Estos datos se pueden exportar a una hoja de cálculo y los gráficos se pueden exportar de manera individual o en grupo en formato de imagen (*.jpeg, *.gif, *.emf, *.png, etc).

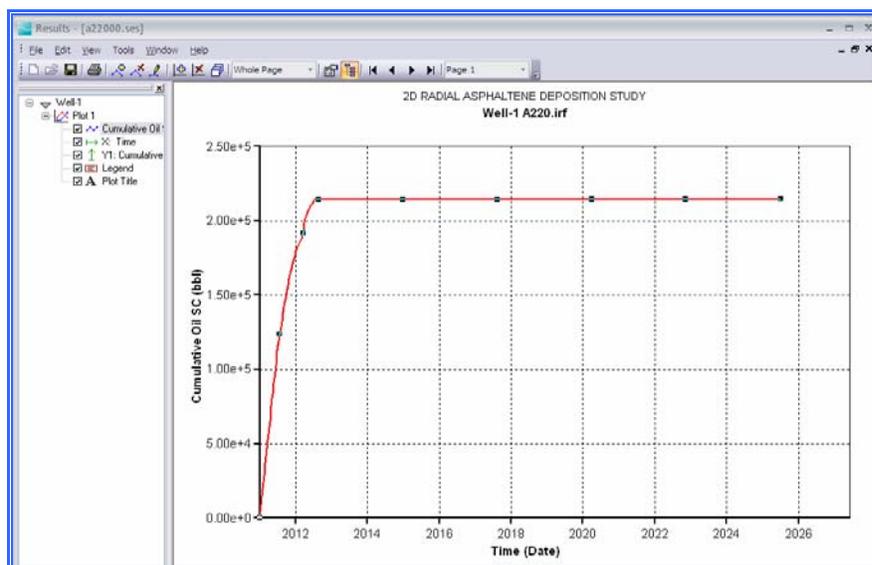


Figura 3.12 Ventana Principal de Results Graph.

3.5.1.2 ECLIPSE 300

Eclipse 300 es un simulador composicional de yacimientos que utiliza Ecuaciones De Estado cúbica o valores de las constantes de equilibrio “K” que dependen de la presión, temperatura y composición. Eclipse 300 puede ser usado en la simulación de yacimientos que posean una compleja columna de fluidos que requiera de una descripción composicional. Para esta descripción el simulador dispone de cuatro Ecuaciones De Estado como la ecuación generalizada de Martin, Soave-Retlich-Kwong, Peng-Robinson y Zudkevich-Joffe, las cuales pueden ser usadas y asociadas con un conjunto de parámetros de yacimientos para modelar y simular el comportamiento del mismo.

El modelo de simulación numérica de yacimiento es un archivo de datos que contiene toda la información geológica del yacimiento, las propiedades de las rocas y de los fluidos y el estado de los pozos. Este simulador composicional está estructurado en diferentes secciones, las cuales agrupan datos específicos en función

de comandos (KEYWORDS) y archivos que se incluyen mediante subcomandos (INCLUDES) para facilitar el manejo del archivo de los datos y puede ser usado para simular yacimientos cuyos fluidos requieran de una amplia descripción composicional, así como para evaluar procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Entre las aplicaciones más relevantes del uso del simulador Eclipse300, están la de modelar ciertos procesos, tales como:

- Agotamiento natural de yacimientos de gas condensado.
- Eficiencia de recobro bajo diferentes sistemas de explotación.
- Condensación retrógrada en yacimientos de gas condensado.
- Procesos dinámicos en yacimientos con gradiente composicional.

Eclipse 300, dispone de herramientas auxiliares o paquetes periféricos que facilitan la carga de datos a ser procesados. La representación geométrica del yacimiento, por ejemplo, está facilitada mediante el uso del programa auxiliar llamado pre-procesador-GRID, el cual es una herramienta de gráficas, que permite diseñar en forma interactiva el mallado de simulación, bajo diferentes modalidades, hasta llegar a obtener la representación de la arquitectura del yacimiento. Este programa contiene facilidades de edición que permiten la construcción de mallados de alta complejidad y además permite realizar una transferencia de los datos estructurales, estratigráficos y propiedades de las rocas desde los mapas al mallado de simulación.

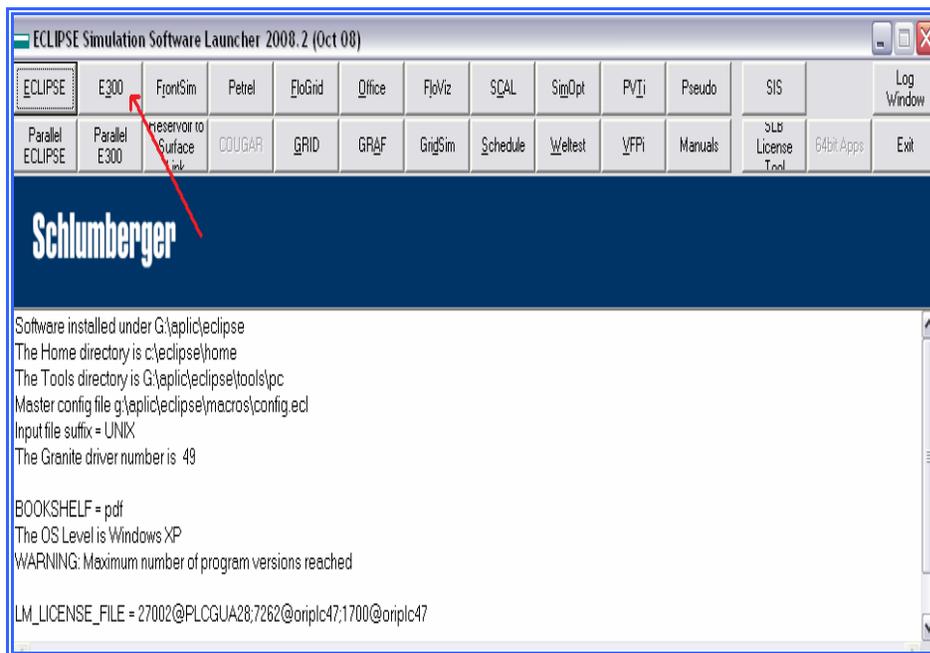


Figura 3.13 Ventana del launcher o suite de ECLIPSE.

3.5.1.3 OFFICE- RESULT.

Permite observar los resultados de la simulación numérica a través de gráficos X vs.Y , se usa principalmente para evaluar la producción de los pozos versus el tiempo. En Office-Result, también se pueden hacer gráficos de producción acumulada de yacimiento o de pozos; gráficos de tasa de petróleo, gas, agua y porcentaje de recobro de los fluidos simulados (Figura 3.14). Los gráficos generados en esta sección también se pueden exportar de manera individual o en grupo, en formato de imagen.

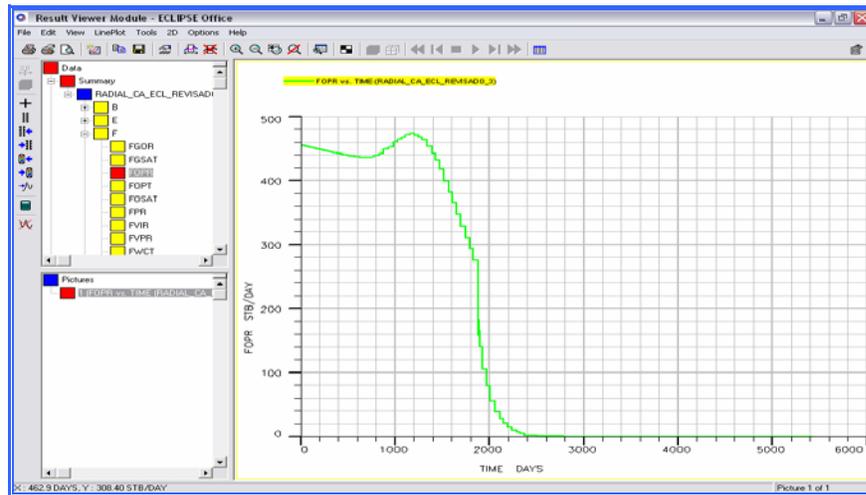


Figura 3.14 Ventana Principal de Eclipse Office- Result.

3.5.1.4 FLOVIZ.

Es un visualizador tridimensional que permite observar los resultados de las simulaciones. Aquí es posible apreciar las variaciones de las propiedades dentro de la malla con el paso del tiempo.

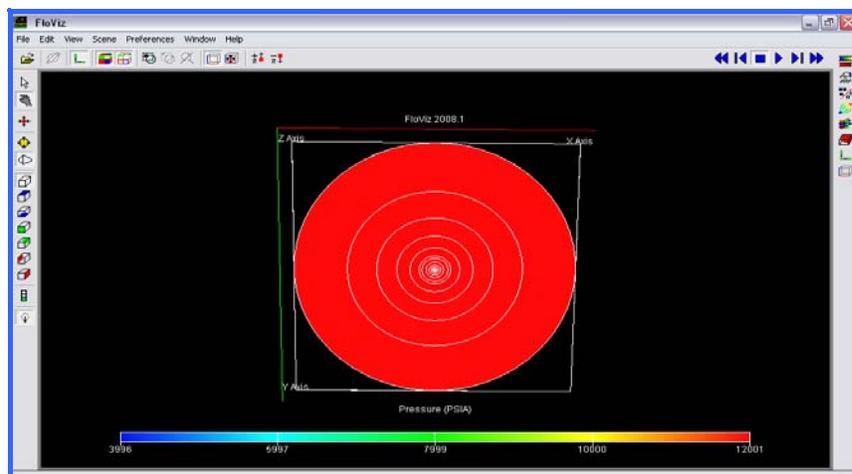


Figura 3.15 Ventana de Floviz con el Modelo Radial Simulado.

3.5.1.5 PUMAFLOW:

PumaFlow es un simulador de flujo dentro de la plataforma OpenFlow, destinado a diferentes niveles de complejidad, incluyendo escenarios geológicos, composición de fluidos e implementación de métodos recuperación mejorada de petróleo, todo esto unificado en un solo código de programación, lo cual permite combinar las distintas opciones que ofrece el simulador (ejemplo Métodos de Recuperación Térmica + Doble Medio).

PumaFlow permite construir modelos de petróleo negro y composicionales basados en parámetros de Ecuaciones De Estado calibradas para el fluido representativo del yacimiento en estudio. Dentro de las opciones de PumaFlow existe la posibilidad de considerar el efecto de precipitación de asfaltenos y la consecuencia que este puede tener en la productividad de los pozos. El mismo está completamente conectado a la base de datos de Openflow en la cual coexisten dos versiones: con keywords e interfase.

PumaFlow dispone de la opción de importar archivos con formato Eclipse (Kr-Pc, Pvt, Mallas, Schedule, entre otros).

3.5.1.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS: GRÁFICOS Y VISUALIZADORES.

Esta plataforma permite la visualización de resultados en gráficos de línea, mapas 2D y vistas 3D de los objetos. La visualización se hace efectiva una vez que culmina la corrida desde la plataforma a través de la creación de un nuevo flujo de trabajo y de la importación previa del archivo que describe la geometría del mallado (formato .grdecl). Los visualizadores 2D y 3D ofrecen la opción de reproducción de los resultados con tiempo a través del “movie player”.

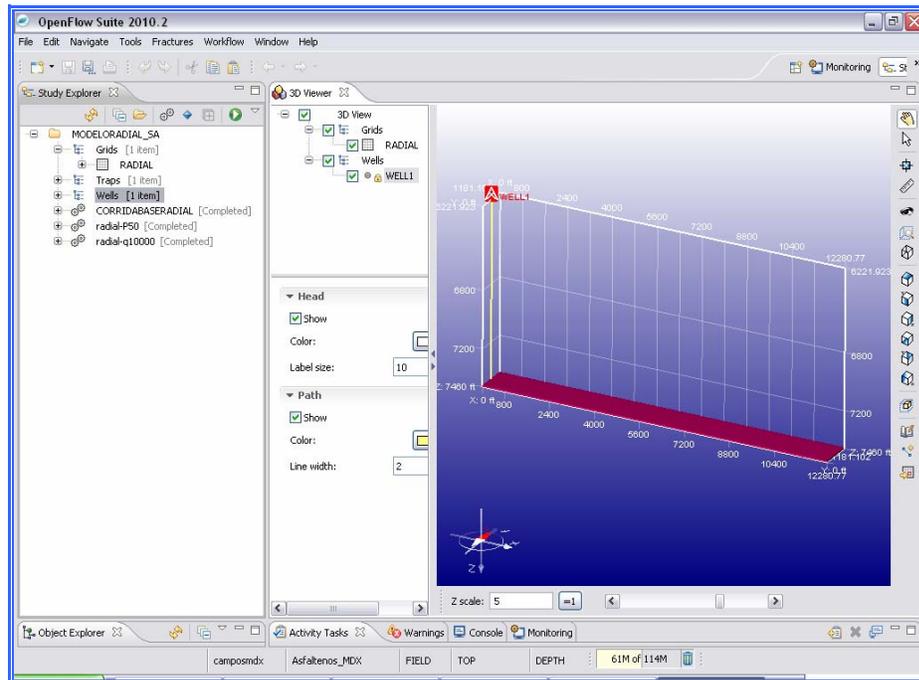


Figura 3.16 Simulador PumaFlow de la Plataforma OpenFlow.

El estudio de simulación numérica de yacimientos se llevó a cabo en un modelo radial, esto con el fin de analizar el comportamiento de producción del pozo considerando el efecto de la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en las cercanías del mismo.

A continuación se describen las etapas más importantes en la simulación numérica de yacimientos:

3.5.2 Inicialización en la Simulación Numérica.

Consistió en la primera corrida que se realizó en cada simulador con el propósito de observar las advertencias, errores generados y así irlos depurando. Es aquí también cuando se pueden verificar las condiciones originales del yacimiento como presión, saturación de fluidos, volúmenes de fluidos en sitio, entre otros.

3.5.3 Predicciones en la Simulación Numérica.

Esta etapa consistió en la evaluación del comportamiento de producción del pozo con un caso base (sin asfaltenos), y considerando el efecto de la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en el medio poroso. En esta fase del proyecto se hicieron múltiples sensibilidades con los parámetros que controlan el modelado de asfaltenos en cada uno de los simuladores utilizados (GEM, ECLIPSE300 y PUMAFLOW). En el caso de GEM y ECLIPSE300 por ejemplo, se realizaron sensibilidades en los mismos parámetros los corresponden a los coeficientes del modelo de depositación en el medio poroso (Ecuaciones 2.4 y 2.6), respectivamente y en otro parámetro que afecta directamente la permeabilidad por depositación de los asfaltenos. (Ecuaciones 2.8 y 2.10), respectivamente. La Tabla 3.4 muestra los parámetros evaluados mediante las sensibilidades realizadas en el modelo radial con

asfaltenos y la representación de cada uno de ellos en los simuladores GEM y ECLIPSE 300.

Tabla 3.4 Sensibilidades realizadas en los simuladores GEM y ECLIPSE300

Parámetros Evaluados	ECLIPSE300	GEM	Sensibilidades Realizadas
Coefficiente de la tasa de deposición Alfa (α)	ASPDEPO: (adsorp)	SOLID_ALPHA	0, 5, 10, 50, 100 y 150.
Coefficiente de la tasa de arrastre Beta (β)	ASPDEPO: (plug)	SOLID_BETA	0, 0.5, 0.75 y 1.
Coefficiente de la tasa de taponamiento Gamma (γ)	ASPDEPO: (Entrain)	SOLID_GAMMA	0, 0.1, 0.5 y 1.
Coefficiente para el Cálculo de Reducción de Permeabilidad por deposición de los asfaltenos (RF)	ASPKDAM	RF_EXPONENT	7, 10, 12 y 15
Tasa de floculación.	ASPFLRT: (floc rates)	SOLID-CONV-RATE	0.01, 0.1 y 1
Velocidad intersticial crítica de la fase petróleo (V_{crit}).	ASPDEPO: (Ver)	SOLID_CRITVEL	0.5, 3.8, 5.7, 25, 50 y 100.

Para la simulación numérica de asfaltenos en PUMAFLOW se empleó la curva de solubilidad de asfaltenos Vs. presión (Tabla 3.1), la cual fue dividida en dos partes, una saturada que corresponde desde la mínima presión de la curva hasta la presión de burbujeo representada con el keyword ASPMULTID y la otra parte subsaturada que corresponde desde la presión de burbujeo hasta la máxima presión siendo ésta representada por el keyword ASPMULTIM. PUMAFLOW ajusta la curva de solubilidad de asfaltenos con los cambios de presión de saturación del sistema, para poder calcular la fracción de asfaltenos a cada paso de tiempo, de igual manera considera que la fase de asfaltenos está representada por el pseudocomponente con mayor peso molecular (FP3_P). En este sentido, Se realizaron sensibilidades en los Coeficiente (a y b) de la ecuación de Kozeny-Carman (Ec.2.11) para el cálculo de reducción de permeabilidad por deposición de asfaltenos mediante el keyword KOCARP.

La Tabla 3.5 muestra los valores considerados durante las sensibilidades realizadas al modelo radial con asfaltenos en el simulador PUMAFLOW.

Tabla 3.5. Sensibilidades realizadas en el simulador PUMAFLOW

Parámetros Evaluados	Sensibilidades Realizadas
a	1, 3 (defecto), 6
b	1, 2 (defecto), 4

3.6 Comparación de los módulos de asfaltenos disponibles en los simuladores numéricos de yacimientos en función a los resultados obtenidos.

Esta etapa comprendió la realización de tablas comparativas de los resultados obtenidos a partir de la simulación numérica de yacimientos empleando los simuladores comerciales GEM, ECLIPSE300 y PUMAFLOW, esto con la finalidad de establecer y evaluar la filosofía de modelado de asfaltenos, así como los parámetros requeridos por los simuladores de yacimiento que incluyen el módulo de asfaltenos en la actualidad.

CAPÍTULO IV.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Selección de Análisis PVT Representativo para el Estudio.

Tal como se mencionó en el capítulo III, se seleccionó un análisis PVT representativo del área en estudio para la representación del comportamiento termodinámico de los asfaltenos, el cual corresponde a una muestra de crudo volátil a condiciones de flujo monofásico tomada en el pozo CM, ubicado en el área central del Campo, las Figuras 4.1 y 4.2 muestran la ubicación geográfica del pozo seleccionado y la presión de saturación con profundidad, respectivamente.

El análisis PVT del pozo CM incluyó experimentos de presión de saturación (burbujeo), prueba de expansión a composición constante, prueba de liberación diferencial, análisis de viscosidad y curva de dispersión de asfaltenos en función de la presión a temperatura de yacimiento.

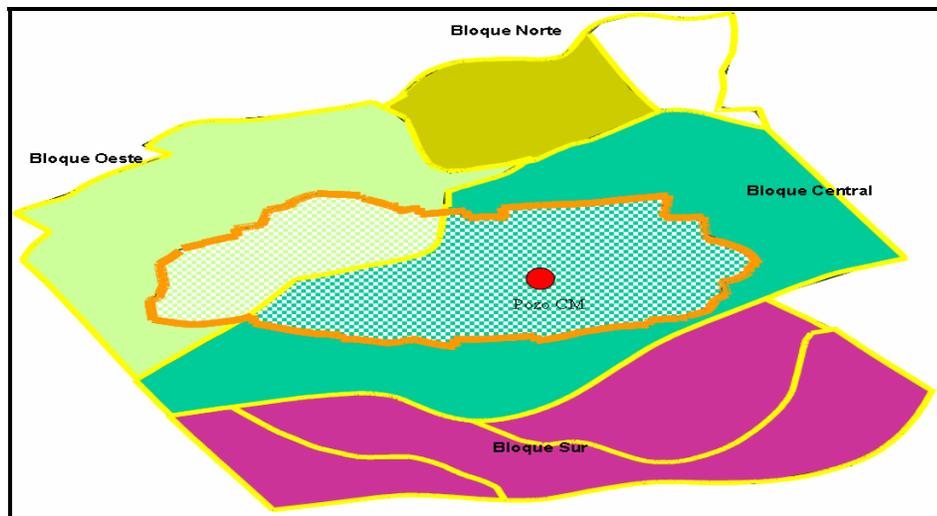


Figura 4.1 Ubicación del Pozo CM en la Estructura del Campo en Estudio^[11].

