

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **MODELAJE DE CRUDOS ESPUMANTES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO PESADO**

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo  
por los bachilleres:  
Labrador M., Eduardo E.  
Peñaloza M., Ciro A.

Caracas, Junio 2004

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **MODELAJE DE CRUDOS ESPUMANTES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO PESADO**

TUTOR ACADÉMICO: MSc. Pedro Vaca González

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Sujit Kumar

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo  
por los bachilleres:  
Labrador M., Eduardo E.  
Peñaloza M., Ciro A.

Caracas, Junio 2004

Caracas, Junio 2004

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Eduardo E. Labrador M. y Ciro A. Peñaloza M., titulado:

**MODELAJE DE CRUDOS ESPUMANTES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO  
PESADO**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO, con una calificación de VEINTE (20) puntos.

---

Prof. María Esther Hernández  
Jurado

---

Prof. Freddy Paz  
Jurado

---

Prof. Pedro Vaca G.  
Tutor Académico

## AGRADECIMIENTOS

Primero que todo a **Dios y al Santo Cristo de la Grita** porque siempre me han concedido todo lo que les he pedido y me iluminaron durante los momentos más difíciles de mi carrera.

A **mis padres y a mis hermanos**, por haberme apoyado en todo momento durante cada instante de mi vida en todo lo que he hecho, en especial a mi mamá y a mi papá porque siempre han estado conmigo en las buenas y en las malas cuidándome, queriéndome y apoyándome y por lo tanto mis logros siempre van a ser sus logros, los quiero mucho a todos.

Al **Profesor Pedro Vaca González** por su gran apoyo, paciencia y dedicación prestada para la realización de este trabajo, en verdad le voy a estar eternamente agradecido por toda su ayuda.

A **Ana Valbuena** porque sin ti no habría sido posible la realización de este trabajo, en general gracias por siempre estar pendiente de nosotros y de cómo iban saliendo todas las cosas durante la realización de este trabajo especial de grado.

A **Sujit Kumar** por todos los conocimientos compartidos, por tu apoyo, por tu ayuda en todas las dudas, por tu paciencia y por el tiempo que dedicaste a que este trabajo se pudiera realizar.

A **Carlos Emilio, Alejandro, Claudia y Graciela Ramos** entre otros, quienes nos ayudaron y nos apoyaron durante nuestra permanencia en Schlumberger GeoQuest.

Al **Profesor Martín Essinfeld**, por su apoyo y por siempre tener esa disposición para ayudarme.

A mi compañero **Ciro Peñaloza**, sin sus ganas de trabajar hubiese sido imposible la finalización de este trabajo especial de grado.

A la **Universidad Central de Venezuela** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleo** por haberme dado la oportunidad de formarme como profesional.

A todos los amigos de la escuela de petróleo y muy en especial a **Vladimir, Jennifer, María Isabel y Luz** que han sido lo máximo para mí y han estado conmigo en los momentos más difíciles.

A mis grandes amigos **María Antonieta, Eduin y Juan** que me han enseñado el verdadero valor de la palabra amistad, de verdad son muy especiales para mí.

**Eduardo E. Labrador. M**

## AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a **Dios** por darme la oportunidad de estar vivo, por darme la dicha de pertenecer a una gran familia y de guiarme a ser lo que soy hoy en día.

A mis **Padres y Abuelos**, a mi papá por darme su amor, saberme comprender e incentivarme a lograr todo lo que he logrado. A mi mamá por ser como es porque es una persona demasiado especial. A mis abuelos por ser tan incondicionales conmigo, los amo a todos.

A mis **tíos Luisa, Chinchorro y Pito y mi hermano Frank**, por darme su apoyo tan incondicional, aunque no estén hoy en día en este mundo, pero sé que ellos siempre están allí dándome todo su apoyo.

A mis **hermanos** por quererme y brindarme su apoyo cuando los he necesitado.

A mis **Padrinos** por ser como unos segundos padres para mí y quererme como un hijo más.

**Al resto de mi familia** por quererme tanto y por todos los momentos que hemos pasado juntos.

Le agradezco a la **Universidad Central de Venezuela y sus profesores** por darme la educación y la preparación necesaria para progresar en la vida.

Le agradezco al profesor **Pedro Vaca** por haber confiado en nosotros para la elaboración de este trabajo, por habernos extendido la mano y ayudarnos incondicionalmente.

A **Sujit Kumar** por toda la colaboración prestada, conocimientos aportados, por el tiempo que nos brindó y ayudarnos en la realización de este trabajo.

A **Ana Valbuena** por ayudarnos incondicionalmente, por estar presente, aunque sea desde Paris.

A **Claudia Parada, Graciela Ramos** y demás personas del personal de Schumberger - Geoquest por todo su apoyo y ayuda brindada durante la permanencia en las oficinas de la compañía.

A **Eduardo Labrador** que es mi compañero de tesis ya que me supo tolerar, por su amistad y por su apoyo pudimos culminar exitosamente este trabajo.

A mis amigos de Puerto Carreño, **Diego, Alberto, Campos, Luisa, Jenny, Marcela** que siempre estuvieron pendiente de mi tesis y dispuestos a tenderme la mano cuando lo necesitara, por esa amistad tan incondicional y por tantos años de amistad.

A **Alejandro, Carlos Emilio, las Ana (Isabel y Maria), Ulcera (Alonso), Annalyn, Angel, Annalice, Barbara, los Cesar (Gutierrez y Pacheco), Luisa, al gallo (Doani), David, Douglas, Luz, a las M@ Gabriela (Nass, Rodríguez), a los Juan Carlos (el portu, Carratú y Pacheco), Nai-Ling, los Javier (Jaiba y Rodriguez), Turrón (Gabriel), Ricardo, el Niño (Ronald), Valdivia, Dryonis, la Flaca (Gabriela), Harrysong, Ines, Jaca (Jesús), Jennifer, las M@ (Isabel y Claret), Johanna, Chino (José Eduardo), Ciliberto (Alejandro), Katherine, Len, Leo (Leonardo), Nico (Nicolas), Rair, Ray, Robert, el Maracucho (Fernando), Tatiana, Sofia, Toño (Antonio), Yeki, Yessica** amigos que de una u otra forma me ayudaron a lo largo de estos años que he estado dentro de la universidad.

A todos ellos Muchas Gracias...

**Ciro Peñaloza**

Labrador M., Eduardo E.  
Peñaloza M., Ciro A.

## **MODELAJE DE CRUDOS ESPUMANTES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO PESADO**

**Tutor académico: MSc. Pedro Vaca. Tutor industrial: Ing. Sujit Kumar**  
**Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de**  
**Petróleo. Año 2004, 129p.**

**Palabras Claves:** Viscosidad, Formulaciones. - **Oraciones Claves:** Crudos espumantes, simulador ECLIPSE, Relación gas petróleo, Reacciones Químicas, Constante de Tasa de Reacción.

**Resumen:** Los simuladores numéricos son una herramienta que se utiliza en gran medida actualmente por las diversas empresas petroleras en todo el mundo porque permiten modelar numéricamente el comportamiento real de un yacimiento para establecer estrategias de explotación, entre otras cosas. ECLIPSE es un simulador numérico desarrollado por la empresa Schlumberger – Geoquest.

Este simulador consta de dos simuladores separados: ECLIPSE 100, especializado en modelaje de petróleo negro, y ECLIPSE 300, especializado en modelaje composicional y por medio de éste se tiene acceso al simulador térmico.

Dentro del simulador térmico se desarrolla este Trabajo Especial de Grado, el cual tiene como objetivo principal evaluar las diferentes formulaciones que tiene el simulador numérico ECLIPSE para modelar crudos espumantes. Se trata de unos crudos que tienen la peculiaridad de atrapar el gas liberado de solución y mantenerlo dentro de la fase petróleo a presiones inferiores a la de burbujeo por cierto tiempo, debido a características específicas del crudo y a la forma que es explotado el mismo.

Para probar estas formulaciones se elaboró una metodología basada en dos modelos distintos, uno sintético donde se realizó una serie de sensibilidades para determinar las variables que más afectaban a las formulaciones; y un modelo real en el cual se evalúan las diferencias que se presentan al simular un mismo yacimiento a través de un modelo convencional y un modelo “foamy oil”. Esto arrojó como conclusión que los tres modelos de “foamy oil” incluidos en ECLIPSE generan resultados característicos del fenómeno de crudos espumantes, pero el que mejor representa el fenómeno como tal es el de tres componentes de gas.



ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS ..... III

ÍNDICE DE FIGURAS .....IV

INTRODUCCIÓN ..... 1

**CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....3**

**1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS..... 4**

1.1 CRUDOS ESPUMANTES..... 4

1.1.1 Descripción del fenómeno..... 4

1.1.1.1 Desarrollo de las burbujas.....7

1.1.2 Mecanismos que originan el fenómeno de crudos espumantes..... 8

1.1.2.1 Efecto de las fuerzas viscosas .....9

1.1.2.2 Efecto de la tasa de agotamiento .....10

1.1.3 Pruebas de laboratorio ..... 11

1.1.4 Propiedades de los crudos espumantes y comparación con un crudo convencional..... 14

1.1.5 Características de producción ..... 17

1.2 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS..... 18

1.2.1 Usos de la simulación de yacimientos ..... 20

1.2.2 Etapas de la simulación numérica de yacimientos ..... 21

1.2.2.1 Carga de datos.....21

1.2.2.2 Inicialización / Equilibrio.....21

1.2.2.3 Cotejo histórico.....21

1.2.2.4 Predicción .....22

1.2.3 Simulador ECLIPSE ..... 23

1.2.3.1 Descripción de las distintas secciones del archivo DATA .....24

**CAPÍTULO II. SIMULACIÓN DE CRUDOS ESPUMANTES .27**

**2 SIMULACIÓN DE CRUDOS ESPUMANTES..... 28**

2.1 MODELAJE DE CRUDOS ESPUMANTES EN EL SIMULADOR ECLIPSE ..... 31

2.1.1 Formulación de la opción térmica del simulador ECLIPSE ..... 31

2.1.1.1 Ecuaciones de flash.....31

2.1.1.2 Valores K.....32

2.1.1.3 Densidad .....35

2.1.1.4 Reacciones químicas.....36

2.1.1.5 Desviación de equilibrio de la tasa de reacción.....38

2.1.2 Representación de “foamy oil” en ECLIPSE y adaptación de la formulación general de la opción térmica para la simulación de crudos espumantes..... 39

2.1.2.1 Keywords necesarios para modelar “foamy oil en ECLIPSE” .....43

En la sección RUNSPEC .....43

En la sección PROPS.....45

**CAPÍTULO III. METODOLOGÍA..... 53**

**3 METODOLOGÍA ..... 54**

3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA ..... 55

3.2 MODELOS DE SIMULACIÓN ..... 55

3.2.1 Modelo sintético..... 55

3.2.1.1 Sensibilidades .....57

3.2.2 Modelo real..... 59

<b>CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DEL MODELO SINTÉTICO.....</b>	<b>62</b>
<b>4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL MODELO SINTÉTICO .....</b>	<b>63</b>
4.1 MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS .....	63
4.1.1 <i>Sensibilidad en la variación de la saturación de gas crítica .....</i>	<i>63</i>
4.1.2 <i>Sensibilidad en la variación de la permeabilidad relativa al gas.....</i>	<i>65</i>
4.1.3 <i>Sensibilidad en la variación de la viscosidad del petróleo .....</i>	<i>67</i>
4.1.4 <i>Sensibilidad en la variación de la tasa de petróleo .....</i>	<i>68</i>
4.2 MODELO DE DOS COMPONENTES DE GAS .....	70
4.2.1 <i>Sensibilidad en la variación de la viscosidad del petróleo .....</i>	<i>70</i>
4.2.2 <i>Sensibilidad en la variación de la tasa de petróleo .....</i>	<i>72</i>
4.2.3 <i>Sensibilidad en la variación de la composición.....</i>	<i>74</i>
4.2.4 <i>Sensibilidad a la constante de tasa en la reacción química.....</i>	<i>76</i>
4.3 MODELO DE TRES COMPONENTES DE GAS .....	78
4.3.1 <i>Sensibilidad en la variación de la viscosidad del petróleo .....</i>	<i>79</i>
4.3.2 <i>Sensibilidad en la variación de la tasa de petróleo .....</i>	<i>81</i>
4.3.3 <i>Sensibilidad en la variación de la composición.....</i>	<i>83</i>
4.3.4 <i>Sensibilidad al factor Z del gas disperso (compresibilidad).....</i>	<i>86</i>
4.3.5 <i>Sensibilidad a la constante de tasa en la primera reacción.....</i>	<i>87</i>
4.3.6 <i>Sensibilidad a la constante de tasa en la segunda reacción .....</i>	<i>89</i>
4.4 COMPARACIÓN DE LOS TRES MODELOS .....	91
<b>CAPÍTULO V. ANÁLISIS DEL MODELO REAL.....</b>	<b>101</b>
<b>5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL MODELO REAL .....</b>	<b>102</b>
<b>CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
.....	107
CONCLUSIONES .....	108
RECOMENDACIONES .....	110
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	111
GLOSARIO.....	113
ABREVIATURAS .....	117
<b>APÉNDICES .....</b>	<b>118</b>
APÉNDICE 1. ARCHIVO DATA DEL MODELO SINTÉTICO DE TRES COMPONENTES DE GAS	
.....	119
APÉNDICE 2. RESULTADOS DEL MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS EN EL CASO	
REAL .....	124
APÉNDICE 3. RESULTADOS DEL MODELO DE DOS COMPONENTES DE GAS EN EL CASO	
REAL .....	127

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. COMPARACIÓN DE UN MECANISMO DE PRODUCCIÓN POR GAS EN SOLUCIÓN CONVENCIONAL CON UN MECANISMO DE PRODUCCIÓN POR GAS EN SOLUCIÓN DE CRUDO ESPUMANTES .....	5
TABLA 2.1. COEFICIENTES DE LA FÓRMULA DE CROOKSTON PARA LA DETERMINAR EL VALOR K.....	34
TABLA 3.1. CARACTERÍSTICAS DEL MODELO SINTÉTICO .....	56
TABLA 3.2. SENSIBILIDADES DEL MODELO SINTÉTICO.....	57
TABLA 3.3. CARACTERÍSTICAS DEL MODELO REAL.....	61

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1. PERFIL IDEALIZADO DEL GAS Y EL RECOBRO EN UN ESTUDIO DE AGOTAMIENTO PRIMARIO .....	6
FIGURA 1.2. COMPARACIÓN ESQUEMÁTICA DE UN PVT CONVENCIONAL Y UNO NO CONVENCIONAL .....	12
FIGURA 1.3. COMPARACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO ENTRE UN CRUDO CONVENCIONAL Y UN CRUDO ESPUMANTE. ESTA COMPARACIÓN SE REALIZÓ POR MEDIO DE UNA PRUEBA HECHA A DISTINTAS TASAS DE AGOTAMIENTO .....	15
FIGURA 1.4. COMPARACIÓN DE LA DENSIDAD ENTRE UN CRUDO CONVENCIONAL Y UN CRUDO ESPUMANTE. ESTA COMPARACIÓN SE REALIZÓ POR MEDIO DE UNA PRUEBA HECHA A DISTINTAS TASAS DE AGOTAMIENTO .....	15
FIGURA 1.5. COMPARACIÓN DE LA RELACIÓN GAS PETRÓLEO EN SOLUCIÓN ENTRE UN CRUDO CONVENCIONAL Y UN CRUDO ESPUMANTE. ESTA COMPARACIÓN SE REALIZÓ POR MEDIO DE UNA PRUEBA HECHA A DISTINTAS TASAS DE AGOTAMIENTO .....	16
FIGURA 1.6. COMPARACIÓN DE LA VISCOSIDAD ENTRE UN CRUDO CONVENCIONAL Y UN CRUDO ESPUMANTE. ESTA COMPARACIÓN SE REALIZÓ POR MEDIO DE UNA PRUEBA HECHA A DISTINTAS TASAS DE AGOTAMIENTO .....	17
FIGURA 1.7. “LAUNCHER” DE ECLIPSE .....	24
FIGURA 2.1. ESQUEMA DEL CASO 1. ....	40
FIGURA 2.2. ESQUEMA DEL CASO 2. ....	40
FIGURA 2.3. ESQUEMA DEL CASO 3. ....	41
FIGURA 2.4. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” COMPS EN OFFICE.....	44
FIGURA 2.5. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” REACTIONS EN “DATA CASE DEFINITION” DE OFFICE. ....	44
FIGURA 2.6. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” REACTIONS EN PVT DATA DE OFFICE. ....	45
FIGURA 2.7. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” CNames EN OFFICE. ....	46
FIGURA 2.8. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” CVTYPE EN OFFICE.....	46
FIGURA 2.9. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” KVCR EN OFFICE. ....	47
FIGURA 2.10. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” CCTYPE EN OFFICE.....	48
FIGURA 2.11. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” STOREAC EN OFFICE. ....	48
FIGURA 2.12. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” STOPROD EN OFFICE. ....	49
FIGURA 2.13. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” REACCORD EN OFFICE. ....	50
FIGURA 2.14. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” REACRATE EN OFFICE. ....	50
FIGURA 2.15. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” EQLDRATE EN OFFICE. ....	51
FIGURA 2.16. ESPECIFICACIÓN DEL “KEYWORD” EQLDKVCR EN OFFICE. ....	52
FIGURA 3.1. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA.....	54
FIGURA 3.2. MODELO SINTÉTICO DE SIMULACIÓN .....	56
FIGURA 3.3. MODELO REAL DE SIMULACIÓN .....	60
FIGURA 4.1. TASA DE PETRÓLEO, SATURACIÓN DE GAS PROMEDIO VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE SATURACIÓN DE GAS CRÍTICA PARA EL MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS.....	64
FIGURA 4.2. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE SATURACIÓN DE GAS CRÍTICA PARA EL MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS.....	64
FIGURA 4.3. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE SATURACIÓN DE GAS CRÍTICA PARA EL MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS. ....	65
FIGURA 4.4. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO) CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS PARA EL MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS. ....	66
FIGURA 4.5. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS PARA EL MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS. ....	66
FIGURA 4.6. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO) CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS. ....	67
FIGURA 4.7. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS. ....	68