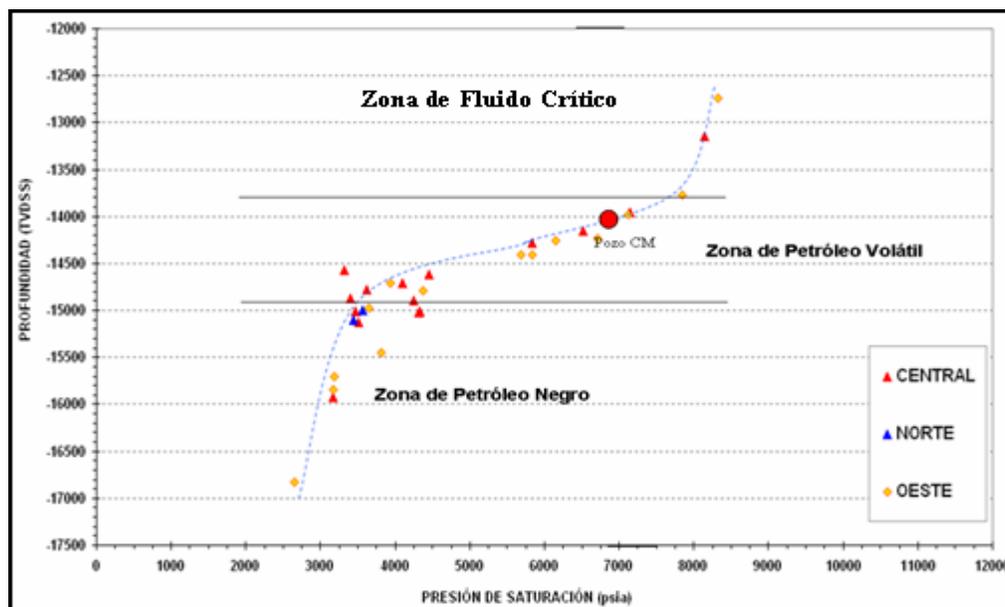


Figura 4.2. Variación de la Presión de Saturación con Profundidad del Campo en Estudio^[11].

Las Tablas 4.1-4.5 muestran la información termodinámica de la muestra de fluido seleccionada.

Tabla 4.1. Composición de la Muestra de Fluido del Pozo CM.

Composición	Fracción Molar
N2	0.0008
CO2	0.0492
C1	0.6126
C2	0.0758
C3	0.0456
IC4	0.0105
NC4	0.0185
IC5	0.0088
NC5	0.0083
C6	0.0118
C7+	0.1581

Tabla 4.2 Características del Fluido total del Pozo CM.

P.M fluido total (gr/grmol)	63.18
P.M C7+ (gr/grmol)	271.367332
Gravedad específica C7+	0.9019733
Presión de Burbujeo (lpca)	6780
Cont. Asf.@ cond. de tanque (%)	9
Temperatura de Yacimiento (°F)	286

Tabla 4.3. Experimento de Expansión a Composición Constante.

Presión (lpca)	Vol. Relativo (L)
9000	0.9639
8500	0.9702
8000	0.9784
7500	0.9877
7000	0.9972
6780	1
6500	1.0102
6000	1.0308
5500	1.0589
5000	1.0951
4500	1.1427
4000	1.2064
3500	1.2851
3000	1.4233
2500	1.6101
2000	1.9203
1500	2.4488
1200	2.9936

Tabla 4.4 Experimento de Liberación Diferencial.

Presión (lpca)	Bo(BY/BLa)	Bt(BY/BLa)	RS (PCN/BL)	Densidad (g/cc)
9000	2.2811	2.2811	1995	0.5542
8500	2.296	2.296	1995	0.5506
8000	2.3154	2.3154	1995	0.546
7500	2.3374	2.3374	1995	0.5409
7000	2.3599	2.3599	1995	0.5357
6780	2.3665	2.3665	1995	0.5342
6000	2.3137	2.4237	1897	0.539
5000	2.1909	2.534	1601	0.5452
4000	2.0842	2.7359	1290	0.5485
3000	1.7917	3.3532	874	0.5988
2000	1.4473	4.2458	468	0.684
1000	1.3388	7.4746	261	0.7136
15	1.0904	-	0	-

Tabla 4.5 Viscosidad del Fluido vs Presión.

Presión (lpca)	Viscosidad (cp)
9000	0.27
8000	0.25
7000	0.24
6000	0.26
5000	0.37
4000	0.4
3000	0.55
2000	0.66
1000	0.81

4.2 Calibración de Ecuación de Estado (EDE) sin el Componente Asfalteno.

Como fue descrito en el capítulo anterior, el principal objetivo en la calibración de la EDE es la reproducción de las propiedades de los fluidos y el comportamiento de éstas en cualquier condición de presión y temperatura, para esto se utilizó la muestra de fluidos seleccionada correspondiente al pozo CM. A continuación se presentan los resultados obtenidos en el procedimiento de la calibración de la EDE (representación del equilibrio líquido-vapor).

4.2.1 Caracterización de la Fracción Pesada $C7^+$:

Una vez definida la composición del fluido original (Tabla 4.1) tanto en Winprop-GEM como en PVTi-ECLIPSE 300, se realizó la división de la fracción pesada $C7^+$ mediante las distribuciones Gamma de Tres Parámetros y PNA, respectivamente. En esta fase se dividió la fracción $C7^+$ en tres pseudocomponentes donde la suma de las fracciones molares de los pseudocomponentes resultantes debe ser igual a la fracción molar del $C7^+$. En la Figura 4.3 se puede observar los pseudocomponentes posterior a la división de la fracción pesada $C7^+$.

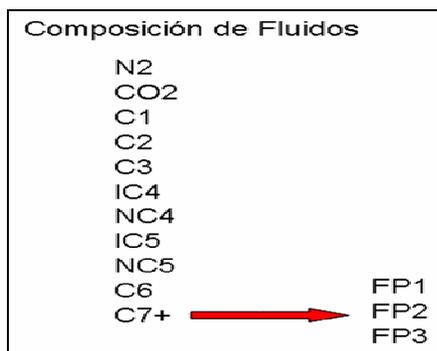


Figura 4.3. Caracterización de la fracción Pesada $C7^+$.

4.2.2 Agrupamiento:

El agrupamiento se realizó con el propósito de disminuir los tiempos de cómputo, el esquema de agrupamiento se efectuó de acuerdo a las estrategias de explotación actual y/o posible de inyección del Campo, tales como la inyección de gas natural o fluidos alternos. La Figura 4.4 muestra el esquema de agrupamiento para el fluido en estudio basado en 8 pseudocomponentes.

Composición del Fluido	Agrupamiento
N2	N2
CO2	CO2
C1	C1
C2	C2-C3
C3	IC4-C6
IC4	FP1
NC4	FP2
IC5	FP3
NC5	
C6	
FP1	
FP2	
FP3	

Figura 4.4. Esquema de agrupamiento Propuesto sin el componente asfalteno.

4.2.3 Ajuste de los Parámetros de la Ecuación De Estado:

Como fue descrito en la Metodología, la calibración de la EDE sin el componente asfalteno, se realizó usando la EDE de Peng Robinson Tres Parámetros (Ecuación 2.4), para lo cual se utilizó los datos experimentales del análisis de comportamiento de fases de la muestra de fluidos seleccionada, como lo son: la presión de saturación (presión de burbujeo), pruebas de expansión a composición constante, pruebas de liberación diferencial y análisis de viscosidad.

Los experimentos del análisis PVT antes mencionados, se ajustaron empleando las herramientas Wiprop-GEM y PVTi-ECLIPSE 300, considerando el mismo sistema de regresiones, esto con la finalidad de que los ajustes de las EDE para las dos herramientas mantuvieran similitud en cuanto a los resultados de los parámetros de la EDE Peng Robinson Tres Parámetros.

Los datos experimentales fueron ajustados mediante regresiones de las propiedades de los pseudocomponentes pertenecientes a la división de la fracción pesada $C7^+$, tales como presión crítica (P_c), temperatura crítica (T_c), factores acéntricos (ω), volumen shift (V_{sh}) y los coeficientes de interacción binaria (θ)

Para el ajuste de la viscosidad del líquido se utilizó la correlación Pedersen (Ecuación 3.17), y efectuando regresiones con los volúmenes críticos de los pseudocomponentes mas pesados.

La Tabla 4.6 muestra los valores de las fracciones molares y los pesos moleculares obtenidos posterior a la división de la fracción pesada $C7^+$ y al agrupamiento realizado a la composición del fluido original en la herramienta Wimpro-GEM mediante la Distribución Gamma Tres Parámetros. Mientras que la

Tabla 4.7 muestra los valores de las fracciones molares y pesos moleculares obtenidos en PVTi-ECLIPSE 300 con la distribución PNA.

Tabla 4.6. Fracciones molares y Pesos moleculares con la Distribución Gamma-Gem

Composición	Fracción Molar	Peso Molecular
N2	0,0008	28.013
CO2	0,0492	44.01
C1	0,6126	16.043
C2-C3	0,1214	35.338
IC4-C6	0,0579	67.947
FP1	0,0734	128.595
FP2	0,0642	304.423
FP3	0,0205	678.418

Tabla 4.7 Fracciones molares y Pesos moleculares con la Distribución PNA-PVTi

Composición	Fracción Molar	Peso Molecular
N2	0.0008	28.013
CO2	0.0495	44.01
C1	0.6169	16.043
C2-C3	0.1222	35.338
IC4-C6	0.0583	67.540
FP1	0.0363	271.367
FP2	0.0767	271.367
FP3	0.0389	271.367

Las Figuras 4.5 y 4.6 muestran los valores experimentales y los calculados mediante el ajuste de la EDE sin asfaltenos en Winprop-GEM y PVTi-ECLIPSE 300, respectivamente. Donde se puede observar en la Figura 4.5 una reproducción bastante aceptable de los experimentos PVT (Relación Gas-Petróleo, Factor Volumétrico del Petrónimo, Viscosidad del Petrónimo y Volumen Relativo), obteniendo diferencias menores al 5% en dichas propiedades, entre los valores experimentales y los calculados mediante el ajuste de la EDE sin asfaltenos. De igual manera en la Figura 4.6 se puede observar resultados aceptables en los experimentos (Relación Gas-

Petróleo, Densidad del Líquido, Viscosidad del Líquido y Volumen Relativo) con un porcentaje de error global de 0.08 % entre lo experimental y lo calculado por PVTi-ECLIPSE 300.

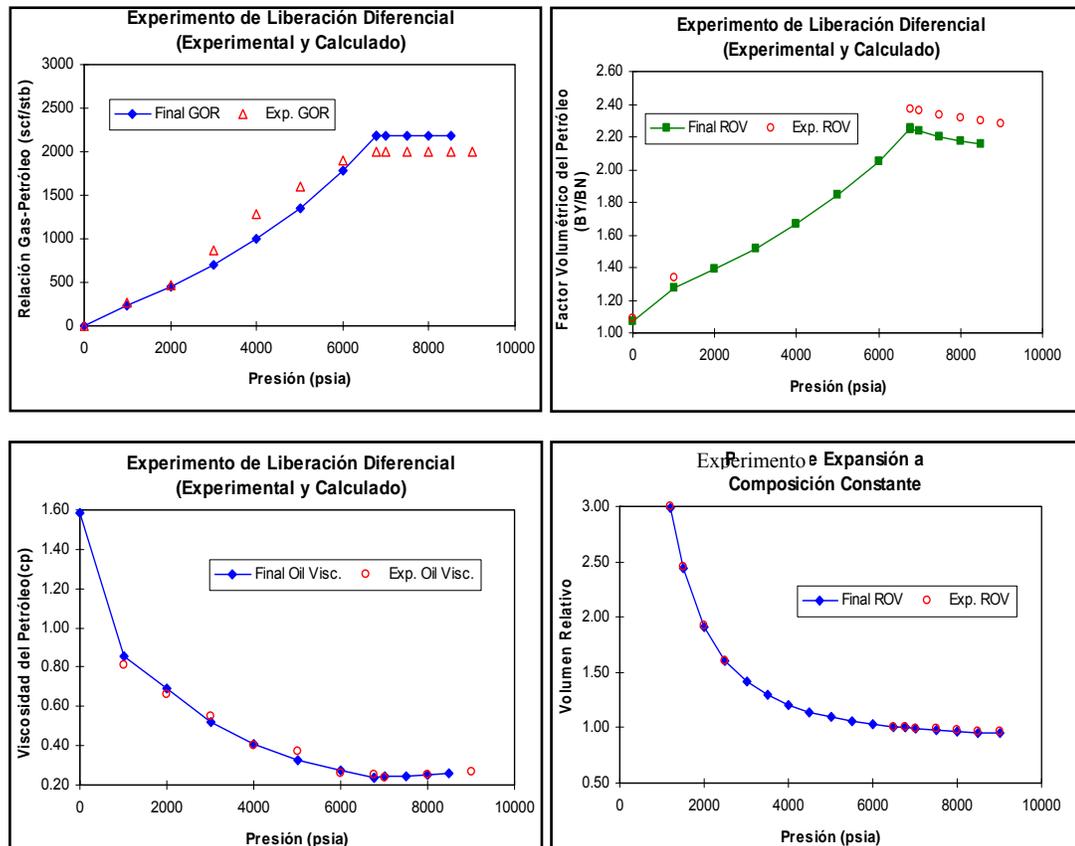


Figura 4.5. Cotejo Datos Experimentales. Ajuste de EDE Sin Asfaltenos: Winprop

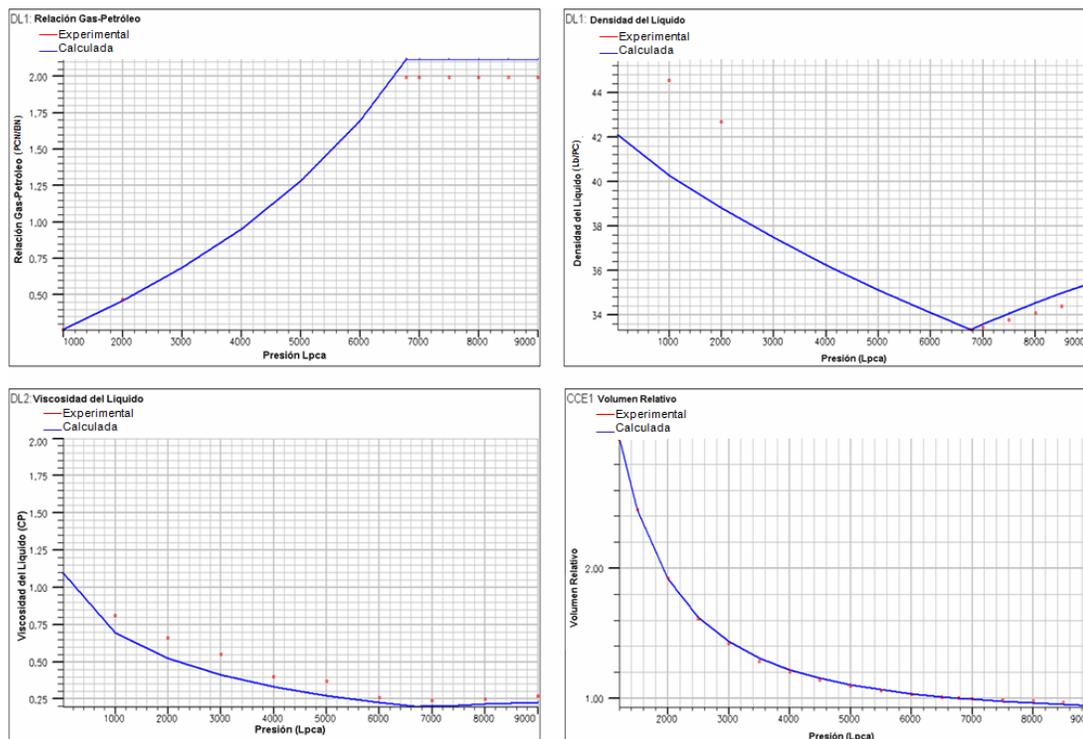


Figura 4.6. Cotejo Datos Experimentales. Ajuste de EDE Sin Asfaltenos: PVTi

4.3 Caracterización del Componente Asfalteno.

La representación de los asfaltenos como una fase sólida viene dado por la subdivisión de la fracción más pesada de la fase líquida (FP3) en un componente no precipitante que se mantendrá en solución (FP3_NP), y un componente precipitante (FP3_P) que corresponderá a la fase sólida (Asfalteno). Para la definición del componente asfaltenos fue necesario calcular la fracción precipitante para que este pueda ser incluido al ajuste de la EDE con asfaltenos, para así poder obtener la representación del equilibrio líquido-vapor-sólido. A continuación se muestran los resultados obtenidos de la caracterización del componente asfalteno mediante las ecuaciones (3.18 y 3.19), y la nueva composición del fluido con asfaltenos con su

respectiva fracciones molares y pesos moleculares para el caso de las dos herramientas usadas para los ajuste de la EDE.

Composición del Fluido sin Asfaltenos	Composición del Fluido con Asfaltenos
N2	N2
CO2	CO2
C1	C1
C2-C3	C2-C3
IC4-C6	IC4-C6
FP1	FP1
FP2	FP2
FP3	FP3_NP
	FP3_P

Figura 4.7. Agrupamiento Final considerando el componente Asfalteno.

4.4 Ajuste de la EDE con el Componente Asfalteno.

Realizada la caracterización del componente asfalteno, se procedió a la calibración de la EDE con asfaltenos, para la representación del equilibrio líquido-vapor-sólido empleando las herramientas Winprop-GEM y PVTi-ECLIPSE 300.

4.4.1 Winprop-GEM:

En la Figura 4.8 se puede observar el ajuste de la EDE con asfaltenos, obtenido con la muestra de fluido del pozo CM. Donde se puede apreciar un ajuste aceptable de los experimentos del análisis PVT (Factor Volumétrico del Petróleo, Relación Gas-Petróleo, Volumen Relativo y Viscosidad del Petróleo) con un porcentaje de

error menor al 5% entre los valores experimentales y los calculados con el ajuste de la EDE con asfaltenos.

La Tabla 4.8 muestra los valores de las fracciones molares y los pesos moleculares obtenidos, posterior al ajuste de la EDE con asfaltenos en WinProp.

Tabla 4.8. Composición Total del Fluido con Asfaltenos en WinProp.

Composición	Fracción Molar	Peso Molecular
N2	0,0008	28.013
CO2	0,0492	44.01
C1	0,6126	16.043
C2-C3	0,1214	35.338
IC4-C6	0,0579	67.947
FP1	0,0734	128.595
FP2	0,0642	304.423
FP3_NP	0.0121	678.418
FP3_P	0.00834	678.418

4.4.2 Modelo De Precipitación De Asfaltenos:

Luego de obtener el ajuste de los experimentos del análisis PVT con el componente asfalteno, se procedió a realizar el ajuste del modelo de precipitación de asfaltenos, realizando sensibilidades con los parámetros que controlan dicho modelo mencionados en el capítulo anterior.

Los rangos de sensibilidades en los parámetros que controlan el modelo de precipitación de asfaltenos se pueden observar en la tabla 4.9. Adicionalmente, se puede observar en la Figura 4.9 la curva experimental de precipitación de asfaltenos de la muestra PVT del pozo CM (línea rosada) y las otras curvas representan las sensibilidades realizadas durante el ajuste del modelo de precipitación de asfaltenos,

en donde se pudo obtener una reproducción aceptable de los valores experimentales de laboratorio.

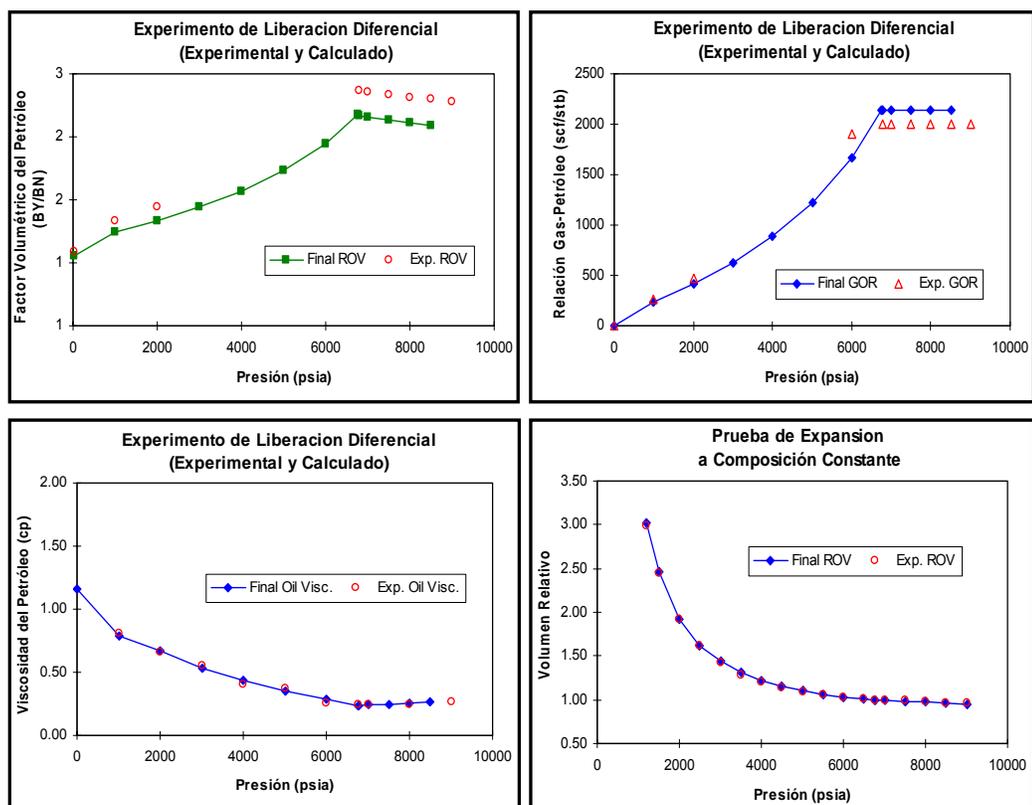


Figura 4.8 Reproducción de Datos Experimentales mediante ajuste de la EDE con asfaltenos: Winprop-GEM

Tabla 4.9 Rangos de sensibilidades en los parámetros del modelo de precipitación

Parámetros Evaluados	Rangos de sensibilidades
Volumen Molar (V_s)	0.60 a 0.7
Coefficiente de Interacción binaria (FP3_P-C1)	0.10 a 0.30
Fugacidad de Referencia ($Ln f^*$)	-6.000 a -8.000

La Figura 4.10, muestra el ajuste más representativo de la curva de precipitación de asfaltenos experimental, mediante las regresiones en los parámetros previamente descritos en la Tabla 4.9.

Se puede observar en la Figura 4.10 que los datos calculados tienen una reproducción bastante aceptable en función a los datos experimentales del pozo CM donde se puede apreciar lo siguiente:

- No ocurre precipitación de asfaltenos por encima de 8500 lpca (presión de inicio de precipitación).
- La precipitación de asfaltenos incrementa lentamente a medida que disminuye la presión.
- Cerca de la presión de burbujeo (6780 lpca), el modelo predictivo muestra una zona de máxima precipitación de asfaltenos.
- A presiones menores a la presión de burbujeo se observa el efecto de reversibilidad donde ocurre la redisolución de los asfaltenos precipitados previamente producto del gas liberado.

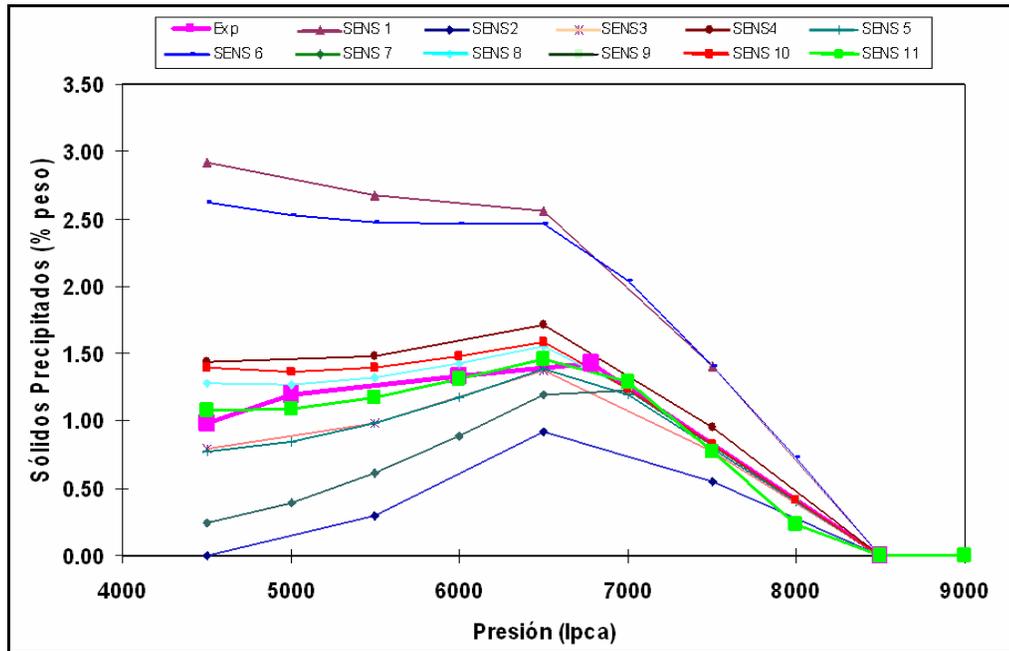


Figura 4.9. Ajuste del Modelo de Precipitación de Asfaltenos (Winprop-GEM).

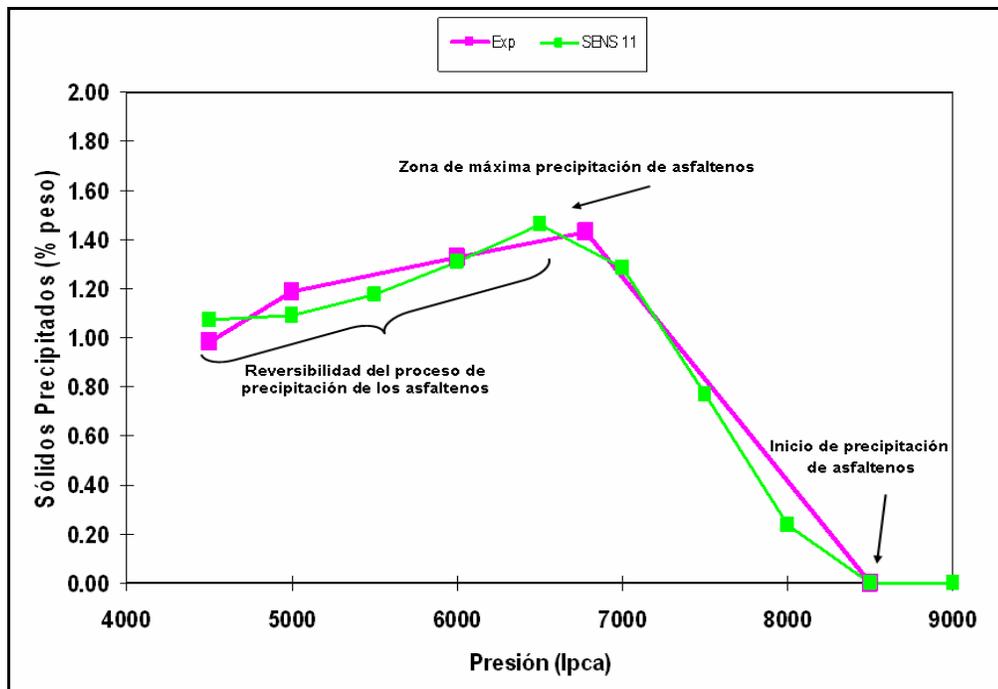


Figura 4.10. Modelo de Precipitación de Asfaltenos Ajustado Pozo CM.

La Tabla 4.10 muestra los resultados obtenidos en el ajuste final del modelo de precipitación de asfaltenos.

Tabla 4.10 Resultados Finales del ajuste del modelo de precipitación de asfaltenos Winprop-GEM.

<i>Lnfs* (atm)</i>	<i>Presión Ref (lpca)</i>	<i>Temperatura Ref (°F)</i>	<i>Vs (l/mol)</i>
-6.080	8500	286	0.7822

4.4.3 PVTi-ECLIPSE 300:

La Figura 4.11 muestra el ajuste obtenido de la EDE con asfaltenos representado por los experimentos del análisis PVT obteniendo un porcentaje de error global 0.06 % entre lo experimental y lo calculado por PVTi.

La Tabla 4.11 muestra los valores de las fracciones molares y los pesos moleculares obtenidos, posterior al ajuste de la EDE con asfaltenos en PVTi.

Tabla 4.11 Composición total del fluido con asfaltenos en PVTi.

Composición	Fracción Molar	Peso Molecular
N2	0.0008	28.013
CO2	0.0495	44.01
C1	0.6169	16.043
C2-C3	0.1222	35.338
IC4-C6	0.0583	67.540
FP1	0.0363	271.367
FP2	0.0767	271.367
FP3 NP	0.0249	271.367
FP3 P	0.0140	407.0552

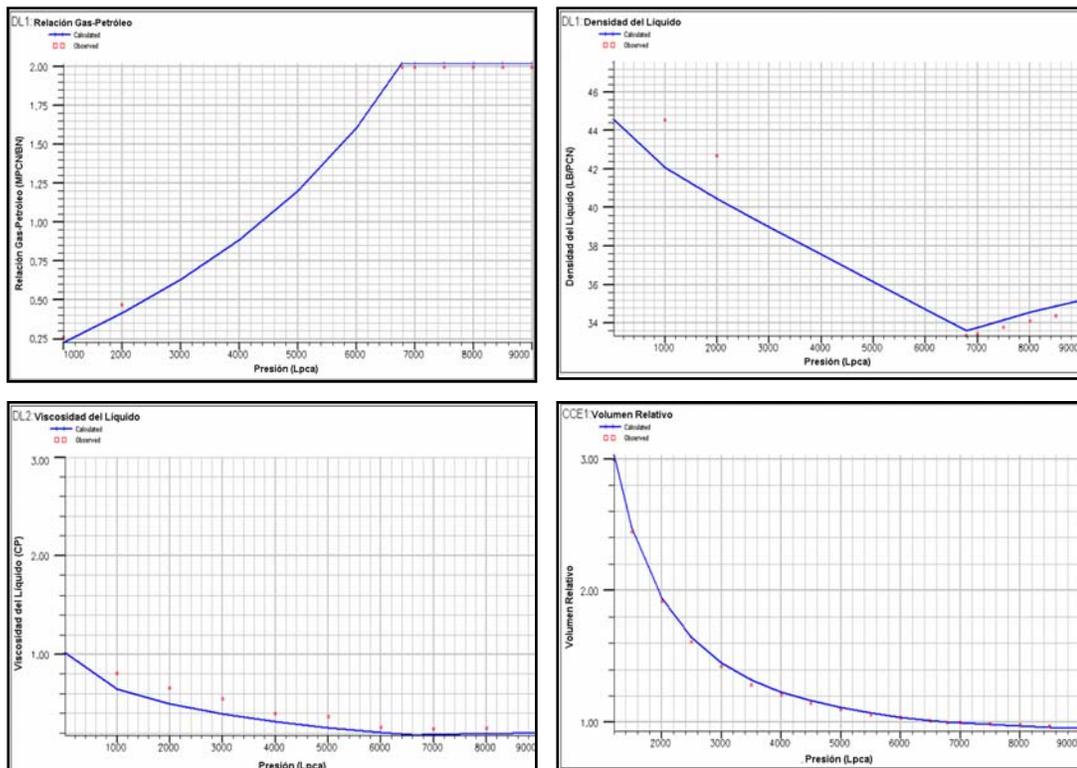


Figura 4.11. Reproducción de Datos Experimentales mediante ajuste de la EDE con asfaltenos: PVTi-ECLIPSE 300.

4.4.4 PUMAFLOW:

El simulador PUMAFLOW actualmente no posee una herramienta de cotejos de experimentos PVT, es por esto que se realizó una migración de las Ecuaciones De Estado obtenidas de PVTi ya que estas dos herramientas tienen compatibilidad

4.5 Construcción de Modelo Numérico Radial.

Como se mencionó en el capítulo anterior, cada simulador requiere de un archivo de entrada, en el cual se describe el modelo numérico radial. Este archivo de datos contiene una descripción completa del modelo, incluyendo propiedades de la

roca y los fluidos, condiciones iniciales, tasa de flujo de cada fase y facilidades de superficie.

Con el objetivo de determinar el impacto de la depositación de los asfaltenos en las cercanías del pozo productor, se construyó un modelo numérico radial conceptual con y sin asfaltenos en cada simulador (GEM, ECLIPSE 300 y PUMAFLOW), considerando los mismos parámetros de yacimiento para cada uno (Tabla 3.2), así como también los mismos parámetros de control (Tabla 3.3),

Este modelo asume el modelo termodinámico sin y con asfaltenos, así como datos de yacimiento tomados de literatura. Para la evaluación del modelo radial con asfaltenos, los simuladores GEM y E300, consideran el modelo de depositación de asfaltenos para determinar el impacto de los asfaltenos en el medio poroso. En el simulador PUMAFLOW el único parámetro que se considera para evaluar el efecto de los asfaltenos en la productividad de un pozo, es la curva de solubilidad de asfaltenos y los coeficientes (a y b) de la ecuación de Kozeny-Carman, lo cual permite el Cálculo de Reducción de Permeabilidad por depositación de los asfaltenos mediante el keyword KOCARP.

La Figura 4.12 muestra el esquema del modelo numérico de simulación radial para el presente estudio.

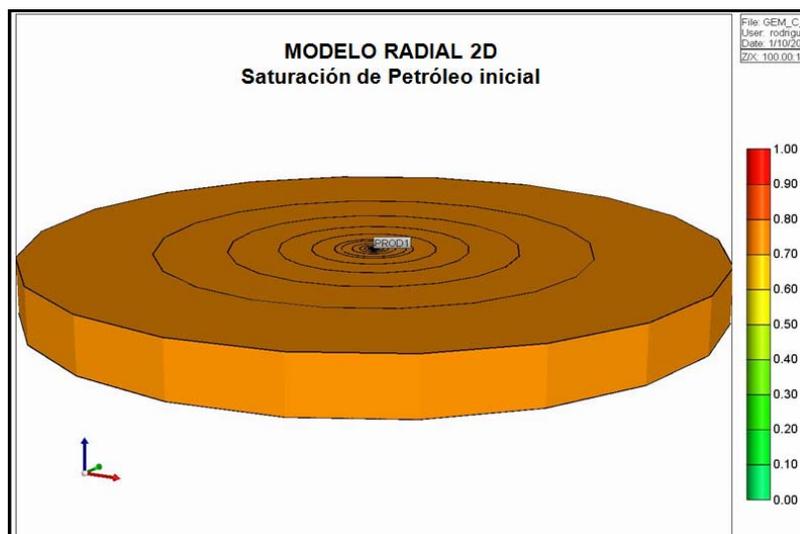


Figura 4.12. Modelo Numérico Radial Vista 2D.

4.6 Simulación Numérica de Yacimientos.

Con la finalidad de evaluar los modelos matemáticos para la simulación numérica de asfaltenos y los efectos que generan distintos parámetros en la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en medio poroso, se realizó la simulación numérica del modelo de simulación radial teórico, con los resultados obtenidos en el ajuste de la EDE sin asfalteno y con asfaltenos y parámetros de yacimiento tomados de la literatura.

Se evaluó inicialmente un caso base sin asfalteno para cada simulador y luego se evaluó el modelo radial con asfaltenos, variando los parámetros que definen el modelo de depositación de asfaltenos en un rango de valores (Tabla 3.4), y de esta manera observar su comportamiento en el medio poroso a diferentes condiciones.

4.6.1 Análisis de Sensibilidades

La velocidad de flujo es uno de los factores que afecta la depositación de los asfaltenos en el medio poroso, por generar efectos electro-cinéticos. Estos efectos contribuyen al arrastre de flóculos impidiendo o acelerando la depositación de asfaltenos en el medio poroso.

4.6.1.1 Sensibilidades en el Modelo de Depositación de Asfaltenos

Con la finalidad de observar el efecto que tiene la variación de los parámetros que controlan el modelo de depositación de asfaltenos de cada simulador (GEM, ECLIPSE 300 y PUMAFLOW) durante la vida productiva del pozo mediante agotamiento primario, se realizaron sensibilidades en los parámetros que corresponden a los coeficientes de cada modelo matemático para cada simulador y en los parámetros que afectan directamente la reducción de la permeabilidad por depositación de los asfaltenos.

La Tabla 3.4 muestra los parámetros evaluados mediante las sensibilidades realizadas al modelo numérico radial con asfaltenos y la representación de cada uno de ellos en los simuladores GEM y ECLIPSE 300. De igual manera se puede observar en la Tabla 3.5 los parámetros evaluados mediante las sensibilidades realizadas al modelo numérico radial con asfaltenos en el simulador PUMAFLOW.

A continuación se presentan los resultados obtenidos mediante la simulación numérica de yacimiento para cada simulador empleado en el presente estudio.

4.6.2 Simulador Numérico GEM

4.6.2.1 Comportamiento de Producción con y sin Asfaltenos:

Se evaluó el proceso de agotamiento primario de yacimiento, con y sin el Modelo de asfaltenos representando un pozo productor. En las siguientes figuras se presenta el impacto de la depositación de asfaltenos en la productividad del pozo.

La Figura 4.13 muestra el comportamiento del agotamiento de la presión de fondo fluyente en función del tiempo, para los dos casos evaluados sin asfaltenos y con asfaltenos, representados con las líneas negra y roja, respectivamente. Se puede observar que la presión de fondo en el caso base (sin asfaltenos) disminuye a medida que transcurre el tiempo hasta alcanzar el límite de presión de fondo 4000 lpca a los 1800 días. Sin embargo la presión de fondo fluyente con asfaltenos a los 500 días alcanza una presión de 8200lpca y a esa misma fecha cae drásticamente la presión hasta alcanzar el límite de presión de fondo, siendo esto producto de la depositación de asfaltenos.

De la misma manera se puede observar en la Figura 4.14 el comportamiento de la tasa de producción de petróleo con asfaltenos en función de tiempo, nótese que a los 500 días se alcanza una tasa de petróleo 470 BN/D, la cual a ese mismo día disminuye rápidamente a 330 BN/D, seguidamente se puede observar como continua disminuyendo la tasa de petróleo hasta agotarse totalmente a los 1600 días llegando una producción de 0 BN/D.

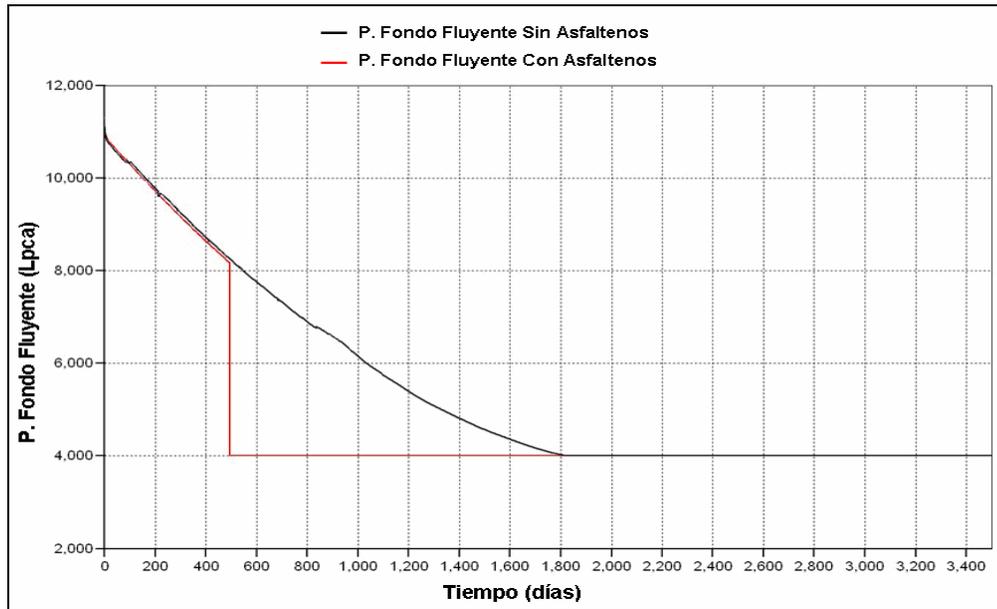


Figura 4.13. Presión de Fondo Fluyente en función del Tiempo (GEM).

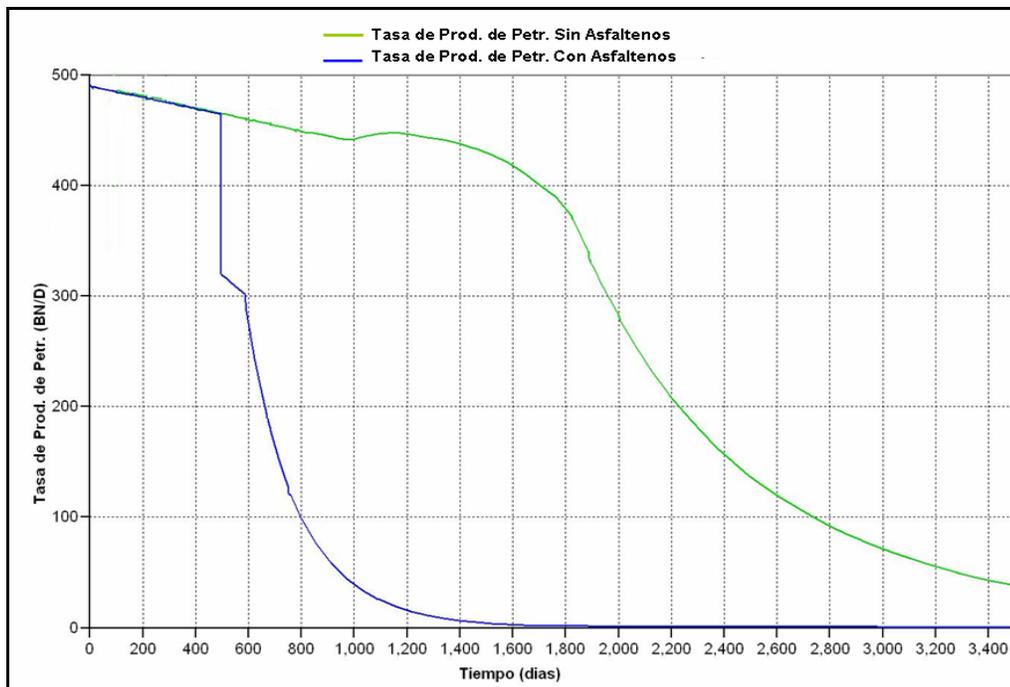


Figura 4.14. Comportamiento de Tasa de Producción de Petróleo vs Tiempo (GEM).