FIGURA 4.8. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO) CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE TASA DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS. ....	69
FIGURA 4.9. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE TASA DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE UN COMPONENTE DE GAS. ....	69
FIGURA 4.10. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO) CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE DOS COMPONENTES DE GAS. ....	71
FIGURA 4.11. RELACIÓN GAS PETRÓLEO, TASA DE REACCIÓN VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE DOS COMPONENTES DE GAS. ....	72
FIGURA 4.12. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO) CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE TASA DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE DOS COMPONENTES DE GAS. ....	73
FIGURA 4.13. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO (TASA DE REACCIÓN VS. TIEMPO) CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE TASA DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE DOS COMPONENTES DE GAS..	74
FIGURA 4.14. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO (TASA DE REACCIÓN VS. TIEMPO). SENSIBILIDAD DE COMPOSICIÓN. MODELO DE DOS COMPONENTES DE GAS .....	75
FIGURA 4.15. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO). SENSIBILIDAD DE COMPOSICIÓN. MODELO DE DOS COMPONENTES DE GAS .....	76
FIGURA 4.16. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO (TASA DE REACCIÓN VS. TIEMPO). SENSIBILIDAD A LA CONSTANTE DE TASA EN LA REACCIÓN QUÍMICA. MODELO DE DOS COMPONENTES DE GAS .....	77
FIGURA 4.17. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA VS. TIEMPO). SENSIBILIDAD A LA CONSTANTE DE TASA EN LA REACCIÓN QUÍMICA. MODELO DE DOS COMPONENTES DE GAS .....	78
FIGURA 4.18. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO) CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE TRES COMPONENTES DE GAS. ....	79
FIGURA 4.19. RELACIÓN GAS PETRÓLEO, TASA DE REACCIÓN DE LAS REACCIONES 1 Y 2 VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE TRES COMPONENTES DE GAS. ....	80
FIGURA 4.20. PRESIÓN PROMEDIO DE LAS CELDAS VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE TRES COMPONENTES DE GAS.....	81
FIGURA 4.21. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO) CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE TASA DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE TRES COMPONENTES DE GAS. ....	82
FIGURA 4.22. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO (TASA DE REACCIÓN DE LAS REACCIONES 1 Y 2 VS. TIEMPO) CORRESPONDIENTE AL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE TASA DE PETRÓLEO PARA EL MODELO DE TRES COMPONENTES DE GAS. ....	83
FIGURA 4.23. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO (TASA DE REACCIÓN DE LAS REACCIONES 1 Y 2 VS. TIEMPO). SENSIBILIDAD EN LA VARIACIÓN DE LA COMPOSICIÓN. MODELO DE TRES COMPONENTES.....	84
FIGURA 4.24. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA VS. TIEMPO). SENSIBILIDAD EN LA VARIACIÓN DE LA COMPOSICIÓN. MODELO DE TRES COMPONENTES .....	85
FIGURA 4.25. PRESIÓN PROMEDIO DE TODAS LAS CELDAS. SENSIBILIDAD EN LA VARIACIÓN DE LA COMPOSICIÓN. MODELO DE TRES COMPONENTES.....	86
FIGURA 4.26. PRODUCCIÓN ACUMULADA VS. TIEMPO (PRESIÓN PROMEDIO DE TODAS LAS CELDAS VS. TIEMPO). SENSIBILIDAD AL FACTOR Z DEL GAS DISPERSO (COMPRESIBILIDAD). MODELO DE TRES COMPONENTES.	87
FIGURA 4.27 TASA DE REACCIÓN 1 VS. TIEMPO. SENSIBILIDAD A LA CONSTANTE DE TASA EN LA PRIMERA REACCIÓN. MODELO DE TRES COMPONENTES .....	88
FIGURA 4.28. TASA DE REACCIÓN 2 VS. TIEMPO. SENSIBILIDAD A LA CONSTANTE DE TASA EN LA PRIMERA REACCIÓN. MODELO DE TRES COMPONENTES .....	88
FIGURA 4.29. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO. SENSIBILIDAD A LA CONSTANTE DE TASA EN LA SEGUNDA REACCIÓN. MODELO DE TRES COMPONENTES .....	89
FIGURA 4.30. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (TASA DE REACCIÓN DE LA REACCIÓN 2 VS. TIEMPO). SENSIBILIDAD A LA CONSTANTE DE TASA EN LA SEGUNDA REACCIÓN. MODELO DE TRES COMPONENTES	90
FIGURA 4.31. TASA DE REACCIÓN DE LA REACCIÓN 1 VS. TIEMPO (PRESIÓN PROMEDIO DE TODAS LAS CELDAS VS. TIEMPO). SENSIBILIDAD A LA CONSTANTE DE TASA EN LA SEGUNDA REACCIÓN. MODELO DE TRES COMPONENTES .....	91

FIGURA 4.32. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO) CORRESPONDIENTE A LA COMPARACIÓN DE LOS TRES MODELOS.....	92
FIGURA 4.33. PRESIÓN PROMEDIO DE LAS CELDAS VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE A LA COMPARACIÓN DE LOS TRES MODELOS.....	93
FIGURA 4.34. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE A LA COMPARACIÓN DE LOS TRES MODELOS. ....	94
FIGURA 4.35. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO). DIFERENCIAS ENTRE EL MODELO DE UNO, DOS Y TRES COMPONENTES Y SU REDUCCIÓN CON EL INCREMENTO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS DISPERSO EN EL MODELO DE DOS COMPONENTES .....	95
FIGURA 4.36. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO). DIFERENCIAS ENTRE EL MODELO DE UNO, DOS Y TRES COMPONENTES Y SU REDUCCIÓN CON EL INCREMENTO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS DISPERSO EN EL MODELO DE DOS COMPONENTES .....	96
FIGURA 4.37. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO. DIFERENCIAS ENTRE EL MODELO DE DOS Y TRES COMPONENTES Y SU REDUCCIÓN CON EL INCREMENTO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS DISPERSO EN EL MODELO DE DOS COMPONENTES.....	96
FIGURA 4.38. RELACIÓN GAS PETRÓLEO VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE A LA COMPARACIÓN DE LOS TRES MODELOS EN LOS CAMBIOS DE VISCOSIDADES DE PETRÓLEO.....	97
FIGURA 4.39. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO CORRESPONDIENTE A LA COMPARACIÓN DE LOS TRES MODELOS EN LOS CAMBIOS DE TASA DE PETRÓLEO. ....	98
FIGURA 4.40. TASAS DE REACCIÓN Rr (MODELO DE DOS COMPONENTES) Y Rr2 (MODELO DE TRES COMPONENTES) VS. TIEMPO. SENSIBILIDAD A LA CONSTANTE DE TASA DE REACCIÓN. COMPARACIÓN ENTRE EL MODELO DE DOS COMPONENTES Y TRES COMPONENTES. ....	99
FIGURA 4.41. TASA DE PETRÓLEO VS. TIEMPO (PRODUCCIÓN ACUMULADA VS. TIEMPO). SENSIBILIDAD A LA COMPOSICIÓN. COMPARACIÓN ENTRE EL MODELO DE DOS COMPONENTES Y TRES COMPONENTES.....	100
FIGURA 5.1. PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE PARA EL POZO W1. ....	102
FIGURA 5.2. PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE PARA EL POZO W2. ....	103
FIGURA 5.3 TASA DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO W1. ....	104
FIGURA 5.4. PRODUCCIÓN ACUMULADA PARA EL POZO W1. ....	104
FIGURA 5.5. TASA DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO W2.....	105
FIGURA 5.6. PRODUCCIÓN ACUMULADA PARA EL POZO W2. ....	105
FIGURA 5.7. RELACIÓN GAS PETRÓLEO PARA EL POZO W1.....	106
FIGURA 5.8. RELACIÓN GAS PETRÓLEO PARA EL POZO W2.....	106
FIGURA A2.1. PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO W1 (MODELO REAL) .....	124
FIGURA A2.2. PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO W2 (MODELO REAL) .....	124
FIGURA A2.3. RELACIÓN GAS PETRÓLEO DEL POZO W1 (MODELO REAL) .....	125
FIGURA A2.4. RELACIÓN GAS PETRÓLEO DEL POZO W2 (MODELO REAL) .....	125
FIGURA A2.5. PRESIÓN PROMEDIO DE TODAS LAS CELDAS (MODELO REAL) .....	126
FIGURA A3.1. PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO W1 (MODELO REAL) .....	127
FIGURA A3.2. PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO W2 (MODELO REAL) .....	127
FIGURA A3.3. RELACIÓN GAS PETRÓLEO DEL POZO W1 (MODELO REAL) .....	128
FIGURA A3.4. RELACIÓN GAS PETRÓLEO DEL POZO W2 (MODELO REAL) .....	128
FIGURA A3.5. PRESIÓN PROMEDIO DE TODAS LAS CELDAS (MODELO REAL).....	129

## INTRODUCCIÓN

Desde hace decenas de años se conoce la existencia de depósitos de crudos pesados y extrapesados que hoy atraen la atención de los petroleros del mundo. Tal es el caso de la Faja del Orinoco aquí en Venezuela, como también áreas de petróleos pesados y extrapesados en California, Canadá, México y otros sitios. Las razones por las que estos crudos no se produjeron anteriormente, obedece principalmente a sus características y al hecho de que mejores tipos de crudos (medianos y livianos) se obtenían sin mayores inconvenientes y en abundancia.

Hoy en día, en cambio, la explotación de estos crudos se ha hecho atractiva con el desarrollo de métodos novedosos para su explotación, como por ejemplo la inyección de vapor para poder disminuir su viscosidad y obtener una mayor movilidad. Una de las razones por la cual estos crudos son extraídos actualmente es también por su uso en la orimulsión.

Una de las características de los crudos pesados es la alta viscosidad, representada también indirectamente por la densidad o gravedad específica. Además de lo antes dicho, otras características de estos crudos, y no tanto así de los crudos medianos y livianos, es que por peso tienen un alto contenido porcentual de azufre y de igual manera pueden tener un apreciable contenido de sal y de metales.

Pero además de estas características que generalmente poseen los crudos pesados, se presenta también un fenómeno que está siendo objeto de estudio en algunas partes del mundo y es el de los llamados crudos espumantes (“foamy oil”), los cuales tienen la peculiaridad de atrapar el gas liberado de solución a la presión de burbujeo. El objetivo general de este proyecto es evaluar las diferentes formulaciones implantadas en el simulador ECLIPSE para modelar este fenómeno, mientras que los objetivos específicos son:

- Comprender y describir el fenómeno de los crudos pesados espumantes.
- Evaluar las tres formulaciones implantadas en el simulador ECLIPSE para el modelaje de crudos espumantes.
- Realizar un análisis comparativo de las tres formulaciones identificando las condiciones en que cada una de ellas es más aplicable.
- Determinar las limitaciones que posee la herramienta de simulación para el modelaje de crudos espumantes.

Por otro lado, cuando los petróleos pesados presentan el fenómeno de crudos espumantes se incrementa el factor de recobro primario, por lo cual resulta sumamente importante el mejor modelaje posible del fenómeno para poder diseñar y establecer estrategias de producción que se adapten satisfactoriamente a la realidad del proceso y se pueda ofrecer así mayor garantía en los planes de desarrollo económico. Cabe destacar que este fenómeno no ha sido comprendido totalmente aunque ya existen varias formulaciones en los simuladores numéricos para el modelaje del mismo.