La figura 4.15 muestra el comportamiento del petróleo acumulado en función del tiempo considerando o no el efecto de la precipitación de asfaltenos. Adicionalmente, presenta el comportamiento de presión y la masa de asfaltenos depositados por unidad de volumen de roca. Se puede observar el efecto de la depositación de asfaltenos sobre la productividad del pozo, reduciendo considerablemente el petróleo recuperado desde 1000000 hasta 300000 BN.

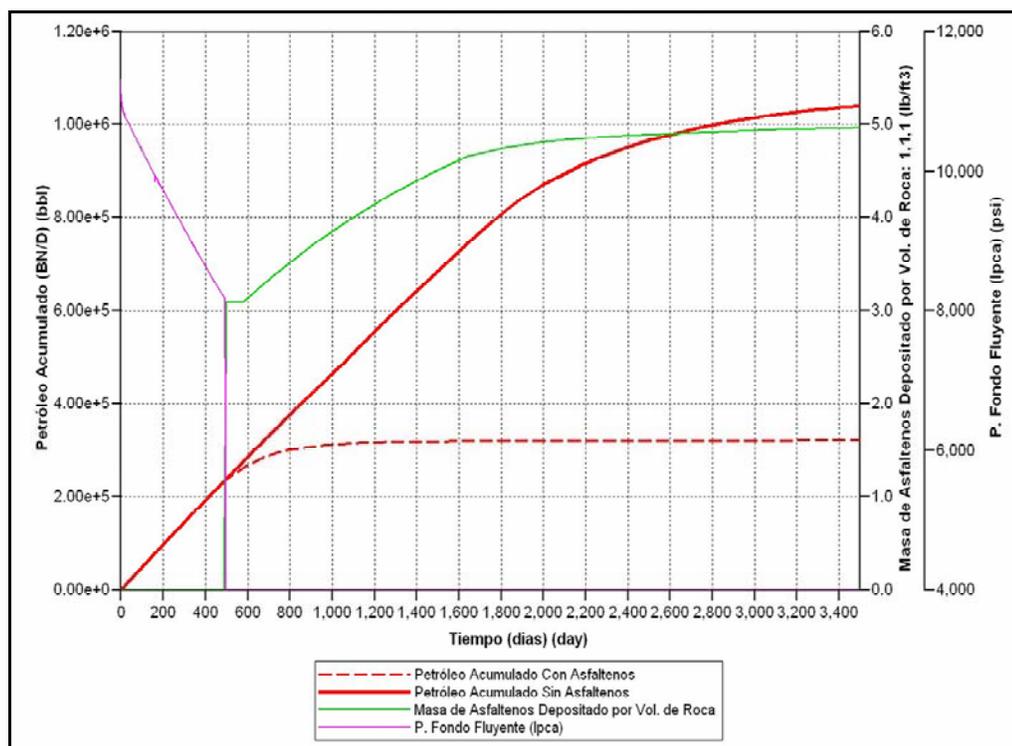


Figura 4.15. Efecto de la Depositación de Asfaltenos en la Productividad del pozo (GEM).

Claramente se puede observar que no existe depositación de asfaltenos (línea verde) en los primeros días de producción del pozo, si no hasta los 500 días que alcanza una depositación de asfaltenos de 3.2 lb/ft^3 , a partir de esa fecha se observa como aumenta lentamente la depositación de asfaltenos, debido a los asfaltenos que aun se encontraban en solución, es decir, disueltos en el petróleo.

Es importante destacar que el comportamiento de la productividad en el modelo radial con asfaltenos, es debido a la depositación de asfaltenos donde en las graficas antes mencionadas se puede observar claramente que por causa de taponamiento por asfaltenos se produce la caída presión y de esta manera está afectando severamente la producción del pozo ocasionando de esta manera el cierre del mismo.

Respecto a la evaluación de los fenómenos de precipitación, floculación y depositación de asfaltenos, véase en la Figura 4.16 que la cantidad de asfaltenos que precipita se flocula y de igual manera se deposita, ocasionando el cierre del pozo.

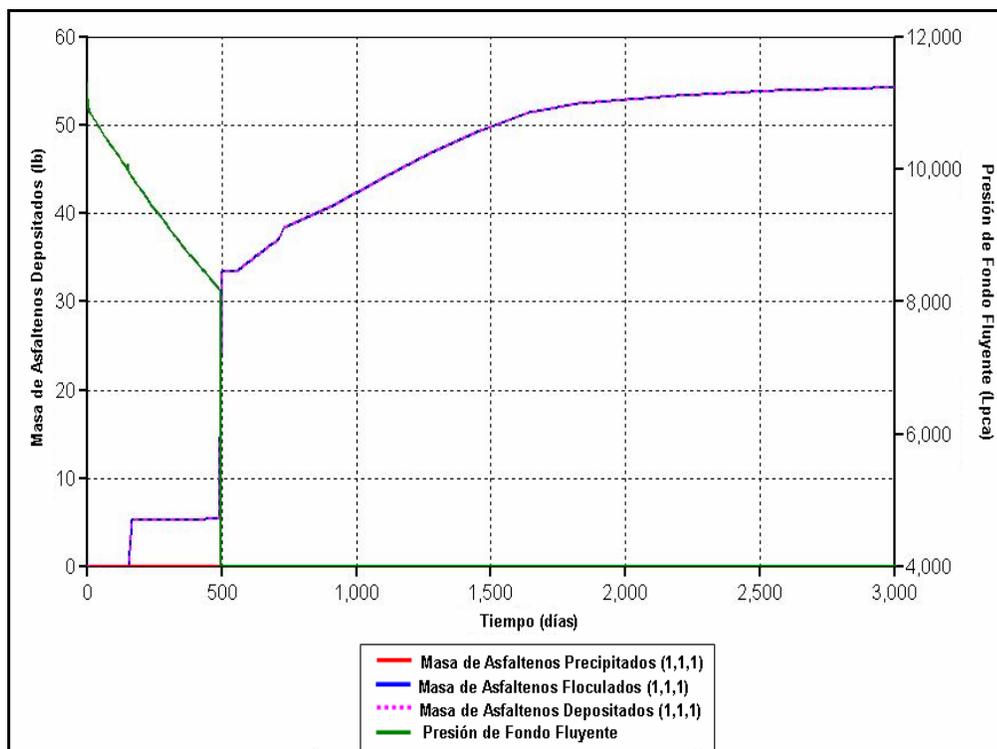


Figura 4.16. Precipitación, Floculación y Depositación de Asfaltenos en la región cercana al pozo (GEM).

Durante la evaluación del modelo de depositación de asfaltenos en el modelo radial conceptual en el simulador GEM se observó lo siguiente:

- A una presión mayor a 8500 lpca (inicio de precipitación de asfaltenos-curva se solubilidad de asfaltenos), no ocurre depositación de asfaltenos.
- Para los 500 días, ocurre la primera depositación de asfaltenos (3.2 lb/ft^3) a una presión de 8200 lpc, y para los 3000 días se observa una mayor depositación de asfaltenos (5.4 lb/ft^3) aun a la presión de 8200 lpc, ya que una vez parada la producción del pozo a los 500 días, aun se encontraban asfaltenos disueltos en el petróleo, y debido a esto fue aumentado la depositacion acumulada de asfaltenos hasta los 3000 días.
- Basándose en los resultados anteriores se puede decir que la porosidad y permeabilidad disminuyen en el yacimiento, consecuencia de la adsorción y taponamiento de los asfaltenos en la cercanía del pozo productor.

4.6.2.2 Sensibilidades del Coeficiente de Depositación Alfa (α):

Mediante las sensibilidades realizadas al coeficiente de depositación alfa (α) se pudo observar que la variación del mismo no tuvo efecto alguno la productividad del pozo.

La Figura 4.17 muestra las sensibilidades realizadas al coeficiente de depositación alfa (α), en donde se evidencia que este no tiene ningún efecto en la depositación de asfaltenos en función del tiempo.

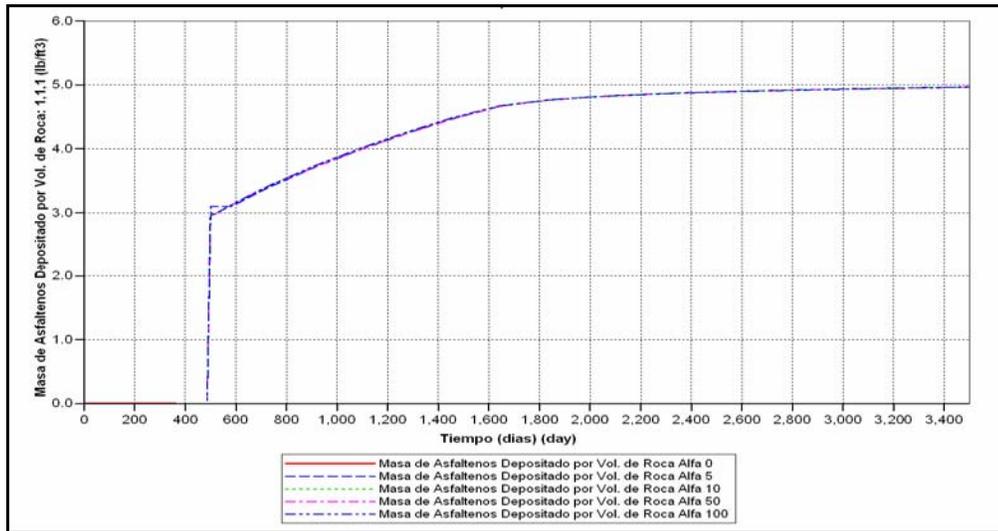


Figura 4.17. Efecto del coeficiente Alfa (α) en la depositación de asfaltenos (GEM)

De la misma manera se puede observar en la Figura 4.18 que el coeficiente de depositación alfa (α) no tiene efecto en la variación de la tasa de producción de petróleo.

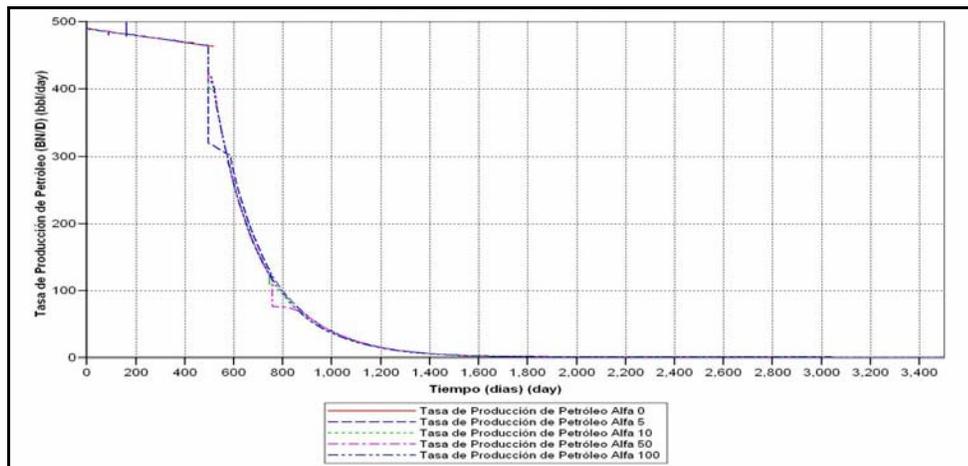


Figura 4.18. Efecto del coeficiente Alfa (α) en la tasa de producción de petróleo (GEM)

4.6.2.3 Sensibilidades del Coeficiente de Arrastre Beta (β):

Al realizar las sensibilidades al Coeficiente de Arrastre Beta (β) tampoco se observó efecto alguno en la depositación de asfaltenos como se puede ver en la Figura 4.19. De la misma manera se observó que tampoco tiene efecto alguno en la tasa de producción de petróleo como lo muestra la Figura 4.20

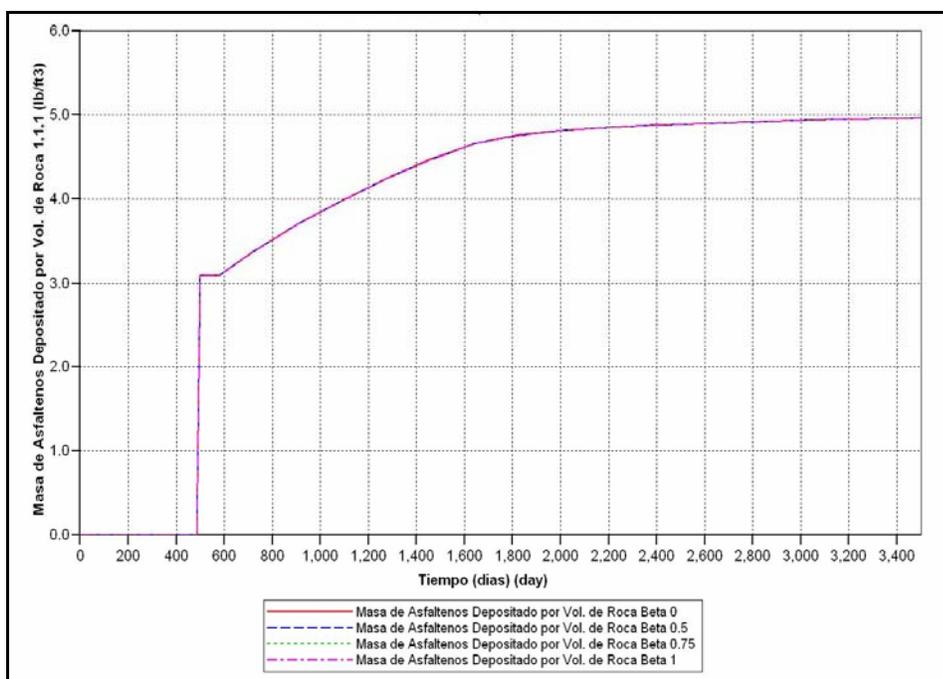


Figura 4.19 Efecto del coeficiente de Beta (β) en la depositación de asfaltenos (GEM)

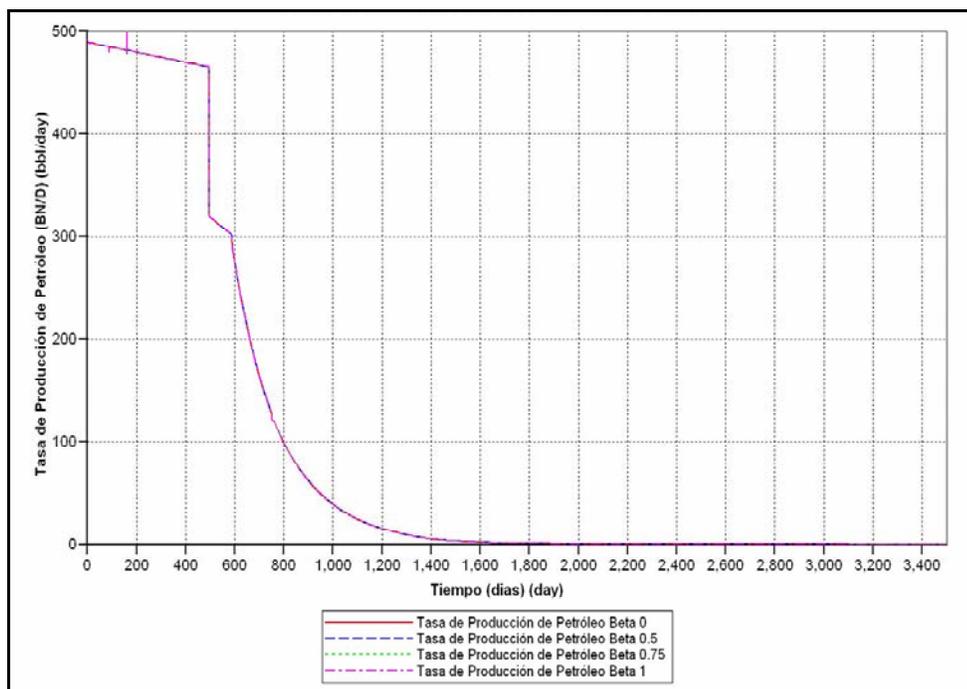


Figura 4.20. Efecto del coeficiente de Beta (β) en la tasa de producción de petróleo (GEM).

4.6.2.4 Sensibilidades de Coeficiente de Taponamiento Gamma (γ):

Al igual que las sensibilidades anteriores se puede observar que la variación del Coeficiente de Taponamiento Gamma (γ) tampoco tiene ningún efecto en la productividad del pozo. Tal como se puede observar mediante las Figuras 4.21 y 4.22

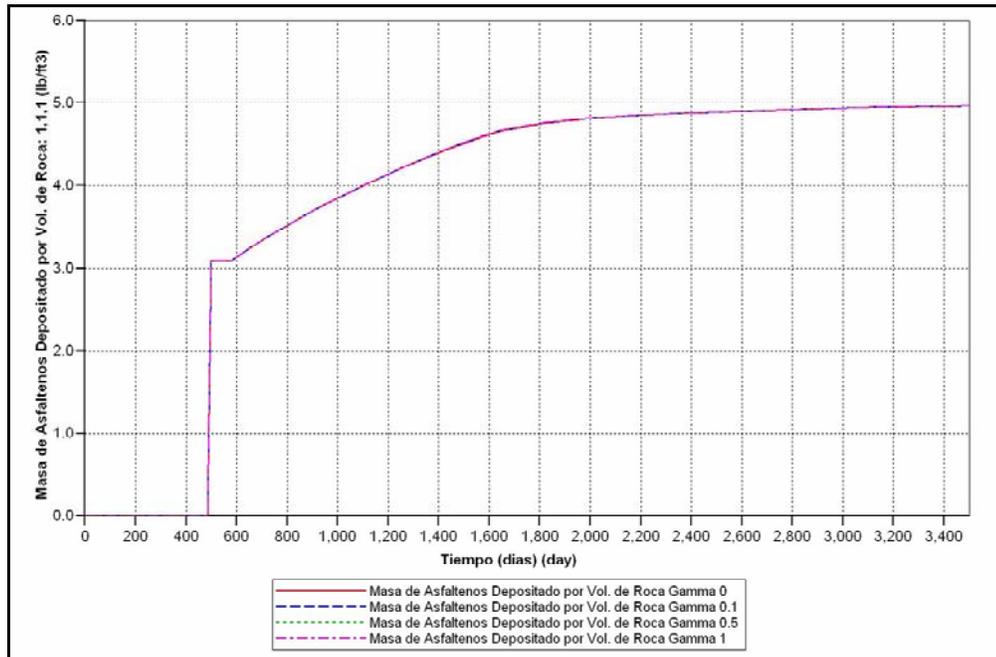


Figura 4.21 Efecto del coeficiente GAMMA en la depositación de asfaltenos (GEM)

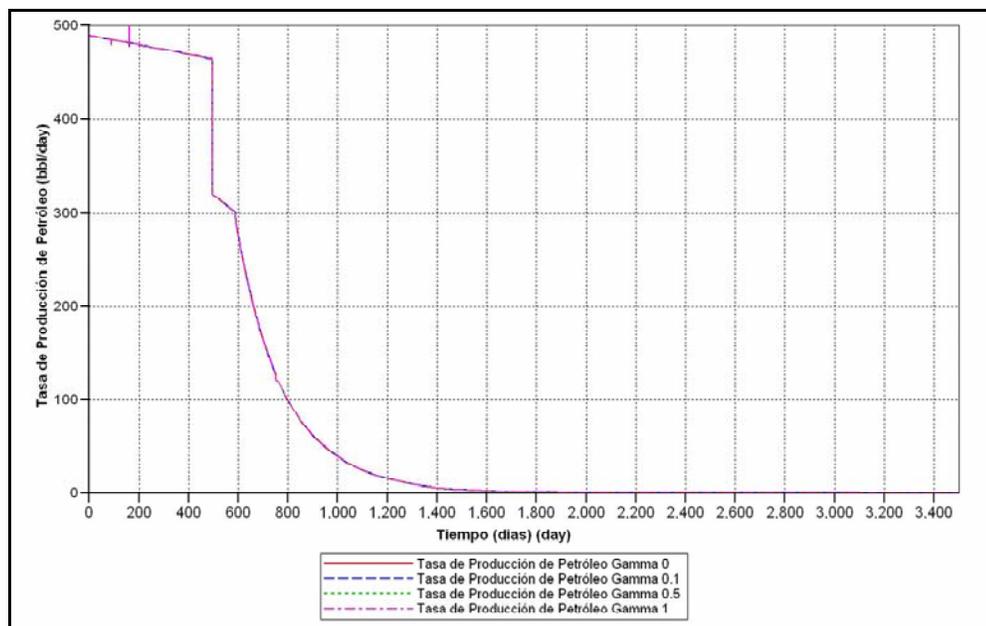


Figura 4.22. Efecto del coeficiente GAMMA en la tasa de producción de petróleo (GEM).

4.6.2.5 Sensibilidad Coeficiente de Reducción de Permeabilidad (RF).

La Figura 4.23 muestra el efecto que tiene el coeficiente de reducción de permeabilidad (RF) en la depositación de asfaltenos, el cual es calculado por el simulador mediante la Ecuación 2.26, se puede observar mediante las sensibilidades realizadas que a menor RF (línea verde) se obtiene una mayor depositación de asfaltenos, debido a que este coeficiente representa la reducción de la permeabilidad en el medio poroso por causas de la depositación de asfaltenos.

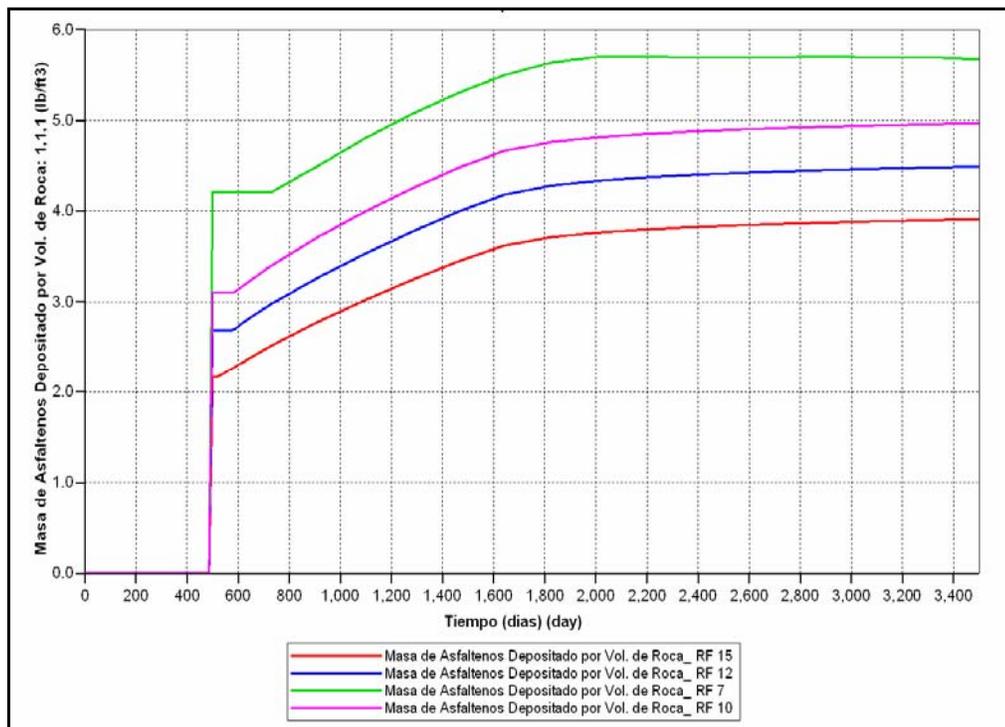


Figura 4.23. Efecto de RF en la depositación de asfaltenos (GEM).

La Figura 4.24 muestra las variaciones en la tasa de producción de petróleo obtenida mediante las sensibilidades realizadas al coeficiente de reducción de permeabilidad (RF), se puede observar que no existen grandes cambios en la producción de petróleo, excepto en la sensibilidad realizada con menor RF (línea

verde) que se obtiene una menor tasa de petróleo a los 500 días, fecha a la cual comienza la depositación de asfaltenos.

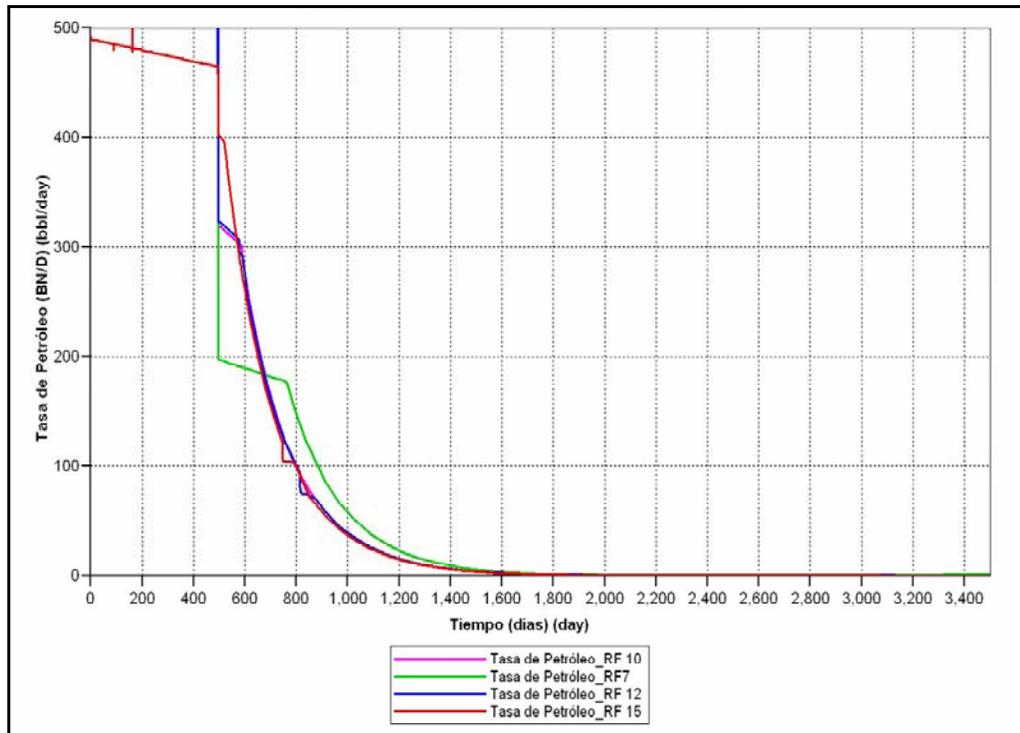


Figura 4.24. Efecto de RF en la tasa de producción de petróleo (GEM).

4.6.3 Simulador Numérico ECLIPSE 300

La Figura 4.25 muestra los resultados obtenidos en cuanto a la representación inicial de la saturación del petróleo (S_{oi}) en donde se puede observar una S_{oi} de 80%, correspondiente a la S_{oi} inicial experimental.

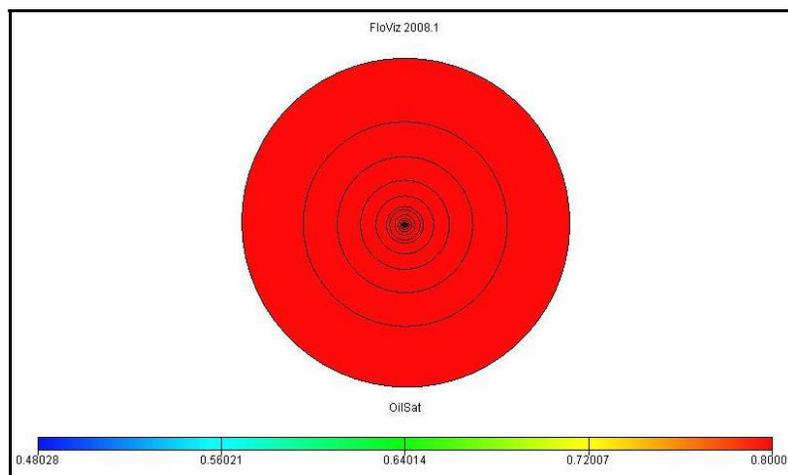


Figura 4.25. Saturación de Petróleo Inicial (Soi) (ECLIPSE 300)

4.6.3.1 Comportamiento de Producción con y sin Asfaltenos:

De la misma manera que en el simulador GEM se evaluó el proceso de agotamiento primario del yacimiento, con y sin asfaltenos, para estimar el efecto de la precipitación, floculación y depositación de los asfaltenos en la región cercana al pozo productor.

La Figura 4.26 muestra el comportamiento de la presión de fondo fluyente en función del tiempo durante el agotamiento primario. El modelo sin asfaltenos (línea negra) muestra una presión inicial de 12000 lpca la cual va disminuyendo a medida que transcurre el tiempo, hasta alcanzar el límite de presión de fondo de 4000 lpca a los 2400 días. Sin embargo, el modelo con asfaltenos (línea roja) muestra que la presión de fondo fluyente a partir de los 200 días alcanza 10200 lpca, fecha a la cual comienza a disminuir rápidamente hasta alcanzar el límite de presión de fondo a los 940 días. Se puede decir que la separación entre las dos curvas es debido a la precipitación de asfaltenos, pero este comportamiento no es representativo con la curva de solubilidad de asfaltenos, en cuanto a la presión de inicio de precipitación

(8500 lpca), es decir, no esta reproduciendo el comportamiento de los asfaltenos en función de la presión, mediante el análisis experimental de laboratorio (Tabla 3.1).

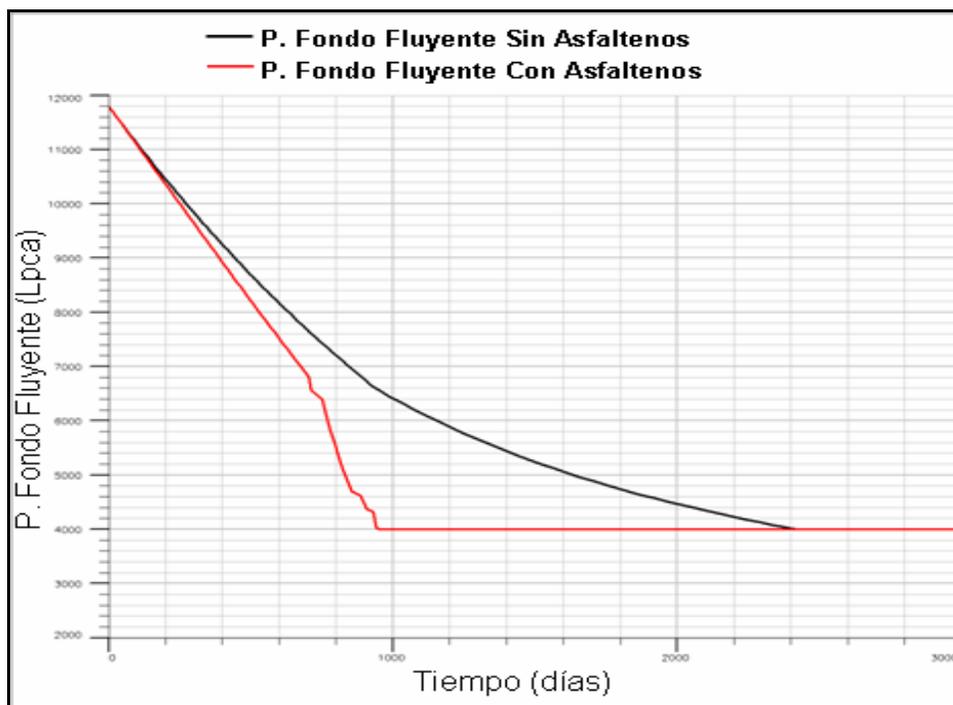


Figura 4.26. Presión de Fondo Fluyente vs. Tiempo (ECLIPSE 300).

La Figura 4.27 muestra el comportamiento de la tasa de producción de petróleo en función del tiempo para el simulador ECLIPSE 300, donde se puede observar que el modelo con asfaltenos tiene inicialmente un comportamiento similar al modelo sin asfaltenos hasta aproximadamente 400 días donde inicia la separación entre las dos tasas de producción de petróleo (con y sin asfaltenos), donde comienza a disminuir lentamente hasta los 800 días que se observa una caída drástica de la tasa de producción de petróleo rápidamente hasta alcanzar la mínima producción de 0 BN/D a los 1400 días.

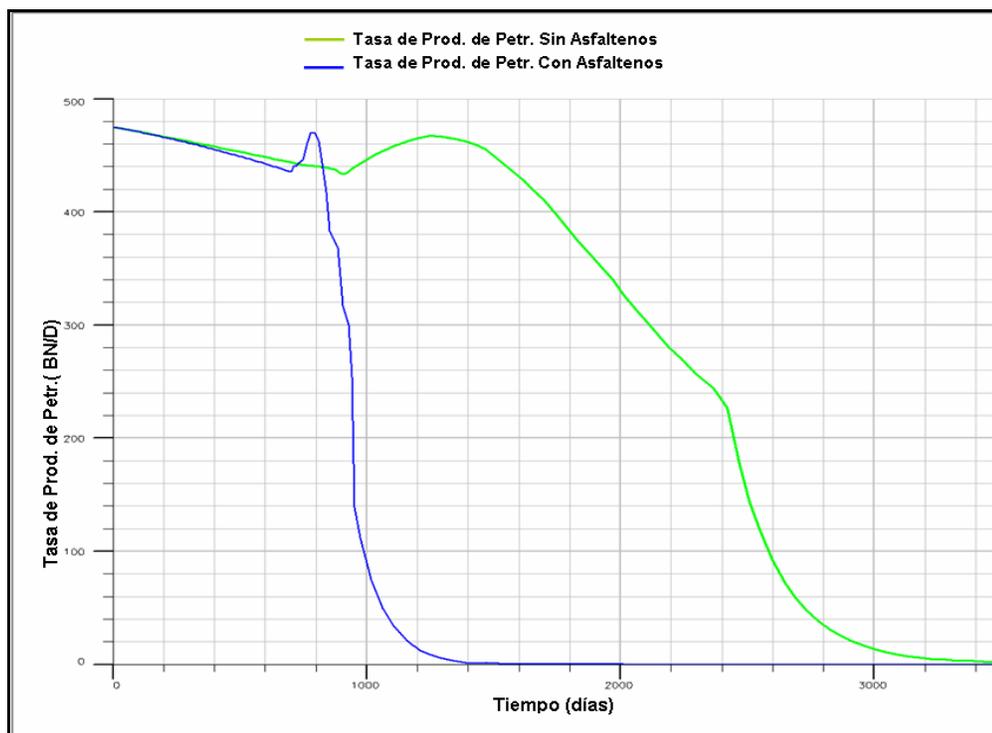


Figura 4.27. Comportamiento de Tasa de Producción de Petróleo vs Tiempo (ECLIPSE 300).

Mediante la Figura 4.28 se puede observar el comportamiento del petróleo acumulado con y sin asfaltenos en función del tiempo, donde se puede notar que en comparación al modelo sin asfaltenos (línea roja) el petróleo acumulado con asfaltenos (línea negra) a los 940 días a una presión de 4000 lpca (presión límite) alcanza 400000 MMBN manteniéndose constante hasta los 6000 días aproximadamente. La explicación de este comportamiento es debido a que a ese tiempo la presión alcanzó el límite de control de presión del pozo y de esta manera no se obtuvo más producción del mismo, producto de la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en la región cercana al pozo, reduciendo considerablemente el petróleo recuperado desde 1500000 hasta 420000 BN.

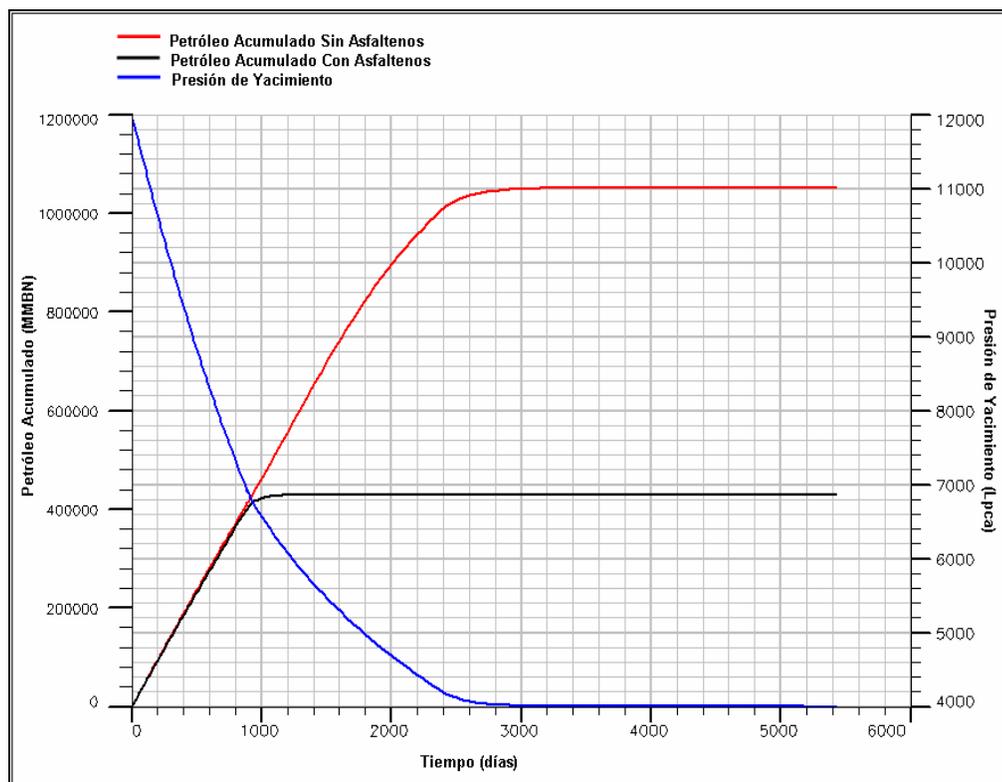


Figura 4.28. Petróleo Acumulado vs. Presión (ECLIPSE 300).

En la figura 4.29 se presenta la depositación de asfaltenos en función del tiempo y de la presión, observándose que no existe depositación de asfaltenos en la fecha inicial, si no hasta los 1100 días que comienza a observarse depositación de asfaltenos, fecha a la cual se puede observar que la presión del yacimiento ha alcanzado su límite de control, esto debido al mismo efecto de la depositación de asfaltenos. De la misma manera se observa como aumenta la depositación de asfaltenos a medida que transcurre el tiempo, esto por causas de los asfaltenos que aun se encontraban disueltos en el petróleo.

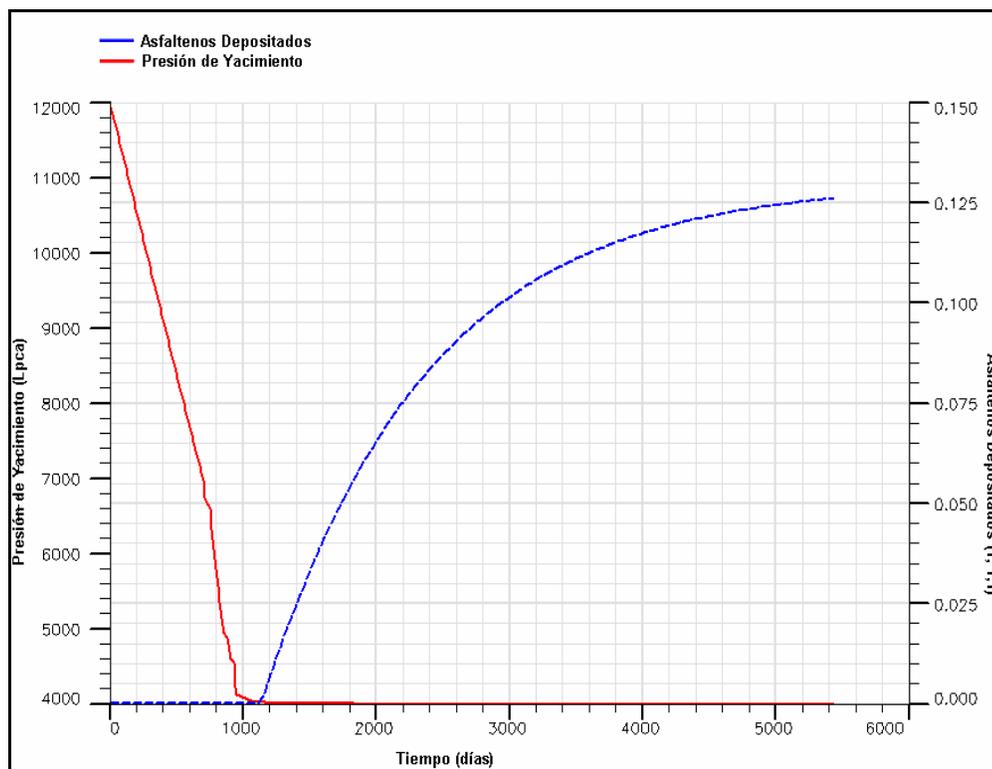


Figura 4.29 Efecto de la Depositación de Asfaltenos en la Productividad del pozo (ECLIPSE 300)

4.6.3.2 Sensibilidades del Coeficiente de Depositación Alfa (α):

Mediante las sensibilidades realizadas al coeficiente de depositación alfa (α) en el simulador ECLIPSE 300, se pudo observar que la variación del mismo, en comparación al simulador GEM, si tuvo efecto la productividad del pozo.