## **CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

## 1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

### 1.1 *Crudos Espumantes*

Maini<sup>1-2</sup>, reseña que un considerable número de yacimientos de petróleo pesado bajo empuje por gas en solución muestra anomalías con un buen comportamiento primario: alta tasa de producción, baja relación gas-petróleo y alto recobro. El término “crudo espumante” se originó de observaciones de espumas estables en las muestras recogidas en el cabezal de los pozos de algunos campos canadienses y venezolanos de petróleo pesado que producen bajo este mecanismo. Además el flujo de crudos espumantes es una forma de flujo bifásico no-Darcy de gas y petróleo que a diferencia del flujo bifásico normal, implica el flujo de burbujas dispersas de gas, es decir que no requiere que la fase de gas sea continua antes de comenzar a fluir.

#### 1.1.1 Descripción del fenómeno

La diferencia principal entre un empuje por gas en solución convencional y un empuje por gas en solución de crudos espumantes, está en lo que ocurre luego de comenzar a crecer la primera burbuja en el punto de burbujeo, ya que en el caso de “foamy oil” se posee un gradiente lo suficientemente fuerte para movilizar grupos de burbujas después de que ellas han crecido hasta un cierto tamaño. En el caso convencional la burbuja se queda estática y a medida que crece se une con otra u otras que se encuentran en otros poros hasta formar una fase continua, mientras que en el caso de “foamy oil”, una vez que comienza el desarrollo de la burbuja ésta puede fluir junto con el petróleo aunque esto no implique que la burbuja y el petróleo se muevan a la misma velocidad promedio, pero sí existe una dependencia entre la velocidad de la burbuja y la viscosidad del crudo. El tamaño

---

<sup>1</sup> MAINI, B. (1996). *A dynamic model to simulate foamy oil flow in porous media*. Paper SPE 36750, pp. 1

<sup>2</sup> MAINI, B. (2001). *Foamy oil flow*. Paper SPE 68885, pp. 1

de las burbujas depende de las fuerzas de atrapamiento capilares y de las fuerzas viscosas. La burbuja que se desplaza en el petróleo es propensa a separarse en burbujas más pequeñas y así mantener la dispersión en contraparte a la tendencia de coalescer. Como el gas permanece atrapado en el petróleo, la *RGP* se mantiene baja y se obtiene un factor de recobro más alto. La transición entre un flujo convencional y uno disperso no es un cambio abrupto a cierto número capilar crítico (véase definición de número capilar en el glosario), sino una transición gradual que ocurre sobre dicho número. En la Tabla 1.1 se muestra una comparación de los dos procesos<sup>3</sup>.

**Tabla 1.1. Comparación de un mecanismo de producción por gas en solución convencional con un mecanismo de producción por gas en solución de crudo espumantes (Tomado de Maini<sup>3</sup>).**

Empuje por gas en solución convencional	Empuje por gas en solución de crudos espumantes
El agotamiento de presión crea supersaturación	
La formación de las burbujas es en las cavidades rugosas de las paredes de los poros	
Algunas burbujas se separan y comienzan a crecer en los cuerpos porosos	
Las burbujas continúan creciendo sin abandonar el poro en el cual fueron originadas	Las burbujas comienzan a migrar con el petróleo después de que crecen hasta un cierto tamaño
Diferentes burbujas originadas en diferentes poros crecen hasta contactar burbujas de otros poros	Las burbujas migratorias continúan dividiéndose en burbujas más pequeñas
La coalescencia de las burbujas forma una fase de gas continua	El flujo disperso es logrado por la separación de burbujas grandes en burbujas más pequeñas
La <i>RGP</i> se incrementa rápidamente una vez que el gas comienza a fluir como una fase continua	La <i>RGP</i> permanece baja
La energía del yacimiento es agotada a un bajo factor de recobro	Se obtienen altos factores de recobro

<sup>3</sup> MAINI, B. (2001). *Foamy oil flow*. Paper SPE 68885, pp. 3

Según Mastmann<sup>4</sup>, el comportamiento básico del fenómeno “foamy oil” está determinado por la existencia de lo que se llama un “pseudo” punto de burbujeo. El punto verdadero de burbujeo es la presión a la cual, a temperatura de yacimiento, las primeras burbujas de gas libre se desarrollan a partir del gas en solución del petróleo y comienza a formarse una fase de gas libre. Para la mayoría de los petróleos convencionales que tienen viscosidades relativamente bajas, el gas se une rápidamente en burbujas grandes y se desarrolla casi inmediatamente la formación de una fase de gas libre y con esto un aumento en la *RGP*. Por esta razón, en los petróleos convencionales o no espumantes, el punto de burbuja y el punto de “pseudo” burbuja tienen igual o muy cercanos valores.

Para los crudos espumantes, debido a la alta viscosidad del petróleo, las burbujas del gas no pueden unirse inmediatamente y formar burbujas grandes. Por esta razón la fase petróleo se convierte en una emulsión dispersa continua con un incremento en la concentración de burbujas cada vez más grandes a medida que cae la presión, aumentando aún más la supersaturación de gas en el petróleo. Aquí es donde entra en juego el punto de “pseudo” burbujeo, que es aquel donde el gas atrapado o disperso en el petróleo comienza a liberarse y a formar una nueva fase de gas libre y diferente. En la Figura 1.1 se muestra gráficamente el “pseudo” punto de burbujeo.

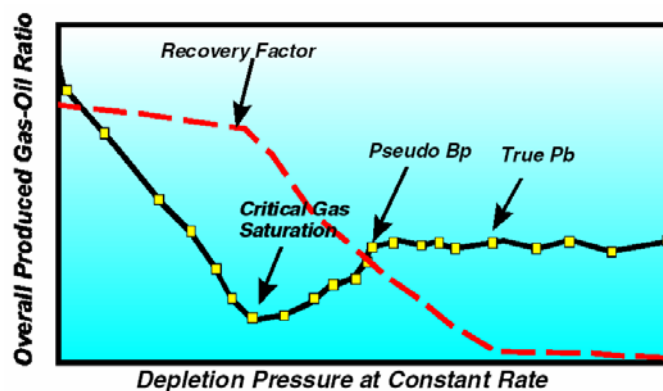


Figura 1.1. Perfil idealizado del gas y el recobro en un estudio de agotamiento primario (Tomado de Mastmann<sup>4</sup>).

<sup>4</sup> MASTMANN, M. (2001). *Predicting foamy oil recovery*. Paper SPE 68860, pp. 2, 12

Maini<sup>5</sup> da una descripción detallada del proceso por el que pasa el gas desde la formación de las burbujas hasta su liberación, la cual es presentada a continuación:

### **1.1.1.1 Desarrollo de las burbujas**

#### Nucleación de las burbujas

Clásicamente, la teoría de la nucleación de las burbujas comprende nucleación homogénea y nucleación heterogénea. La nucleación homogénea ocurre por la formación espontánea de burbujas en un líquido cuando ocurre la caída de presión necesaria para formar un grupo de burbujas que tienen cierto tamaño crítico. Esta requiere la ausencia de materia extraña en el petróleo y una gran supersaturación. Tal proceso de nucleación está desconectado de las condiciones del medio poroso. La nucleación heterogénea toma parte en la materia extraña, tal como paredes de los poros, partículas del medio poroso, cavidades probablemente húmedas, gas atrapado preexistente, etc.

#### Crecimiento de las burbujas

El crecimiento de las burbujas en un medio poroso es controlado por fuerzas viscosas, superficiales y de presión. La supersaturación en el líquido conduce el proceso, mientras el crecimiento obtenido obedece al patrón de la geometría específica del medio poroso. Se cree que el crecimiento de las burbujas en el medio poroso a condiciones isotérmicas es principalmente controlado por difusión.

En yacimientos de crudo espumante, los efectos de las fuerzas viscosas son significantes en el control de crecimiento de las burbujas, porque la expansión de la fase gaseosa por difusión dentro de las burbujas existentes de gas debe ser lo

---

<sup>5</sup> MAINI, B. (1995). *A proposed dynamic model for foamy oil properties*. Paper SPE 30253, pp. 2-4

bastante grande para sobreponer la resistencia causada por el petróleo viscoso alrededor.

### Coalescencia de las burbujas

Las burbujas de gas liberadas del petróleo debido al agotamiento de la presión se quedan dispersas en el crudo para formar una espuma continua en el petróleo. Sin embargo, termodinámicamente, la espuma es inestable. Las burbujas dispersas de gas eventualmente se separan del petróleo para formar la fase de gas libre, pero esta separación toma tiempo para ocurrir dependiendo de la coalescencia de las burbujas de gas.

Muchos factores afectan la estabilidad de la espuma. Ha sido encontrado en el laboratorio que la estabilidad de la espuma aumenta con la viscosidad del petróleo líquido.

En estudios de espuma, muchos investigadores han usado funciones exponenciales para describir la tasa de declinación para la espuma. Para el flujo de espuma acuosa en medio poroso, la tasa de coalescencia de las burbujas de gas es proporcional al número de burbujas fluyentes.

### **1.1.2 Mecanismos que originan el fenómeno de crudos espumantes**

Algunos yacimientos de petróleo pesado de arenas poco consolidadas se desempeñan mejor cuando es permitido que la arena fluya libremente hacia el pozo, es decir se incrementan la tasa de producción y el factor de recobro cuando la arena es transportada hasta la superficie (tasas hasta 10 veces más altas que las predeterminadas por Darcy). Se cree que esto contribuye a aumentar la movilidad del fluido en las cercanías del pozo por aumento de la permeabilidad en la zona afectada (incremento negativo del "Skin") o que la producción de arena

remueve posibles daños en la permeabilidad. La producción de arena explica la alta movilidad pero no el alto factor de recobro, por lo cual se necesita postular un mecanismo que explique el entrapamiento de gas que sale de solución del petróleo. Además es importante destacar que no se necesita producción de arena para tener presente este fenómeno, sino un gradiente de presión suficiente para mover las burbujas. Los mecanismos asociados a la producción de crudos espumantes, encontrados con mayor frecuencia en la literatura, son las fuerzas viscosas y las altas tasas de agotamiento<sup>6</sup>.