Las Figuras 4.30 y 4.31 muestran mediante las sensibilidades realizadas con el coeficiente de depositación alfa (α). El comportamiento de la tasa de producción de petróleo y el de la presión de fondo fluyente en función del tiempo, respectivamente, donde se puede observar como disminuye la productividad del pozo a medida que se aumenta el coeficiente alfa (α). En función a lo expuesto, se puede decir que el

aumento de este coeficiente alfa (α) tiene un gran impacto en la depositación de asfaltenos, ocasionando de esta manera una corta vida productiva del pozo.

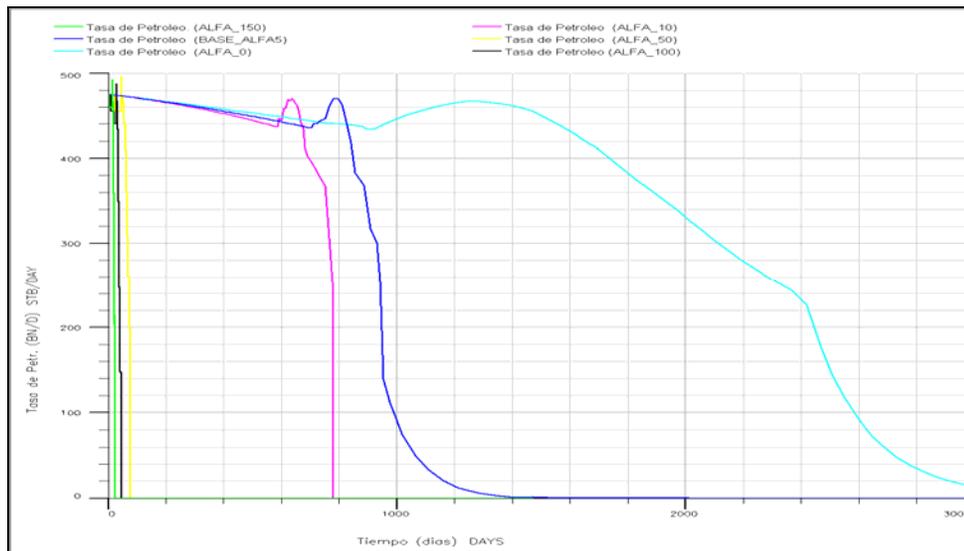


Figura 4.30. Efecto de ALFA en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).

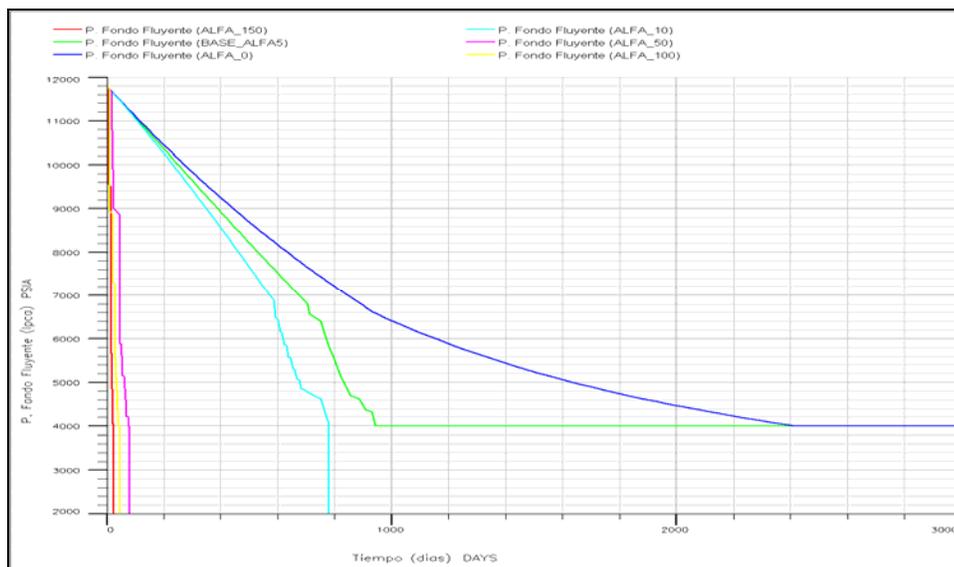


Figura 4.31. Efecto de ALFA en la presión de fondo fluyente (ECLIPSE 300).

4.6.3.3 Sensibilidades del Coeficiente de Arrastre Beta (β):

Al efectuar las sensibilidades al Coeficiente de Arrastre Beta (β) en el simulador ECLIPSE 300, al igual que en el simulador GEM tampoco se observó ningún efecto en la depositación de asfaltenos y a su vez en la tasa de producción de petróleo como se puede ver en la Figura 4.32. De la misma manera se observó la pequeña variación que produjo la sensibilidad realizada con el mayor Beta (β) obteniéndose una pequeña disminución en los asfaltenos acumulados a partir de la fecha donde comienza haber depositación de asfaltenos (1100 días) como lo muestra la Figura 4.33

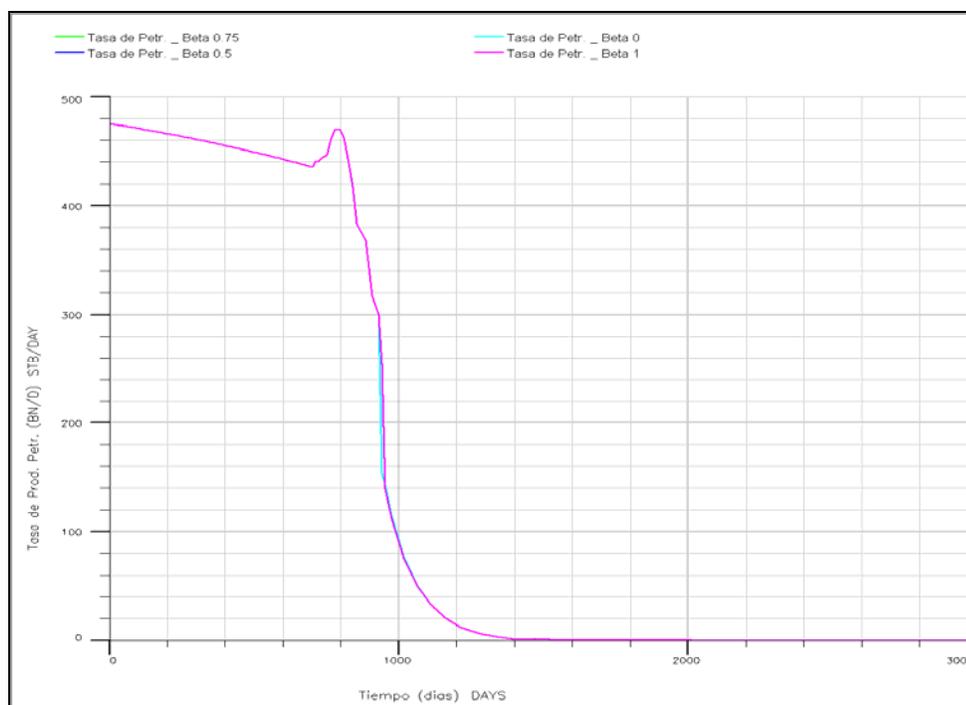


Figura 4.32. Efecto de BETA en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).

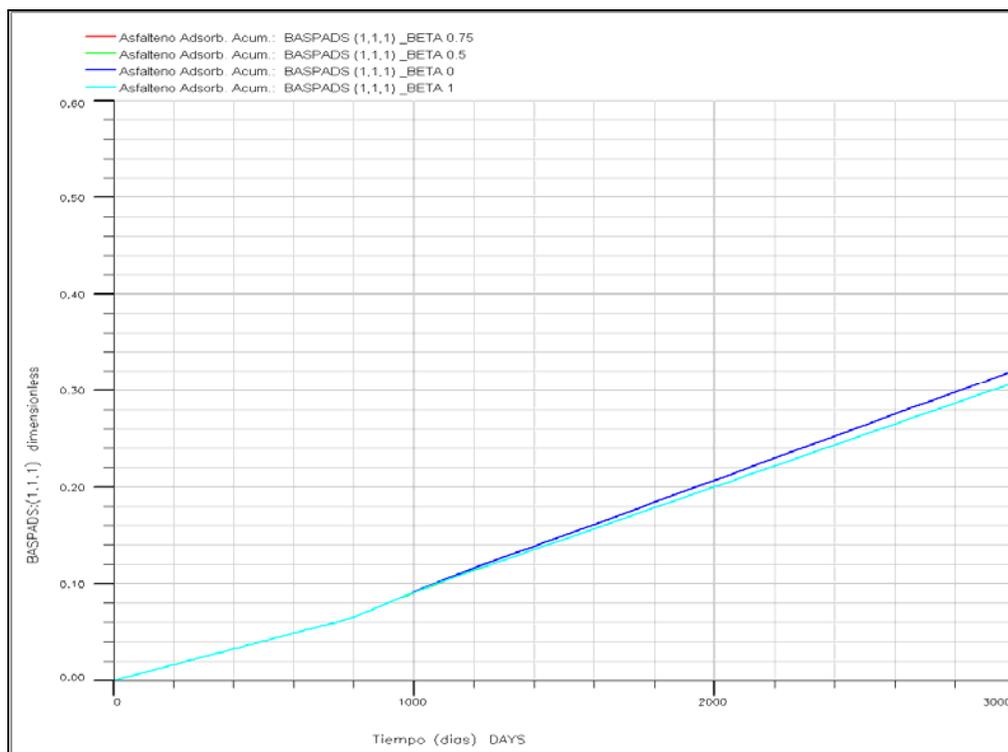


Figura 4.33. Efecto de BETA en los asfaltenos acumulados (ECLIPSE 300).

4.6.3.4 Sensibilidades del Coeficiente de Taponamiento Gamma (γ):

Una vez realizadas las sensibilidades al coeficiente de taponamiento Gamma (γ) se pudo observar mediante la Figura 4.34 que a mayor Gamma existe una acumulación de asfaltenos inmediata (Contradice la teoría, debería observarse mayor taponamiento a mayor gamma).

Al igual que las sensibilidades anteriores se pudo observar que la variación del Coeficiente de Taponamiento Gamma (γ) no generó ningún efecto en la productividad del pozo. Tal como se puede observar mediante la Figura 4.35.

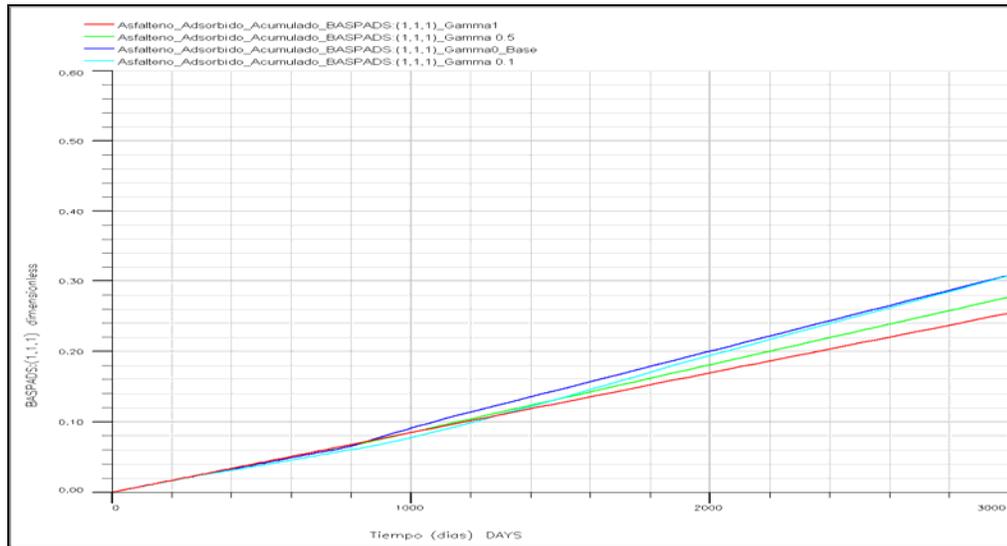


Figura 4.34. Efecto del coeficiente GAMMA en los asfaltenos acumulados (ECLIPSE 300).

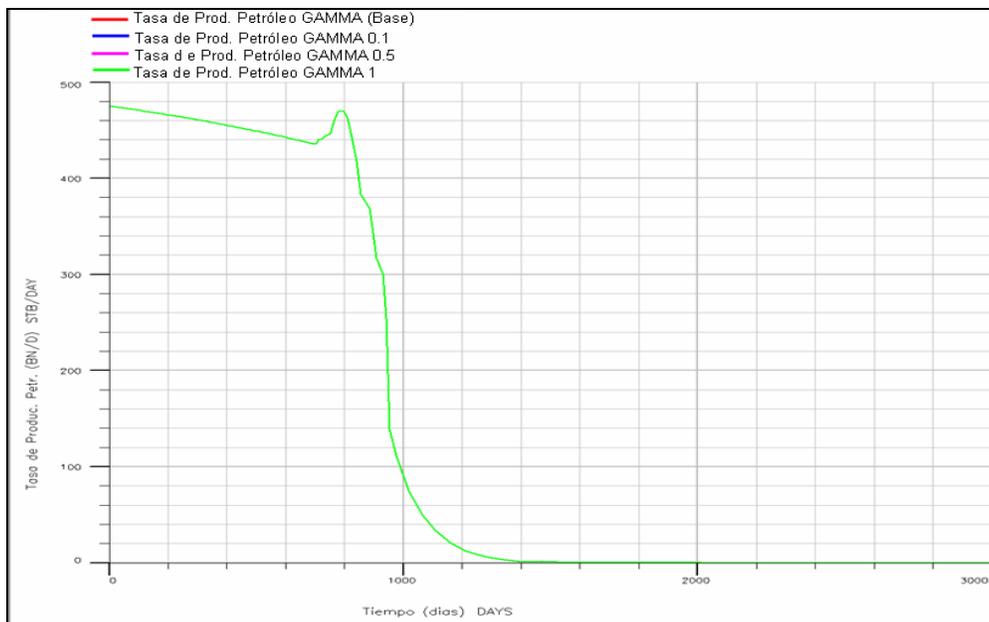


Figura 4.35. Efecto del coeficiente GAMMA en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).

4.6.3.5 Sensibilidad de Exponente de Reducción de Permeabilidad (δ)

Al realizar las sensibilidades al Exponente de Reducción de Permeabilidad (δ) en el simulador ECLIPSE 300 no se observó efecto alguno en los perfiles de producción del modelo numérico radial considerado en el presente estudio, como se puede apreciar en las siguientes figuras.

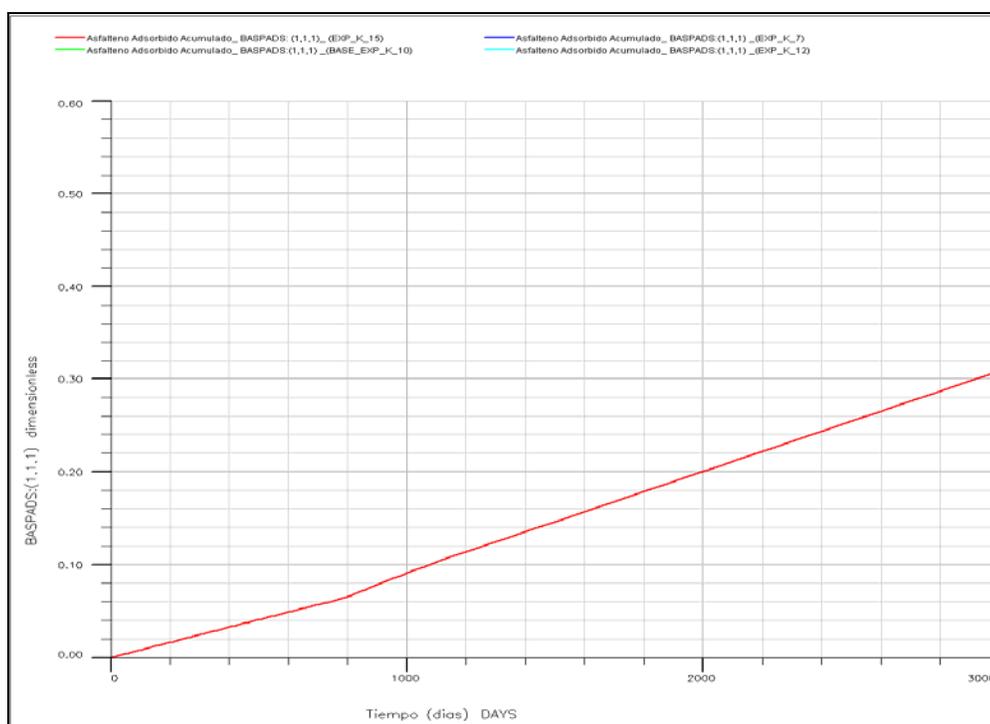


Figura 4.36. Efecto del Exponente de Reducción de Permeabilidad (δ) en los asfaltenos acumulados (ECLIPSE 300).

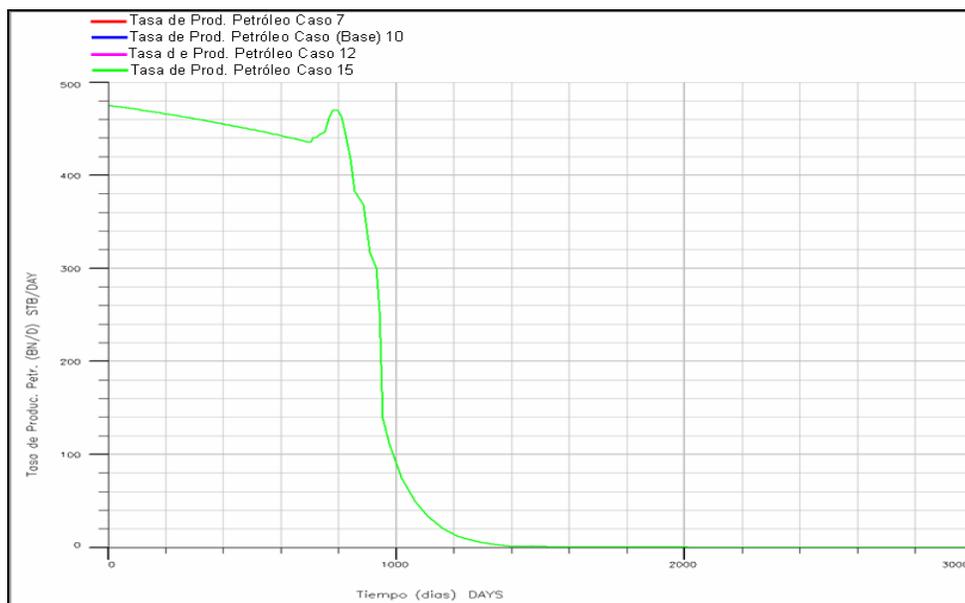


Figura 4.37. Efecto del Exponente de Reducción de Permeabilidad (δ) en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).

4.6.3.6 Sensibilidades de Tasa de Floculación

De igual manera al realizar las Sensibilidades a la de Tasa de Floculación tampoco se pudo observar ninguna variación en los perfiles de producción,. Figuras 5.36 y 5.37.

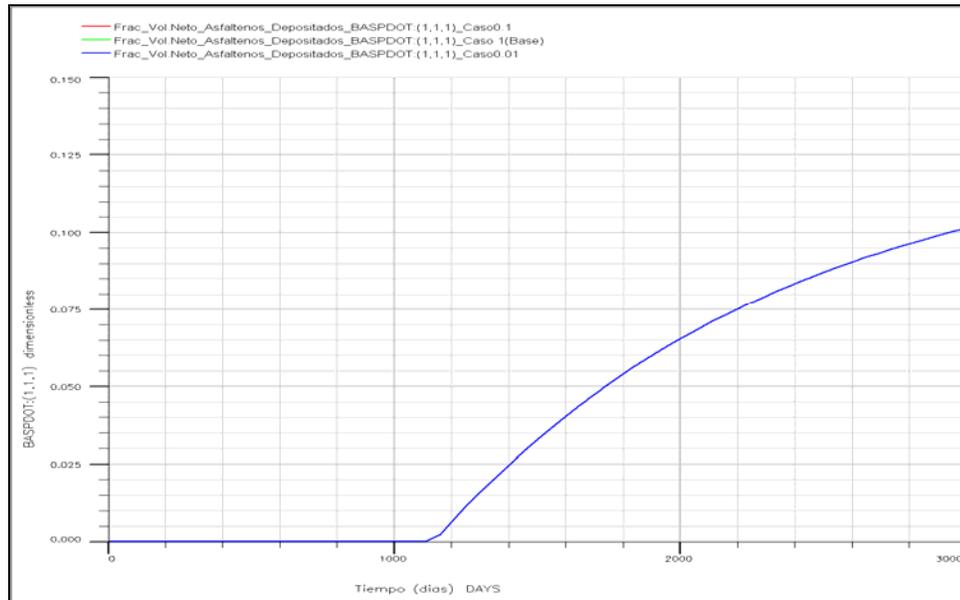


Figura 4.38. Efecto de la tasa de floculación en la depositación de Asfaltenos (ECLIPSE 300).

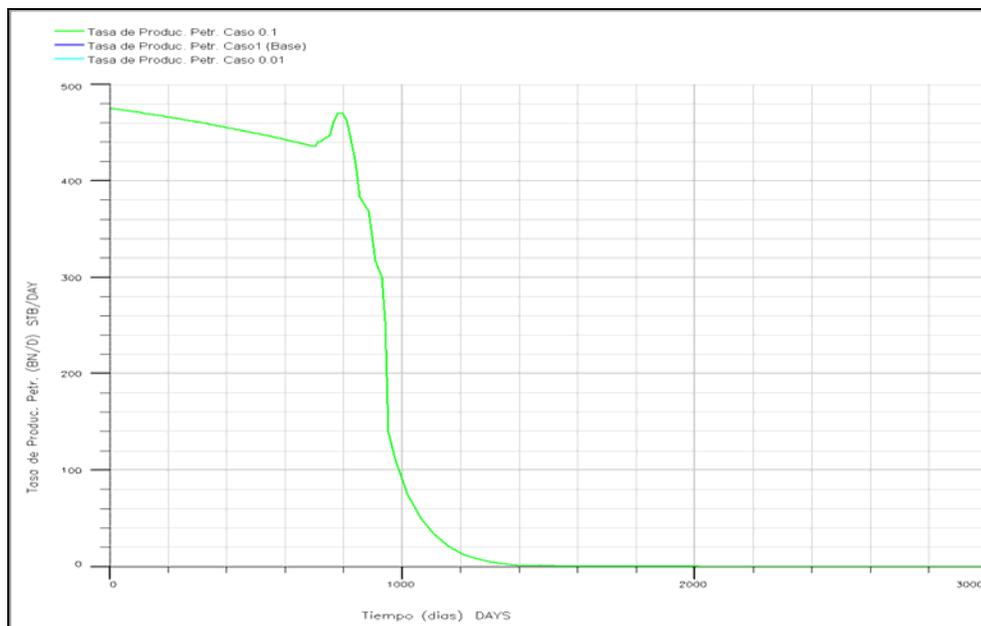


Figura 4.39. Efecto de la tasa de floculación en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).

4.6.3.7 Sensibilidades de Vcrit:

Adicionalmente, se realizaron sensibilidades de la velocidad crítica intersticial del petróleo, donde no se evidenció un impacto significativo de estas variables en los perfiles de producción, como se puede observar en las figuras 4.40 y 4.41.

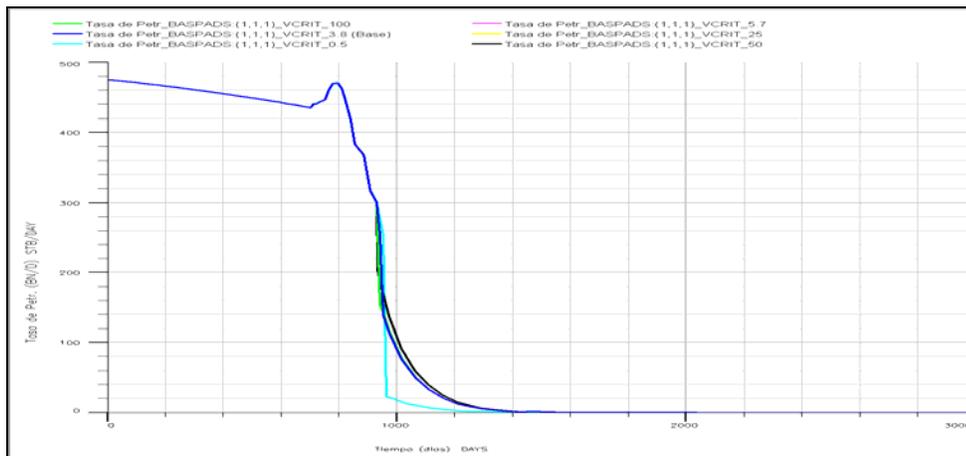


Figura 4.40. Efecto de Vcrit en la tasa de producción de petróleo (ECLIPSE 300).

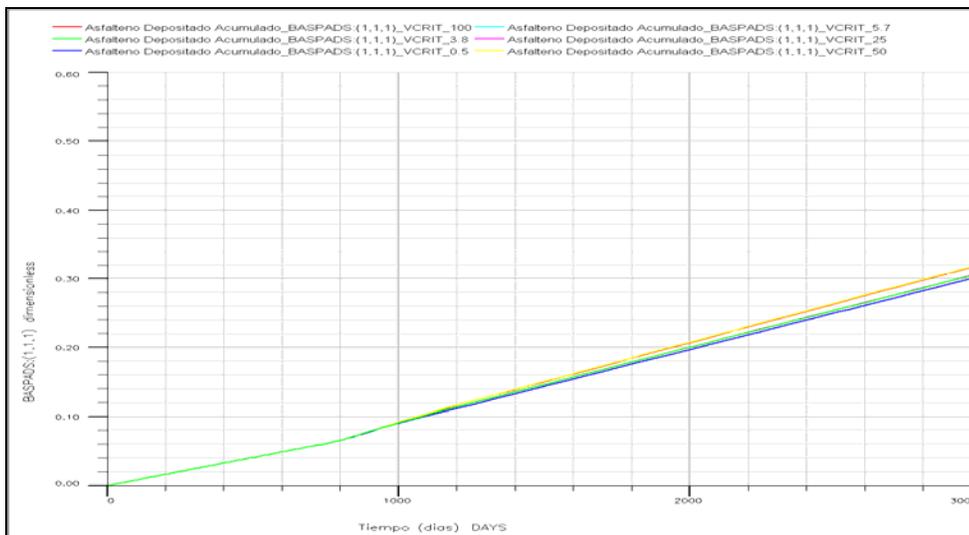


Figura 4.41 Efecto de Vcrit en los asfaltenos acumulados (ECLIPSE 300).

4.6.4 Simulador Numérico PUMAFLOW.

De la misma manera que en los simuladores anteriores se evaluó el proceso de agotamiento primario del yacimiento, con y sin el Modelo de asfaltenos representando un pozo productor. Mediante las siguientes figuras se puede observar el impacto de la depositación de asfaltenos en la productividad del pozo.

La Figura 4.42 muestra el comportamiento del agotamiento de la presión de fondo fluyente en función del tiempo, para los dos casos evaluados sin asfaltenos y con asfaltenos, representados con las líneas negra y roja, respectivamente. Se puede observar que la presión de fondo sin asfaltenos disminuye a medida que transcurre el tiempo hasta alcanzar el límite de presión de fondo 4000 lpca a los 2200 días. Sin embargo, la presión de fondo fluyente con asfaltenos a los 531 días alcanza una presión de 7900lpca y a esa misma fecha cae drásticamente la presión hasta alcanzar el límite de presión de fondo. El comportamiento obtenido en la figura antes mencionada tiene cierta representatividad en cuanto a la presión de inicio de precipitación de asfaltenos (8500 lpca). De igual manera se puede observar mediante la Figura 4.43 como la presión de yacimiento al alcanzar los 531 días se mantiene totalmente constante en 7900 lpca, hasta los 4000 días aproximadamente debido a que a esa fecha comienza haber depositacion de asfaltenos deteniendo de esta manera la productividad del pozo, como se puede observar mediante la Figura 4.44.

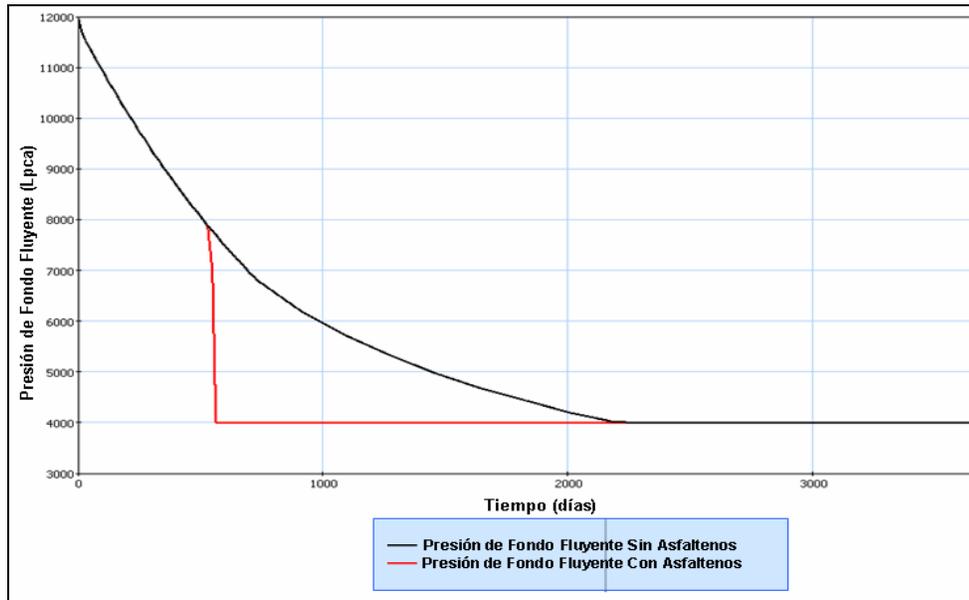


Figura 4.42. Presión de Fondo Fluyente vs. Tiempo (PUMAFLOW).

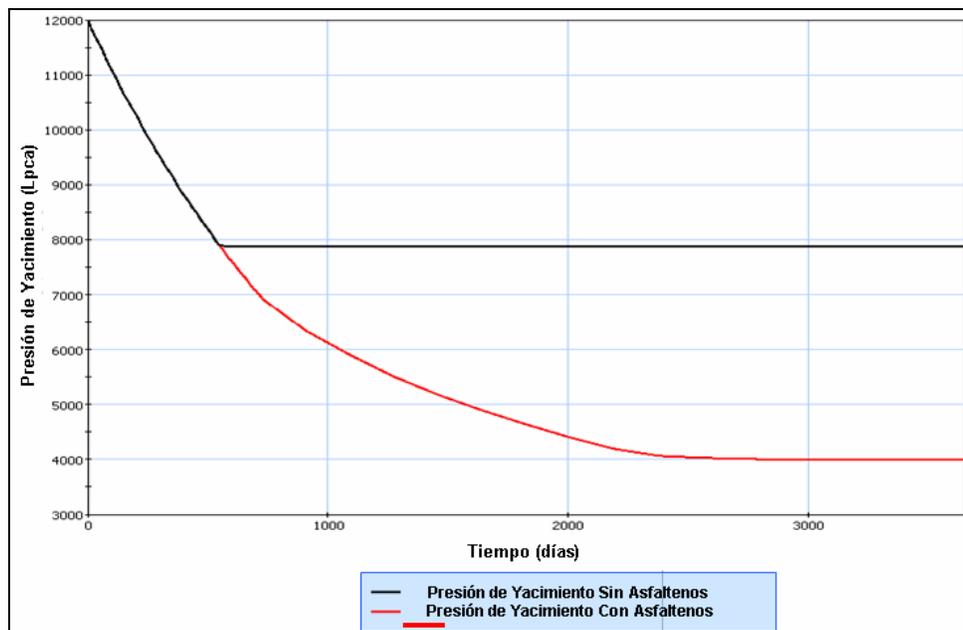


Figura 4.43. Presión de Yacimiento vs. Tiempo (PUMAFLOW).

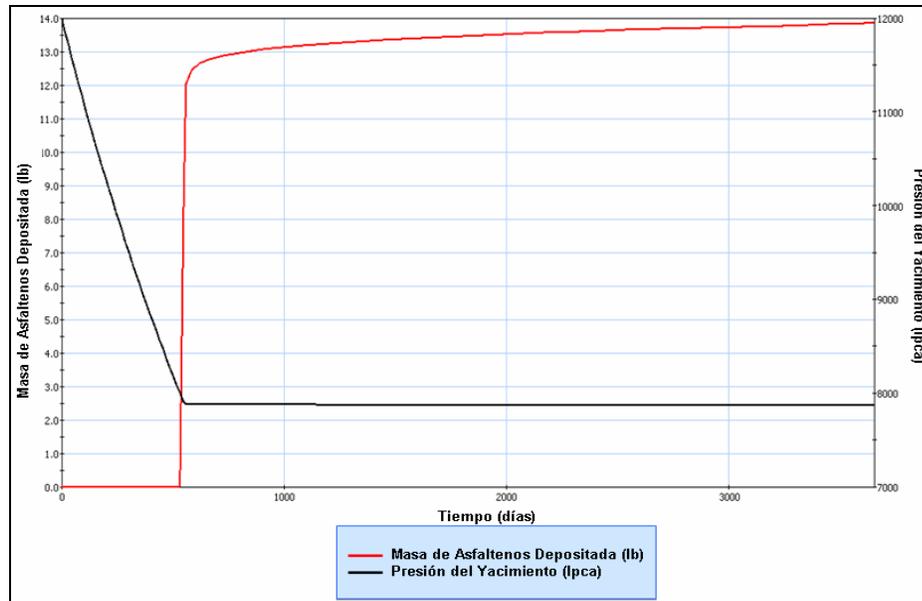


Figura 4.44. Deposición de Asfaltenos vs. Presión (PUMAFLOW).

De la misma manera se puede observar en la Figura 4.45 el comportamiento de la tasa de producción de petróleo con asfaltenos en función de tiempo, nótese que a los 531 días alcanza una tasa de petróleo 440 BN/D, la cual a ese mismo día cae drásticamente hasta 0 BN/D, esto debido a la deposición de asfaltenos y en su efecto por taponamiento de asfaltenos, lo cual explica el comportamiento de las siguientes graficas.

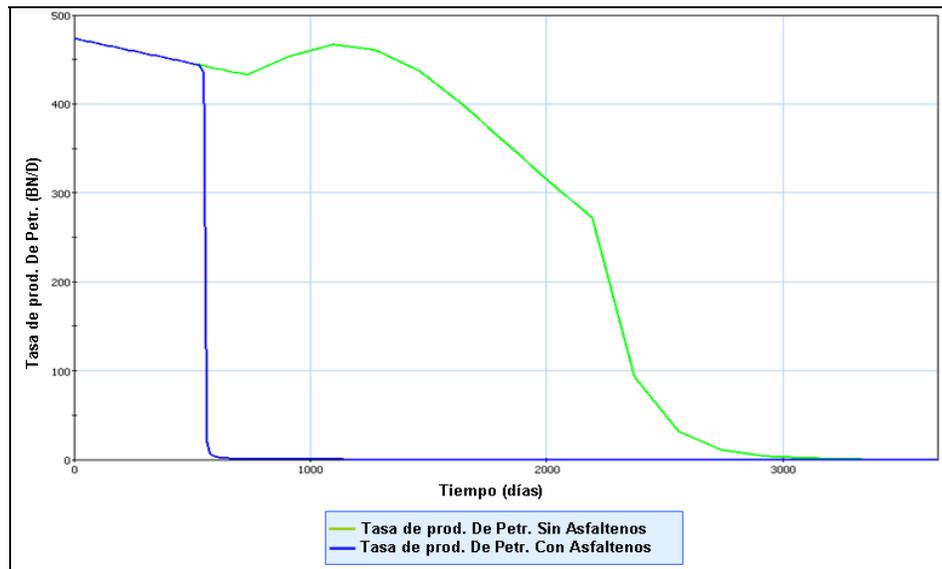


Figura 4.45. Comportamiento de Tasa de Producción de Petróleo vs Tiempo (PUMAFLOW).

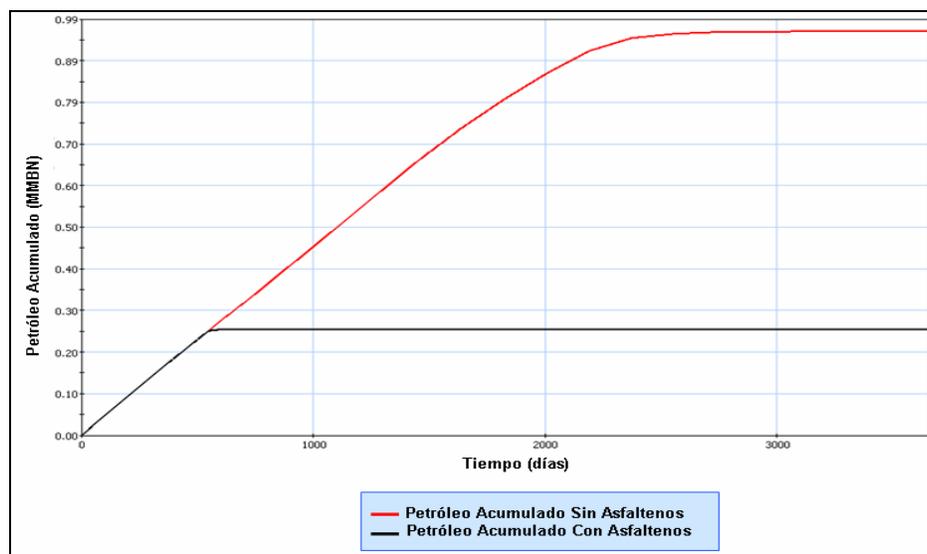


Figura 4.46. Efecto de la deposición de asfaltenos en el petróleo acumulado (PUMAFLOW).

La figura 4.46 muestra el comportamiento del petróleo acumulado en función del tiempo considerando o no el efecto de la precipitación de asfaltenos. Se puede

observar el efecto de la depositación de asfaltenos sobre la productividad del pozo, reduciendo considerablemente el petróleo recuperado desde aproximadamente 1000000 hasta 250000 BN.

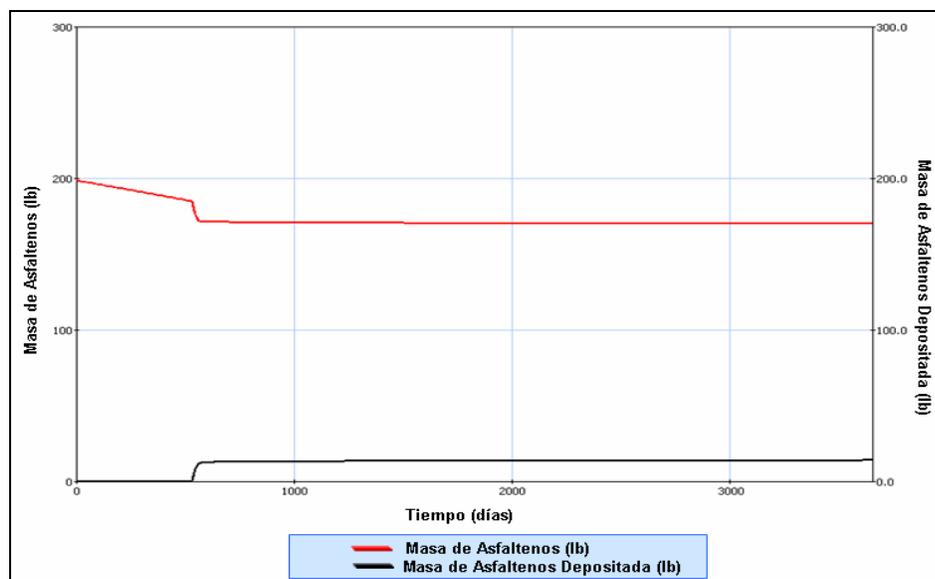


Figura 4.47. Masa de asfaltenos Acumulados y Depositados vs Tiempo (PUMAFLOW).

Mediante las gráficas mostradas con el simulador PUMAFLOW se puede decir que no observó depositación de asfaltenos en los primeros días de producción del pozo, si no hasta los 531 días de producción, a partir de esa fecha se observa un aumento lento de depositación de asfaltenos, debido a los asfaltenos que aun se encontraban en solución.