### 1.1.2.1 Efecto de las fuerzas viscosas

Con diversas pruebas de laboratorio se ha determinado que mientras mayor es la viscosidad de un crudo, menor es la movilidad del gas y además se incrementa la saturación de gas crítica, lo cual se traduce en un aumento del factor de recobro, aunque dicha saturación parece ser mayormente afectada por la tasa de agotamiento. Esto compensa el ineficiente desplazamiento que generalmente se espera cuando se tienen altos valores de viscosidad<sup>7</sup>. Asimismo el aumento en la viscosidad del petróleo ocasiona una disminución en el coeficiente de difusión del gas disuelto, lo cual hace más difícil el transporte de las moléculas de gas para la nucleación de las burbujas. Por otro lado las fuerzas viscosas disminuyen la coalescencia de las burbujas y por consiguiente ayudan a evitar la temprana formación de una fase de gas continua<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> MAINI, B. (2001). *Foamy oil flow*. Paper SPE 68885, pp. 2, 3

<sup>7</sup> TALABI, O. (2003). *Effect of rate and viscosity on gas mobility during solution-gas drive in heavy oils*. Paper SPE 84032, pp. 4

<sup>8</sup> GEILIKMAN, M. (1995). *Dynamic effects of foamy fluid flow in sand production instability*. Paper SPE 30251, pp. 2

### 1.1.2.2 Efecto de la tasa de agotamiento

Igualmente con diversas pruebas de laboratorio se ha determinado que al aumentar la tasa de agotamiento se disminuye la movilidad del gas, se incrementa la saturación de gas en el yacimiento y se hace más eficiente el desplazamiento de petróleo<sup>9</sup>. Las altas tasas de agotamiento de presión dan poco tiempo para que las burbujas se unan, promoviendo la formación de espuma y generando presiones de “pseudo” burbuja más bajas. Las tasas más lentas de agotamiento ofrecen mayor tiempo para que las fuerzas de gravedad formen una fase de gas libre y para que ocurra una evolución gradual. Teóricamente, si un crudo espumante se agota infinitamente despacio, el comportamiento debe aproximarse al de un crudo convencional<sup>10</sup>.

Por otro lado en la literatura existen muchas hipótesis sobre mecanismos que podrían contribuir en la generación del fenómeno; según Kamp<sup>11</sup>:

- Una posible explicación es que las burbujas generadas podrían ser absorbidas por los asfaltenos en su interfase, lo cual causaría que el crudo fuese menos viscoso y más fácil de producir.
- Otra explicación fue que la mezcla de burbujas y petróleo tendría un comportamiento particular de viscosidad que explicaría la producción, o que algunos crudos particulares serían capaces de atrapar las burbujas de gas, modificando así la compresibilidad aparente del petróleo.
- También un proceso “non-steady state” de liberación de gas puede estar envuelto en este tipo de petróleo pesado
- Otra explicación para el entrapamiento de la burbuja es la posible existencia de efectos no newtonianos.
- La formación de las burbujas determina la morfología inicial del flujo multifásico, expresado por la concentración del número de burbujas y por la

---

<sup>9</sup> TALABI, O. (2003). *Effect of rate and viscosity on gas mobility during solution-gas drive in heavy oils*. Paper SPE 84032, pp. 4

<sup>10</sup> MASTMANN, M. (2001). *Predicting foamy oil recovery*. Paper SPE 68860, pp. 2

<sup>11</sup> KAMP, A. (2001). *Experimental investigation of foamy oil solution gas drive*. Paper SPE 69725, pp. 2, 3



distribución de su tamaño, es decir, que la coalescencia y la separación no son los únicos procesos responsables del régimen de flujo.

Según Maini<sup>12</sup>:

- Un mecanismo posible es la ausencia de una distribución de los fluidos controlada capilarmente, causada por las grandes fuerzas viscosas y que puede generar diferentes flujos de dos fases, en el cual por lo menos una parte del gas liberado fluye en forma de burbujas dispersas.
- Otra hipótesis envuelve burbujas muy grandes migrando con el petróleo y la dispersión es generada por separación de las burbujas durante la migración. Además la formación de las burbujas comienza en las cavidades rugosas de las paredes de los poros.
- Las condiciones para la producción de “foamy oil” son las siguientes:
  - Las fuerzas viscosas actuando en el crecimiento de las burbujas tienen que exceder las fuerzas de atrapamiento capilar
  - Las fuerzas gravitatorias no deben ser capaces de inducir una segregación gravitacional de las dos fases
  - Se pueden necesitar efectos químicos interfaciales que impidan la coalescencia de las burbujas

### 1.1.3 Pruebas de laboratorio

Se han desarrollado diversos experimentos para caracterizar el fenómeno de los crudos espumantes. Talabi<sup>13</sup> desarrolló pruebas de laboratorio para observar el efecto de la viscosidad y las tasas de agotamiento en la movilidad del gas, utilizó crudos de distintas viscosidades con diversas tasas de agotamiento y determinó que la saturación de gas crítica se incrementa, que la movilidad del gas disminuye

---

<sup>12</sup> MAINI, B. (2001). *Foamy oil flow*. Paper SPE 68885, pp. 3, 4

<sup>13</sup> TALABI, O. (2003). *Effect of rate and viscosity on gas mobility during solution-gas drive in heavy oils*. Paper SPE 84032, pp. 4

y que el desplazamiento del petróleo se hace más eficiente cuando se incrementa la viscosidad o la tasa de agotamiento.

Kamp<sup>14</sup>, aparte del PVT convencional, desarrolló un PVT no convencional capaz de representar la habilidad de atrapar gas de ciertos crudos pesados de modo simple y relativo. La principal diferencia entre un PVT convencional y un PVT no convencional es que el PVT no convencional es llevado a cabo sin agitación, evitando la rápida liberación del gas que normalmente permite lograr un equilibrio termodinámico corto después de cada paso de despresurización, esto se puede observar en la Figura 1.2.

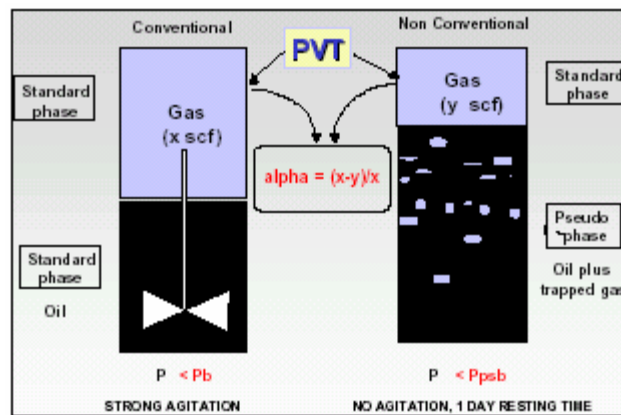


Figura 1.2. Comparación esquemática de un PVT convencional y uno no convencional (Tomado de Kamp<sup>13</sup>).

El PVT no convencional muestra un “pseudo” punto de burbujeo más bajo que el punto de burbujeo, es decir por debajo del punto de burbujeo una concentración más alta de gas en solución que en el PVT normal, donde dicha concentración se debe a las burbujas atrapadas de la supersaturación. El problema principal con el PVT no convencional es que no es realizado dentro del medio poroso, así que la influencia de éste en las propiedades termodinámicas no es tomada en consideración, aunque esta dependencia no está clara en petróleos vivos. Él desarrolló experimentos de agotamiento en empaques de arenas con diferentes concentraciones de arcilla y observó que la saturación de gas crítica era más alta

<sup>14</sup> KAMP, A. (2001). *Experimental investigation of foamy oil solution gas drive*. Paper SPE 69725, pp. 2, 3, 6

al incrementar el contenido de arcilla y también realizó experimentos de micromodelos de vidrio situados en una celda de alta presión, utilizando petróleos livianos y pesados, para comprender el comportamiento de los crudos espumantes desde un punto de vista microscópico. Cabe destacar que los micromodelos ofrecen buenas posibilidades de obtener data experimental que permita validar los modelos que se han desarrollado para la formación y crecimiento de las burbujas.

Urgelli<sup>15</sup> desarrolló experimentos con el objetivo de entender mejor el comportamiento “foamy oil”, evaluando el impacto de las fuerzas de gravedad y la segregación del gas en el efecto de las fuerzas viscosas. Para esto se realizaron dos tipos de pruebas: experimentos de efectos de la fuerza de gravedad y experimentos de tasa de agotamiento (se utilizaron dos núcleos dispuestos verticalmente y tres horizontalmente), pero las altas tasas utilizadas no son aplicables a la producción del campo.

Maini<sup>16</sup> realizó dos tipos de experimentos de laboratorio de agotamiento que fueron llevados a cabo para examinar ampliamente las condiciones necesarias para iniciar el flujo espumante. Primero una serie de pruebas de tasas de agotamiento de presión para establecer la relación entre la tasa y el factor de recobro. En el segundo tipo de experimento la declinación fue comenzada con una baja tasa de agotamiento y luego que se tuvo cierto nivel de presión se incrementó la tasa de agotamiento aún más.

Los resultados obtenidos con el primer tipo de experimento muestran que el factor de recobro decrece con la disminución de la tasa de agotamiento de presión. En el segundo tipo de prueba el factor de recobro dependía fuertemente del nivel de presión que se aumentaba la tasa de agotamiento. Si el agotamiento lento fue continuo hasta después que se estableciera la saturación de gas crítica, la

---

<sup>15</sup> URGELLI, D. (1999). *Investigation of foamy oil effect from laboratory experiments*. Paper SPE 54083, pp. 1-3

<sup>16</sup> MAINI, B. (2003). *Effect of depletion on performance of solution gas drive in heavy oil system*. Paper SPE 81114, pp. 1

subsecuente alza de la tasa de agotamiento no fue efectiva en proveer un alto factor recobro. Sin embargo, cuando la tasa de agotamiento se incrementaba antes de que la saturación promedio en el empaque de arena excediera la saturación crítica de gas, el factor de recobro fue mucho más alto y comparable con la prueba que requería alta tasa de agotamiento desde el comienzo.

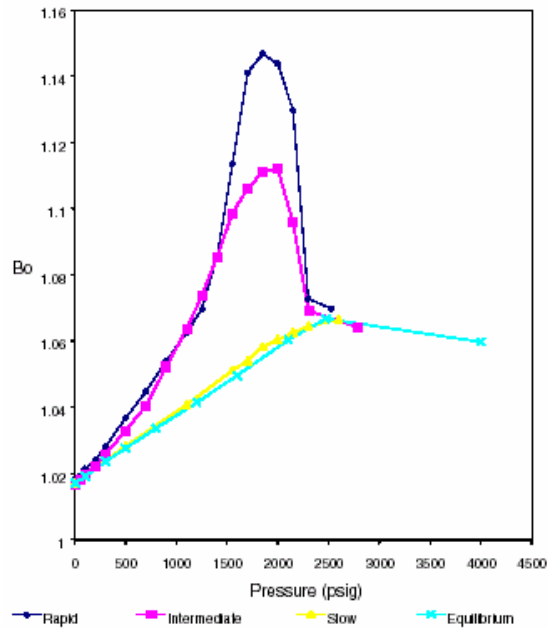
#### **1.1.4 Propiedades de los crudos espumantes y comparación con un crudo convencional**

Mastmann<sup>17</sup> presenta algunas comparaciones entre un crudo convencional y un crudo espumante:

- Para presiones sobre el punto verdadero de burbujeo los crudos espumantes y los no espumantes se comportan de manera similar.
- El factor volumétrico del petróleo está fuertemente afectado por el comportamiento de los crudos espumantes y se cree que es una de las causas que contribuyen principalmente a la alta productividad. Los crudos convencionales se contraen por debajo del verdadero punto de burbujeo, debido a la salida del gas en solución, mientras que los crudos espumantes pueden expandirse rápidamente entre el “verdadero” y el “pseudó” punto de burbujeo. Esto se debe a que el gas altamente compresible se libera de solución y permanece atrapado en el petróleo, aportándole así una compresibilidad ficticia (ver Figura 1.3).

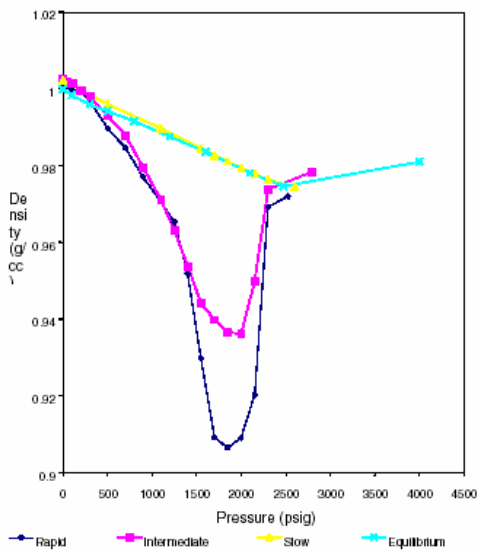
---

<sup>17</sup> MASTMANN, M. (2001). *Predicting foamy oil recovery*. Paper SPE 68860, pp. 2, 12



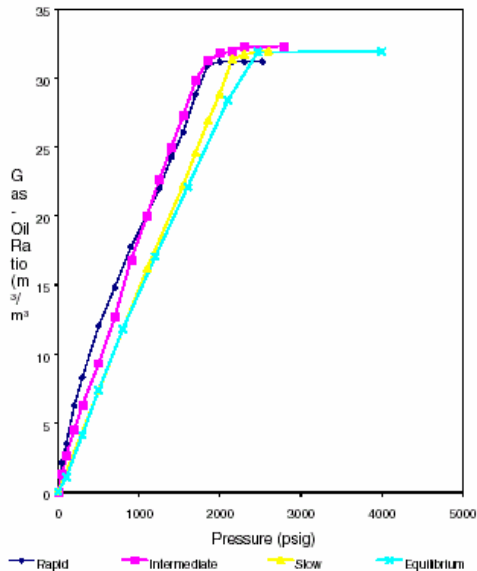
**Figura 1.3. Comparación del factor volumétrico del petróleo entre un crudo convencional y un crudo espumante. Esta comparación se realizó por medio de una prueba hecha a distintas tasas de agotamiento (Tomado de Mastmann<sup>16</sup>).**

- Una vez que la verdadera presión de burbujeo ha sido cruzada, en un petróleo convencional la densidad aumenta debido a la salida del gas en solución. Inversamente, para un crudo espumante y debido a la trampa de la fase de gas en el petróleo, la densidad declina, a veces radicalmente, puesto que se reduce la presión (ver Figura 1.4).



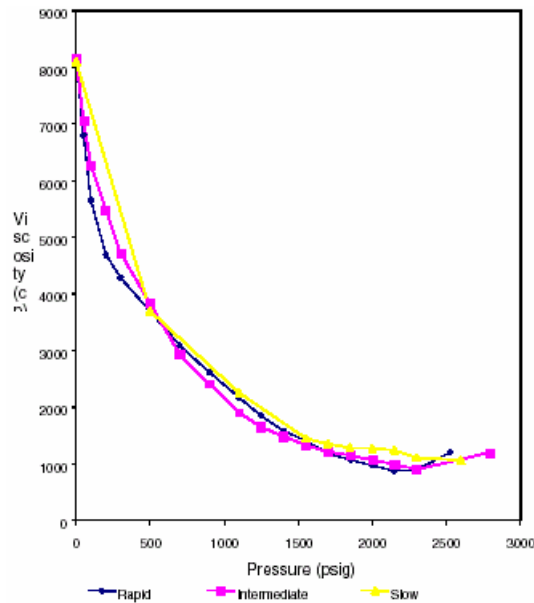
**Figura 1.4. Comparación de la densidad entre un crudo convencional y un crudo espumante. Esta comparación se realizó por medio de una prueba hecha a distintas tasas de agotamiento (Tomado de Mastmann<sup>16</sup>).**

- La relación gas petróleo en solución para un crudo convencional declina obviamente bajo el punto verdadero de burbujeo, debido a la formación del gas libre a partir del gas disuelto en el petróleo, mientras que en los crudos espumantes permanece constante hasta alcanzar el “pseudo” punto de burbuja (ver Figura 1.5).



**Figura 1.5. Comparación de la relación gas petróleo en solución entre un crudo convencional y un crudo espumante. Esta comparación se realizó por medio de una prueba hecha a distintas tasas de agotamiento (Tomado de Mastmann<sup>16</sup>).**

- La viscosidad para un crudo convencional por debajo del verdadero punto de burbujeo aumenta, también como consecuencia de la salida del gas en solución. Para un crudo espumante, el conocimiento convencional es que la viscosidad debe seguir siendo relativamente constante, o quizás declinar levemente entre los puntos verdaderos y pseudo de burbujeo, y después aumentar por debajo del pseudo punto de burbuja. Pero lo cierto es que está altamente influenciado por la interacción entre las burbujas de gas y el petróleo, además de la rapidez con que se agote la presión del yacimiento (ver Figura 1.6).



**Figura 1.6. Comparación de la viscosidad entre un crudo convencional y un crudo espumante. Esta comparación se realizó por medio de una prueba hecha a distintas tasas de agotamiento (Tomado de Mastmann<sup>16</sup>).**

### 1.1.5 Características de producción

Los crudos espumantes se presentan en forma de espuma continua gruesa de petróleo. Maini<sup>18</sup> reseña que muy a menudo envases de muestra dispuestos en el cabezal del pozo se desbordan con petróleo a la hora de la recolección; posteriormente, menos del 20% de su volumen contiene petróleo cuando son abiertos en el laboratorio algunos días más adelante, momento en el cual ha desaparecido la espuma. Muchos de estos yacimientos también exhiben comportamiento anómalo de producción, en términos de que la productividad de los pozos es más alta de la esperada y los factores de recobro primarios son notablemente altos y dicha observación no es el resultado de errores de medición causados por la espuma.

<sup>18</sup> MAINI, B. (2001). *Foamy oil flow*. Paper SPE 68885, pp. 3, 4

Urgelli<sup>19</sup> dice que la espuma contiene una fracción más alta de gas y posee la consistencia de un “mousse de chocolate” la cual persiste en los tanque durante horas o días.

## **1.2 Simulación Numérica De Yacimientos<sup>20</sup>**

La simulación de yacimientos, así como el balance de materiales, es una forma numérica de modelaje usada para cuantificar e interpretar fenómenos físicos con la capacidad de extender éste a comportamientos futuros de un sistema. El balance de materiales tiene los siguientes límites característicos:

- No toma en cuenta la variación espacial (es llamado adimensional)
- El yacimiento y las propiedades del fluido, tal como los flujos de fluidos, son promediados sobre el yacimiento completo
- Para examinar el sistema en un número de puntos discretizados en el tiempo requiere un cálculo de balance de materiales sobre cada intervalo de tiempo

La Simulación Numérica de Yacimientos se refiere a la construcción y la puesta en operación de un modelo numérico cuyo comportamiento refleje adecuadamente el comportamiento real del yacimiento. Divide el yacimiento en un número de unidades discretizadas en tres dimensiones y modela la progresión del yacimiento y las propiedades del fluido a través del espacio y del tiempo en una serie de pasos discretizados. El yacimiento y su modelo de simulación pueden diferir por los siguientes factores:

---

<sup>19</sup> URGELLI, D. (1999). *Investigation of foamy oil effect from laboratory experiments*. Paper SPE 54083, pp.

<sup>20</sup> SCHLUMBERGER (1999). *ECLIPSE 100 User course*. pp. 17, 19, 20



La entrada de los datos es incierta

Una medición de cualquier de tipo tiene una incertidumbre asociada. Por ello la permeabilidad estimada basada en flujo a través de núcleos produce un rango de valores centrados en un promedio, siendo difícil decidir si las mediciones disponibles son adecuadas para calcular una permeabilidad promedio y cuál de esas mediciones representa realmente la permeabilidad que el ingeniero requiere. Una de las partes más largas del estudio de simulación consiste en la evaluación e introducción de los datos disponibles, consumiendo más tiempo que la construcción del modelo.

Los procesos y características del yacimiento pueden ser no tomados en consideración

Los datos de los pozos proveen información de entrada de la región de drenaje del pozo más alguna información general en las características del yacimiento más allá de esta región. Los datos sísmicos proporcionan detalles estructurales adicionales. Por otro lado la información geológica es inferida o extrapolada.

El software de la simulación puede ser inconveniente para ciertos procesos de modelaje

Los modelos de simulación son todos aproximaciones numéricamente discretizados para el sistema continuo. La ecuación de difusividad, en la cual es basada la simulación, es una ecuación diferencial parcial no lineal, la cual los simuladores pueden sólo resolver directamente para varias simplificaciones del modelo. Por ejemplo, las ecuaciones diferenciales no aplican para fluidos altamente compresibles y de este modo son inconvenientes para modelar la dinámica detallada del flujo de gas libre debido a las altas presiones.

### El modelo de simulación introduce errores que alteran su funcionamiento

Todos los modelos de simulación de yacimientos y pozos son una colección de puntos que actúan como entradas, salidas y receptáculos de fluidos. Estos puntos generan problemas por el modo en que las propiedades del yacimiento son promediadas para crear las propiedades a puntos discretizados, alterando el comportamiento del modelo. El fluido sólo se desplazará a través de las celdas en la misma dirección de la roca yacimiento si los valores de porosidad, permeabilidad, espesor neto, permeabilidad relativa y presión capilar han sido promediados y/o escalados tal que las características de flujo sean preservadas.

#### **1.2.1 Usos de la simulación de yacimientos<sup>21</sup>**

Los usos típicos de la simulación de yacimientos incluyen:

- Determinación de las reservas recuperables.
- Predicción del perfil de producción.
- Determinación del mejor plan de producción
- Valorización de los efectos tempranos de corte de gas o agua y la investigación de cómo se minimizan.
- Estimación de la magnitud de las facilidades de separación y cuándo pueden ser necesitadas.
- Determinación de las tasas de inyección óptimas y el mejor tiempo para la inyección.
- Entendimiento de las barreras de flujo para evaluar si existen regiones no drenadas.
- Estimación de la facilidad, capacidad de almacenaje y tasa de producción del gas.
- Estimación del riesgo financiero por análisis económico de escenarios buenos, malos y regulares.

---

<sup>21</sup> SCHLUMBERGER (1999). *ECLIPSE 100 User course*. pp. 23

## 1.2.2 Etapas de la simulación numérica de yacimientos<sup>22</sup>

En todo proceso de simulación de yacimientos se diferencian distintas etapas, entre las cuales se pueden mencionar:

### 1.2.2.1 Carga de datos<sup>21</sup>

Aquí se introducen los datos mínimos necesarios para llevar a cabo la simulación numérica de yacimientos.

### 1.2.2.2 Inicialización / Equilibrio<sup>21</sup>

Consiste en correr la simulación por unos pocos “timestep” sin pozos en el modelo, lo cual permite comprobar si los datos introducidos son correctos, así como también comprobar si el *POES*, otros volúmenes iniciales de fluidos y la presión inicial, calculados por el modelo, son consistentes con los observados, medidos o calculados por otros medios.

### 1.2.2.3 Cotejo histórico<sup>21</sup>

En esta etapa se introduce la historia de producción de cada uno de los pozos existentes en el modelo de simulación. En el proceso se pueden destacar:

- Cotejo de presiones: aquí el simulador está obligado a que cada pozo existente en el yacimiento produzca el volumen total de fluidos que al mismo se le ha logrado medir en la realidad, es decir, se obliga al simulador a reproducir la

---

<sup>22</sup> VILLAR, J. (Sin fecha). *Yacimientos V. Curso básico de simulación numérica*. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Guía de estudio, pp. 1

historia de vaciamiento que ha ocurrido en el yacimiento. Con este proceso se busca intentar cotejar la historia de presiones del yacimiento.

- Cotejo de producción: aquí el simulador está obligado a que cada pozo produzca su tasa real de petróleo, y calcular cuáles serían las tasas de agua y gas con que producen en el modelo bajo esta condición. Esto permite comparar los valores de producción de agua y gas calculados por el simulador con los valores reales medidos en el campo a nivel de cada pozo.

También se cotejan las relaciones gas petróleo y agua petróleo, además de otros menos frecuentes como la salinidad, los trazadores, etc.

Para lograr el cotejo histórico de los parámetros antes mencionados, las variables que generalmente se modifican individual o colectivamente son las siguientes:

- Datos de fluidos tales como el PVT y composición entre otros.
- Datos de la roca tales como permeabilidad, porosidad, espesores, compresibilidades, saturaciones iniciales.
- Permeabilidades relativas:
  - desplazando y cambiando saturaciones críticas
  - modificando las curvas propiamente dichas
- Datos de pozos individuales:
  - Daño
  - Completaciones
  - IP
  - Otros

#### 1.2.2.4 Predicción<sup>23</sup>

Esta etapa es realizada cuando se ha conseguido el cotejo histórico y permite determinar cuál será la producción de los pozos en el tiempo, así como también la

---

<sup>23</sup> VILLAR, J. (Sin fecha). *Yacimientos V. Curso básico de simulación numérica*. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Guía de estudio, pp. 1, 2

evaluación de diferentes esquemas de explotación que se implementen en el yacimiento.

Los resultados obtenidos en cada una de las etapas, serán sujetos a evaluaciones económicas para decidir cuál opción sería la más conveniente para implantar en el yacimiento tanto desde el punto de vista técnico como económico.

### 1.2.3 Simulador ECLIPSE<sup>24, 25 y 26</sup>

El simulador ECLIPSE consiste de dos simuladores separados: ECLIPSE 100 especializado en modelaje de petróleo negro, y ECLIPSE 300 especializado en modelaje composicional y que a su vez permite el acceso al simulador térmico.

ECLIPSE BLACK OIL trabaja con tres fases, tres dimensiones, y está diseñado para simular petróleo negro con la opción de gas condensado. Tanto ECLIPSE BLACK OIL como ECLIPSE COMPOSICIONAL pueden ser corridos en modo “fully-implicit” (totalmente implícita), IMPES y Adaptación Implícita (AIM).

El manejo de cada uno de los software disponibles en la familia de simuladores numéricos ECLIPSE, se realiza a través del “Launcher de ECLIPSE” (plataforma de lanzamiento de ECLIPSE). Este programa permite el acceso a cada uno de los otros programas existentes para la realización de la simulación o modelaje numérico de yacimientos. La forma típica de este programa se puede observar en la Figura 1.7

---

<sup>24</sup> SCHLUMBERGER (1999). *ECLIPSE 100 User course*. pp. 23

<sup>25</sup> SCHLUMBERGER (2003). *Manual of ECLIPSE 2003A\_1. Technical description*. pp. 21

<sup>26</sup> VILLAR, J. (Sin fecha). *Yacimientos V. Curso básico de simulación numérica*. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Guía de estudio, pp. 2

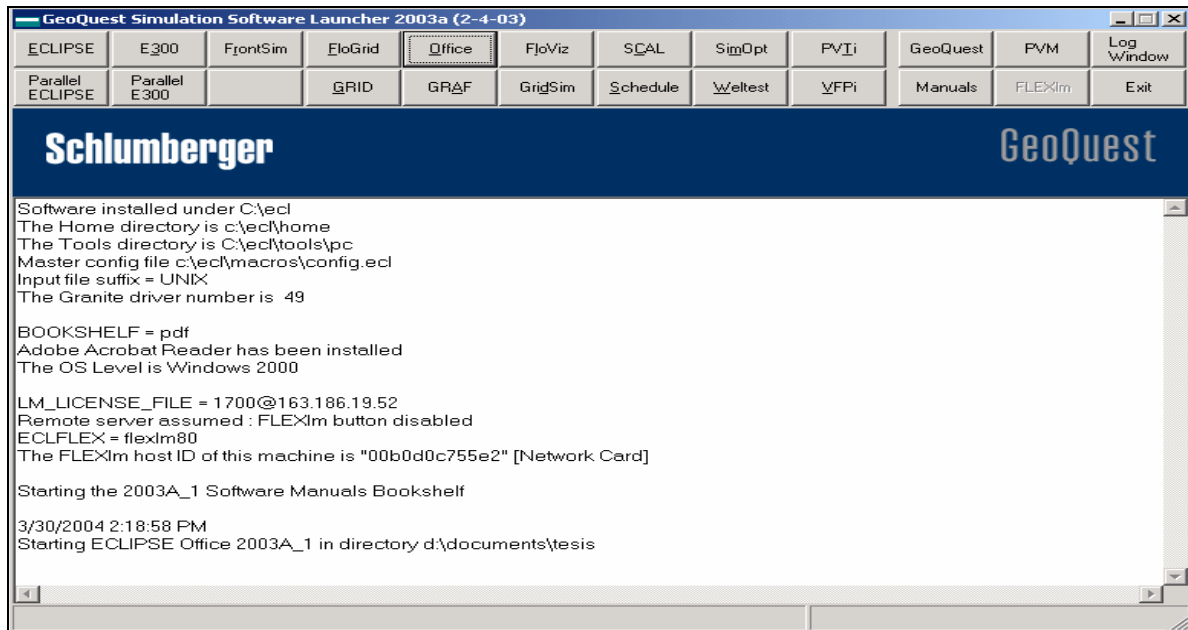


Figura 1.7. “Launcher” de ECLIPSE

En ECLIPSE, el ingeniero crea un solo archivo DATA de entrada. Este archivo contiene una descripción completa del modelo, el cual consiste en la descripción del yacimiento, descripción de las propiedades del fluido y la roca, condiciones iniciales, pozos y sus tasas de flujo de fases y las facilidades de superficie. El archivo de entrada es un archivo de texto que contiene una colección de “Keywords” y comentarios. Cada “Keyword” tiene una sintaxis específica aunque muchos de ellos tienen sintaxis similares o idénticas. El archivo DATA es dividido en secciones por unos pocos “Keywords” específicos, donde cada una tiene un propósito particular.

### 1.2.3.1 Descripción de las distintas secciones del archivo DATA<sup>27-28</sup>

Cada una de las secciones del archivo DATA de ECLIPSE, necesarias para realizar una simulación de yacimientos, son descritas a continuación:

<sup>27</sup> VILLAR, J. (Sin fecha). *Yacimientos V. Curso básico de simulación numérica*. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Guía de estudio, pp. 3, 4

<sup>28</sup> SCHLUMBERGER (1999). *ECLIPSE 100 User course*. pp. 190, 191, 278, 279

*RUNSPEC*: En esta sección se incluye el título de la simulación, las dimensiones de la malla, fases presentes en el yacimiento y cierta cantidad de “Keywords” que permiten establecer características especiales de la simulación.

*GRID*: Esta sección incluye una serie de “Keywords” que permiten incorporar las características estructurales del yacimiento al simulador, es decir aquí se introduce el modelo estático de simulación.

*EDIT*: Esta sección es opcional y utilizada para alterar volúmenes porosos, transmisibilidades, conexiones no vecinas y profundidades entre centros de celdas. Muchos de los “Keywords” utilizados en la sección GRID también pueden ser aplicados en la sección EDIT, excepto aquellos que suministran datos básicos como porosidades y permeabilidades entre otros.

*PROPS*: Aquí se introducen al simulador los parámetros PVT, las presiones capilares, permeabilidades relativas, densidades de los fluidos y propiedades de la roca como por ejemplo la compresibilidad de la misma.

*REGIONS*: Esta sección es opcional y es utilizada con dos propósitos:

- Asignar propiedades específicas o características a celdas o grupos de celdas, por ejemplo si un yacimiento tiene tres diferentes petróleos con tres tablas PVT distintas, se puede suministrar una por región.
- Reportar fluidos en sitio en partes específicas del yacimiento.

*SOLUTION*: En esta sección se especifican las condiciones iniciales para el cálculo de la distribución de los fluidos presentes en el yacimiento como por ejemplo: Profundidad del Datum, Presión al Datum, Contactos agua-petróleo y Contactos gas-petróleo.

*SUMMARY*: Aquí se especifican los parámetros que deben ser salida, o que se requiere que sean salida del simulador, para su utilización en interpretaciones

futuras de los resultados de la simulación. Los parámetros colocados en esta sección pueden ser visualizados en forma de gráficos.

*SCHEDULE*: Aquí se incluyen los datos de producción del yacimiento para realizar el cotejo histórico y las predicciones de cada uno de los pozos presentes en el yacimiento. En esta sección se incluyen datos de pozo tales como: tipo de pozo (productor o inyector), ubicación, completaciones, eventos, restricciones, etc.



## **CAPÍTULO II. SIMULACIÓN DE CRUDOS ESPUMANTES**

## 2 SIMULACIÓN DE CRUDOS ESPUMANTES

La simulación de crudos espumantes está basada en ajustes empíricos a los modelos de empuje por gas en solución convencional. Los ajustes realizados son modificaciones en las propiedades roca/fluido tales como: saturación de gas crítica, permeabilidad relativa petróleo/gas, compresibilidad de la roca y fluidos, viscosidad del petróleo dependiente de la presión, permeabilidad absoluta y el punto de burbujeo; por medio de ellas se intenta representar dos procesos: la salida del gas en solución y el comportamiento del gas liberado<sup>29</sup>.

En la literatura se han propuesto muchos modelos de simulación para crudos espumantes con distintas asunciones y diverso grado de complejidad en el desarrollo de sus formulaciones, entre las cuales se pueden mencionar:

Kamp<sup>30</sup>, quien desarrolló un modelo que posee una ecuación convencional de continuidad, ecuaciones de Darcy para petróleo vivo y gas libre y una ecuación lineal de transferencia de gas disuelto a gas libre. También incluye que cuando la presión caiga por debajo de la presión de burbujeo debido al “drawdown” se desarrolle la supersaturación, pero manifiesta que este modelo no es capaz de representar el tamaño ni la concentración de las burbujas, que permitiría predecir con certeza los efectos de supersaturación observados en los experimentos de agotamiento de núcleos.

Mastmann<sup>31</sup> realizó un modelo en un simulador numérico de crudo negro, ya que no disponía de un simulador numérico que describiera la complejidad de la roca y los mecanismos de los fluidos asociados con la producción de arena en crudos espumantes. En este modelo se enfocó en las propiedades poco convencionales del crudo espumante y no en los mecanismos de producción de arena. En este

---

<sup>29</sup> MAINI, B. (2001). *Foamy oil flow*. Paper SPE 68885, pp. 3

<sup>30</sup> KAMP, A. (2001). *Experimental investigation of foamy oil solution gas drive*. Paper SPE 69725, pp. 4, 5

<sup>31</sup> MASTMANN, M. (2001). *Predicting foamy oil recovery*. Paper SPE 68860, pp. 4, 5

modelo planteó dos asunciones generales. La primera asunción incorporada en el modelo era el establecimiento de canales para representar la producción de arena en el inicio de la producción del crudo espumante. Esto dio lugar a que se obtuvieran tasas de producción más altas en la simulación que las obtenidas en las pruebas de campo por los datos introducidos al simulador, dentro de los cuales esta la segunda asunción que trata de plantear dos PVT, donde uno era el de un crudo convencional y el otro era el de un crudo espumante, para representar la zona no afectada por el área de drenaje del pozo productor y la zona de drenaje, respectivamente.

Maini<sup>32</sup> presentó un modelo cinético que define tres componentes no volátiles en la fase petróleo: petróleo muerto, gas disuelto y gas disperso en forma de microburbujas. El gas disuelto cambia a disperso por medio de una tasa que es manejada por la supersaturación local existente. El gas disperso cambia a gas libre por un segundo proceso de tasa. Ambos procesos son modelados como reacciones químicas con constantes estequiométricas especificadas y constantes de tasas de reacción. Las constantes de tasa (definidas más adelante) deben ser determinadas por cotejo histórico. Este modelo fue implementado en un simulador comercial.

Saputelli<sup>33</sup> presenta un modelo de reacción de no equilibrio, donde incorpora factores de frecuencia y energías de activación en cada una de las reacciones utilizadas. Estas reacciones involucran los siguientes componentes:

- Gas disuelto (en el petróleo)
- Gas entrampado (en el petróleo)
- Gas disperso (en el petróleo)
- Gas libre (en el gas)

---

<sup>32</sup> MAINI, B. (2001). *Foamy oil flow*. Paper SPE 68885, pp. 5

<sup>33</sup> SAPUTELLI, L. (1998). *Application of a non-equilibrium reaction model for describing horizontal well*. Paper SPE 50414, pp. 1-4

El gas atrapado contribuye en la compresibilidad total del sistema como compresibilidad de gas y el modelo calcula su densidad como un gas ideal. Las reacciones presentes son una forma generalizada de la ecuación de Arrhenius.

Maini<sup>34</sup> también expuso un trabajo en el cual toma los resultados de una prueba de laboratorio y por medio de un modelo dinámico de simulación numérica trata de cotejar los resultados de la prueba para ver qué tan eficiente es el modelo. Este modelo dinámico propuesto en el trabajo incorpora dos procesos de tasa: i) el proceso que controla la tasa de transferencia (tasa de reacción) de gas en solución a “evolved gas”; y ii) el proceso que controla la tasa de transferencia de gas disperso a gas libre. Además comenta que una fracción de “evolved gas” permanece dispersa en la fase petróleo como gas disperso y el resto pasa directamente a gas libre. La suma del gas disperso y el gas libre es igual a la cantidad de “evolved gas”.

Para realizar este modelo se concibieron cinco distintas asunciones, las cuales son: i) Una declinación de la presión por debajo de la presión de nucleación resulta en una nucleación de un gran número de burbujas pequeñas de gas; ii) la fase de crudo espumante contiene tres componentes: petróleo muerto, gas en solución con viscosidad, compresibilidad y densidad de un gas en solución normal, y gas disperso con compresibilidad y densidad de la fase gas pero viscosidad de la fase petróleo porque este posee la misma velocidad del petróleo; iii) la presión capilar de las microburbujas dispersas en la fase petróleo no se considera por su pequeño tamaño y además es ignorada la presión capilar entre las fases continuas de gas y petróleo; iv) la ley de Darcy es asumida para validar el movimiento del “foamy oil” y el gas; y v) como la difusión no genera una dispersión significativa en los casos a grandes escalas, la difusión del componente petróleo o gas de un bloque a otro no es considerada.

---

<sup>34</sup> MAINI, B. (1996). *A dynamic model to simulate foamy oil flow in porous media*. Paper SPE 36750, pp. 1-7

Además este modelo está basado en reacciones químicas para reflejar cada uno de los procesos por los cuales pasa el gas disuelto del crudo espumante para poder formar la fase continua de gas libre.

## **2.1 Modelaje De Crudos Espumantes En El Simulador ECLIPSE<sup>35</sup>**

El modelaje de los crudos espumantes en el simulador ECLIPSE está incorporado en la opción térmica. Aunque el fenómeno de los crudos espumantes ocurre a temperatura de yacimiento, está asociado con petróleos pesados, por lo cual es incluido en esta opción. Esta simulación puede ser hecha de tres formas distintas que serán descritas más adelante.

### **2.1.1 Formulación de la opción térmica del simulador ECLIPSE<sup>36 - 37</sup>**

Como la simulación de crudos espumantes es llevada a cabo a través de la opción térmica del simulador ECLIPSE, ésta trabaja con la formulación general de dicha opción, salvo las modificaciones específicas para la representación del fenómeno. Por tal motivo aquí se incluye la parte de la formulación de la opción térmica que tiene un papel esencial en el modelaje de crudos espumantes y posteriormente se explican las consideraciones o cambios realizados para representar el fenómeno.

#### **2.1.1.1 Ecuaciones de flash<sup>38-39</sup>**

Las variables de flash pueden ser encontradas a partir de las variables primarias por la solución de las ecuaciones de flash en cada celda:

---

<sup>35</sup> SCHLUMBERGER (2003). *Manual of ECLIPSE 2003A\_1. Technical description*. pp. 831

<sup>36</sup> SCHLUMBERGER (2003). *Manual of ECLIPSE 2003A\_1. Technical description*. pp. 842

<sup>37</sup> NACCACHE, P. (1997). *A fully-implicit thermal reservoir simulator*. Paper SPE 37985, pp. 1,2

<sup>38