Durante la evaluación del modelo de depositación de asfaltenos en el modelo radial en el simulador PUMAFLOW se observó:

- A una presión mayor a 8500 lpca, no ocurre depositación de asfaltenos.
- Caída de la productividad del pozo a los 531 días, a una presión de 7900 lpc, debido al taponamiento por depositación de asfaltenos.

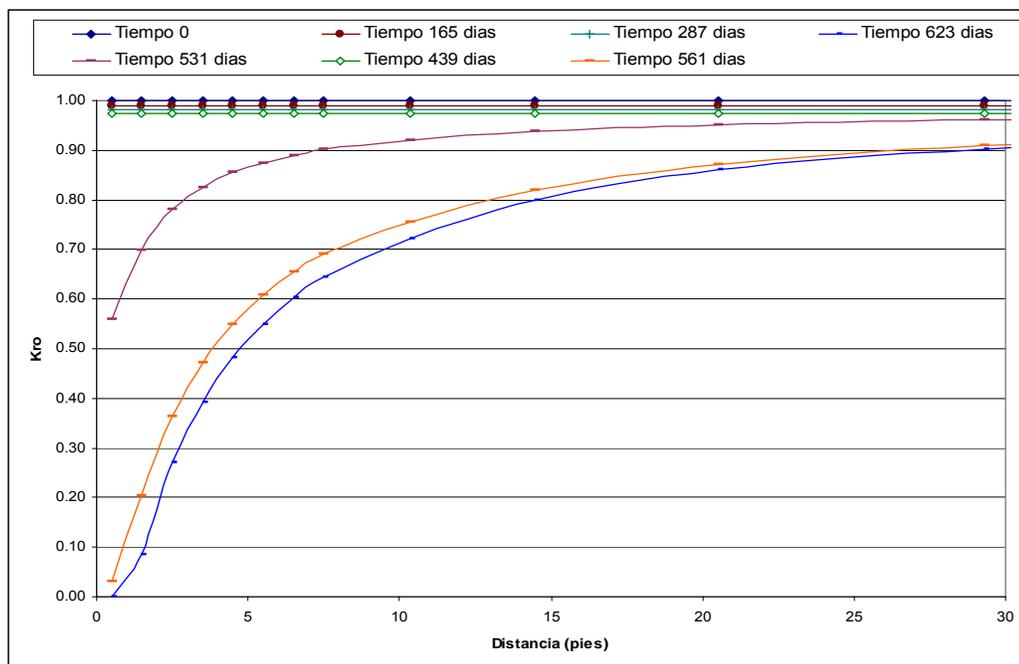


Figura 4.48. Reducción de la Kro en las Cercanías del Pozo (PUMAFLOW).

Basándose en los resultados anteriores se puede decir que la porosidad y permeabilidad disminuyen en el yacimiento como consecuencia de la depositación y taponamiento de los asfaltenos, ver figuras 4.48, 4.49 y 4.50. Las figuras antes mencionadas, permiten observar una reducción drástica de la permeabilidad relativa del petróleo (K_{ro}) en la región cercana al pozo productor a partir de los 531 días, fecha a la cual se reporta el inicio de la depositación de asfaltenos. Adicionalmente, se observa como continua disminuyendo a medida que transcurre el tiempo hasta los 623 días que alcanza una permeabilidad relativa del petróleo igual a cero, debido a los asfaltenos que se continuaban depositando causando de esa manera taponamiento en el medio poroso

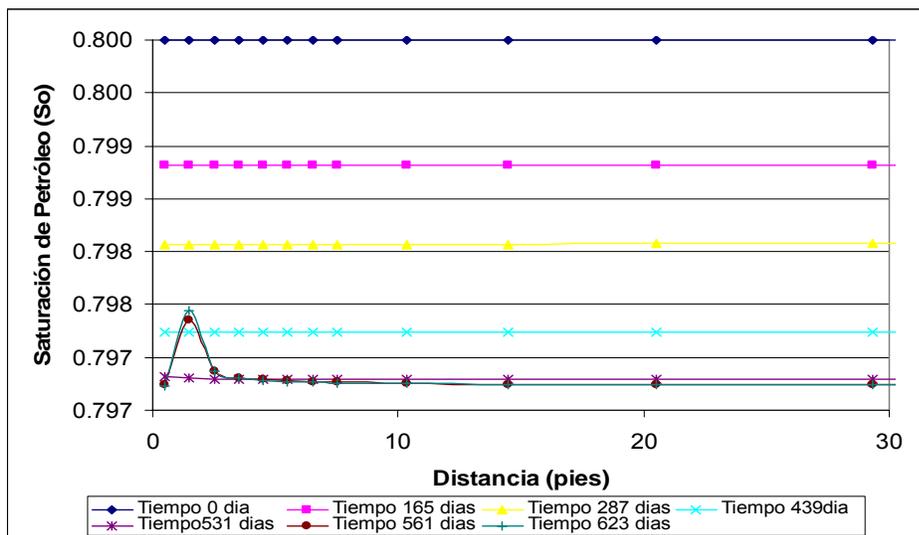


Figura 4.49. Reducción de (S_o) en las Cercanías del Pozo (PUMAFLOW).

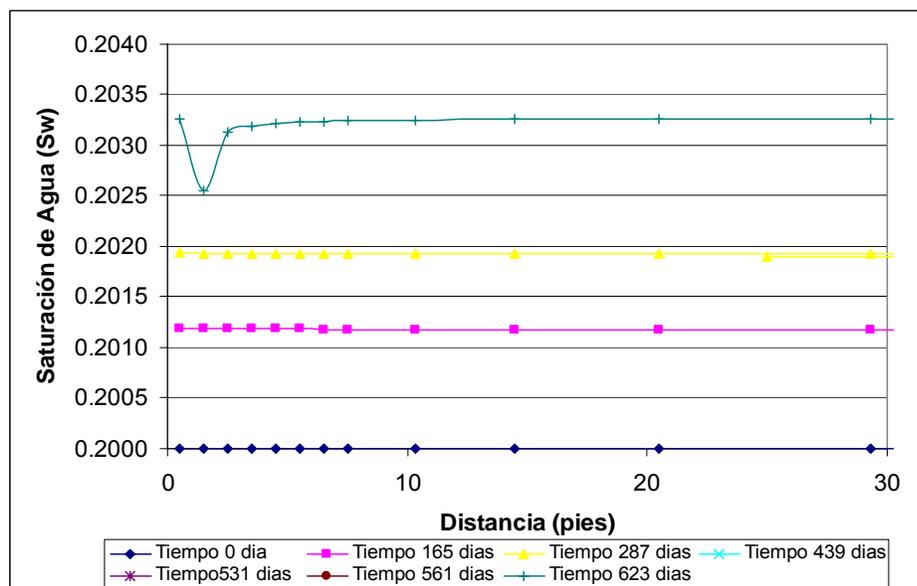


Figura 4.50. Reducción de (S_w) en las Cercanías del Pozo (PUMAFLOW).

4.6.4.1 Sensibilidades con los parámetros A y B de Kozeny-Carman

Mediante las sensibilidades realizadas a los coeficientes para el calculo de reducción de permeabilidad por depositación de asfaltenos de la ecuación de Kozeny-Carman

(Tabla 3.5), se puede observar en la Figura 4.51 que a menores coeficientes (a y b) se obtiene una mayor depositación de los asfaltenos, causando de esta manera mayor daño a la formación por reducción de la permeabilidad del medio poroso.

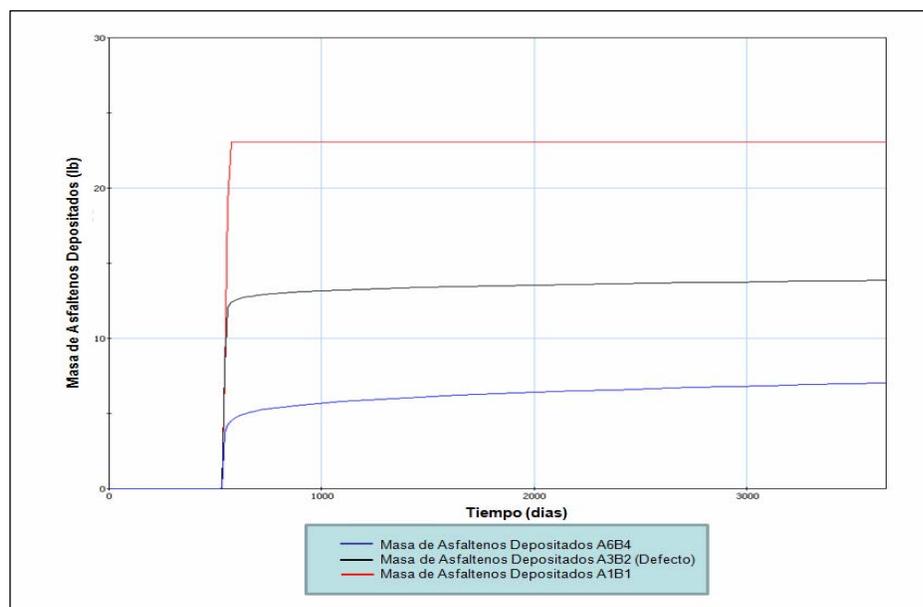


Figura 4.51. Efecto de los coeficientes de Reducción de Permeabilidad Relativa (a y b) en la depositación de Asfaltenos (PUMAFLOW).

4.6.5 Comparación de los Módulos de Asfaltenos Disponibles en los Simuladores Numéricos de Yacimientos en Función a los Resultados Obtenidos.

Como fue descrito en el capítulo anterior, una vez realizada la simulación numérica de yacimiento en cada simulador (GEM, ECLIPSE 300 y PUMAFLOW), se procedió a establecer comparaciones entre dichos simuladores.

La Tabla 4.12 muestra la comparación de los tiempos de cómputos obtenidos durante la simulación numérica de yacimiento, con los modelos radiales sin y con asfaltenos, evaluados en los simuladores ante mencionados; se puede observar en

dicha tabla como aumenta el tiempo de cómputo al considerar el componente asfaltenos

Tabla 4.12 Comparación de los Tiempos de Cómputos para los Modelos Numéricos Con y Sin Asfaltenos en los Diferentes Simuladores.

Simuladores	T/C (sg) Sin Asfaltenos	T/C (sg) Con Asfaltenos	% Aumento de Tiempo Cómputo
GEM	10.12	12.94	30
ECLIPSE 300	2.92	3.20	10
PUMAFLOW	58.234	93,203	60

La tabla 4.13 muestra la comparación para cada simulador en el tiempo en el cual inicio la precipitación de asfaltenos, obteniéndose diferentes presiones de precipitación y tiempos para cada simulador.

Tabla 4.13 Presión de Precipitación y Tiempo de Depositación para cada simulador.

Simuladores	Presión de Precipitación	Tiempo de Depositación
GEM	8500 lpca	500 días
ECLIPSE 300	10500 lpca	200 días
PUMAFLOW	7900 lpca	531 días

Mientras que la Tabla 4.14 muestra la comparación de los modelos matemáticos y filosofías consideradas en cada simulador para la evaluación del comportamiento termodinámico de los asfaltenos en la simulación numérica de yacimiento.

Tabla 4.14 Comparación entre los modelos y las filosofías consideradas para cada simulador de yacimiento.

Parámetros Evaluados	GEM	ECLIPSE 300	PUMAFLOW
Ajuste de EDE (equilibrio líquido-vapor-sólido)	Se realiza en Winprop	Se realiza en PVTi	No tiene disponible una herramienta de cotejos de experimentos PVT. Se realiza migración de EDE de PVTi
Modelo de precipitación	Ecuación de Fugacidad (Lewis 1923) $\frac{P_i}{P} = \frac{f_i}{f_i^0}$	Utiliza directamente la curva de solubilidad de asfaltenos vs Presión en el archivo de simulación numérica.	Utiliza directamente la curva de solubilidad de asfaltenos vs Presión en el archivo de simulación numérica.
Modelo de floculación	$r = k_1 C_0 - k_2 C_0^2$	$R_B = \frac{dC_0}{dt} = -k_1 C_0 + k_2 C_0^2$	Considera que toda a cantidad de asfaltenos que precipitan va a flocular
Modelo de Depositación	$\frac{V_{SL}^{PH} - V_{SL}^{LH}}{A} - \alpha C_{SL}^{PH} \phi^{PH} + \beta C_{SL}^{PH} (V_{SL} - V_{SL}^{LH}) - \gamma \rho C_{SL}^{PH} = 0$	$\frac{\partial \xi}{\partial t} = \frac{\alpha}{d} \phi C_0 + \gamma F_0 C_0 - A(U_{01} - U_{01}^+) \xi$	El depósito de asfaltenos es evaluado mediante la Ecuación de Conservación de Masa y la masa máxima considerando la curva de solubilidad de asfaltenos
Representación de Daño	$R = \frac{k_0}{k} \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^p$	$\frac{K}{K_0} = \left(1 - \frac{\varepsilon}{\phi} \right)^\delta$	Ecuación de Kozeny-Carman $\frac{K_{new}}{K_0} = \left(\frac{\phi_{new}}{\phi} \right)^p \left(\frac{1-\phi}{1-\phi_{new}} \right)^p$

CONCLUSIONES

1. Durante la evaluación del presente estudio en los simuladores numéricos de yacimiento Gem, Eclipse 300 y PumaFlow, se pudo observar que solo el simulador Gem permite evaluar los fenómenos de precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en la región cercana al pozo productor, con cierto grado de representatividad respecto a los datos experimentales de la curva de solubilidad de asfaltenos.

2. La representatividad de la muestra de fluido y consistencia interna del análisis PVT seleccionado para el presente trabajo, se determinó en un estudio previo para el área en estudio.

3. Se logró calibrar la EDE sin asfaltenos con un total de ocho pseudocomponentes, con un porcentaje de error menor al 5 % en todos los experimentos del análisis PVT seleccionado, tanto en WinProp como en PVTi.

4. El componente asfalteno fue caracterizado por la división de la última fracción perteneciente a la subdivisión de la fracción pesada C7+.

5. Se logró obtener un ajuste representativo de la EDE con asfaltenos para la representación del equilibrio líquido-vapor-sólido, con porcentajes menores al 5% en los experimentos del análisis PVT, tanto en WinProp como en PVTi.

6. Se observó mediante la simulación numérica de yacimiento en los tres simuladores, que el modelo numérico radial conceptual con asfaltenos con un total de celdas (25,1,1) en X,Y y Z, respectivamente, del simulador Gem, es el que simula los

fenómenos de la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en la región cercana al pozo productor.

7. Al establecer la comparación de los módulos de asfaltenos disponibles en los simuladores numéricos de yacimientos: Gem, Eclipse 300 y PumaFlow, se demostró que consideran diferentes ecuaciones y filosofía para la evaluación del comportamiento termodinámico de los asfaltenos.

8. No se observó ningún efecto o impacto en los perfiles de producción al realizar las sensibilidades en el modelo de depositación de asfaltenos, en los simuladores numéricos Gem y Eclipse 300.

9. El simulador ECLIPSE300 no reprodujo los datos experimentales de la curva de solubilidad de asfaltenos, es decir, se observó precipitación de asfaltenos a presiones mayores que la presión inicio de precipitación de asfaltenos experimental.

10. Los simuladores GEM y PUMAFLOW reprodujeron el efecto de la depositación de los asfaltenos aproximadamente a la presión de inicio de precipitación (8500 lpca). Se asume que el asfalteno precipitado, flocula y se deposita, sin evidencias de reversibilidad del proceso.

RECOMENDACIONES

- Realizar estudios de pruebas de desplazamiento en núcleo que permitan calibrar los efectos de reducción de permeabilidad producto de la depositación de asfaltenos en medio poroso.
- Evaluar diferentes ecuaciones de estado para la reproducción de las propiedades del fluido.
- A las condiciones del presente estudio, se sugiere utilizar una menor tasa de producción de petróleo que permita obtener una caída de presión más suavizada y evaluar los efectos de redisolución del asfaltano precipitado.
- Simular Modelos Numéricos con datos reales de producción, para obtener mejor representatividad del comportamiento termodinámico de los asfaltenos en los perfiles de producción.
- Estudiar detalladamente el comportamiento de la curva de producción de petróleo (sin asfaltenos) cerca de la presión de burbujeo.

BIBLIOGRAFIA

[1] YI, T., FADILI, A., IBRAHIM, M. “Modeling the Effect of Asphaltene on the Development of the Marrat Field”, paper SPE 120988. (2009)

[2] REYADH A. ALMEHAIDEB, “Asphaltene Precipitation and Deposition in the Near Wellbore Region: A Modeling Approach.” (2004)

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

[4] ROJAS, G. “Ingeniería de Yacimientos de Gas Condesado”. Puerto La Cruz (2003).

[5] UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Asfaltenos, Composición, Agregación, Precipitación. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. (2006).

[6] ALAYON, M., “Asfaltenos Ocurrencia y Flocculación” Lab de Formulación, Interfaces Reología y Procesos, ULA, Mérida (2004).

[7] AKBARZADEH, K.; HAMMAMI, A.; KHARRAT, A.; ZHANG, D. *et al.* “Los Asfaltenos: Problemáticos Pero Ricos en Potencial”. Oilfield Review, Schlumberger, Otoño (2007).

[8] ACOSTA, R. “Propiedades de los Hidrocarburos”. Universidad De Oriente, Escuela De Ingeniería De Petróleo.

[9] RODRÍGUEZ, F, LÓPEZ L, “Modelo Termodinámico Campos El Carito, Mulata y Santa Barbara”, Informe Técnico, PDVSA EP Puerto La Cruz, (2004).

[10] BASTOS, E. “Simulación Numérica de Yacimiento” Universidad De Oriente, Escuela De Ingeniería De Petróleo.

[11] RODRÍGUEZ, F., “Metodología para la generación de modelo termodinámico líquido-vapor de complejas columnas de hidrocarburos en yacimientos del norte de Monagas” Informe Técnico, PDVSA, Puerto la cruz (2007).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	Simulación de los Fenómenos de Precipitación, Floculación y Depositación de Asfaltenos en la Región Cercana al Pozo Productor, Aplicado a un Yacimiento del Área Norte de Monagas
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Campos Fuentes Marianjuly del Carmen	CVLAC: V- 17.673.210 E MAIL: camposmdx@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

ASFALTENOS

PRECIPITACIÓN

FLOCULACIÓN

DEPOSITACIÓN

SIMULACIÓN

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente estudio tiene como objetivo fundamental la simulación numérica de los fenómenos de precipitación, floculación y deposición de asfaltenos en la región cercana a un pozo productor, empleando muestras de fluidos representativas de un yacimiento perteneciente al Área Norte de Monagas. La metodología aplicada para el desarrollo de este proyecto consistió en la selección de un análisis PVT representativo del comportamiento termodinámico de fluidos del área en estudio, dicho análisis fue considerado para el ajuste de la Ecuación de Estado (EDE) Peng Robinson tres parámetros. Para la consideración del componente asfaltenos en la EDE, se realizó la caracterización de este componente mediante la división de la última fracción, en una fase precipitante y otra no precipitante. Para la simulación numérica de la precipitación, floculación y deposición de asfaltenos en la región cercana a un pozo productor, se construyó un modelo de numérico radial los simuladores GEM, ECLIPSE 300 y PUMAFLOW. Dentro de los resultados más importantes en el presente estudio se puede resaltar que se logró un ajuste representativo de la EDE con y sin asfaltenos, de igual manera se pudo observar que los simuladores GEM y PUMAFLOW reprodujeron el efecto de la deposición de los asfaltenos, aproximadamente a la presión de inicio de precipitación 8500 lpca experimental. Sin embargo, los resultados generados con el simulador ECLIPSE 300 no muestran correspondencia respecto a los datos experimentales de la curva de solubilidad de asfaltenos. Se recomienda simular modelos numéricos con datos reales de producción, para obtener una mejor representatividad del comportamiento termodinámico de los asfaltenos y su impacto en los perfiles de producción.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
RODRÍGUEZ, JOSÉ	AS	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 9.275.225			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
RODRÍGUEZ, FERNANCELYS	JU	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 13.294.889			
	E_MAIL	rodriguezfal@pdvsa.com			
	E_MAIL				
PATIÑO, RAÍDA	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 11.833.699			
	E_MAIL	raydapatino@gmail.com			
	E_MAIL				
GONZÁLEZ, TANIA	JU	CA	AS X	TU	JU X
	CVLAC:	V- 13.565.661			
	E_MAIL	taniavicgc@hotmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	04	14
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Simulación de los Fenómenos de Precipitación, Floculación y Depositación de Asfaltenos en la Región Cercana al Pozo Productor.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N O P
Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Campos Fuentes Marianjuly del Carmen

TUTOR

Ing. José Rodríguez

JURADO

Ing. Rayda Patiño

JURADO

Ing. Tania González

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño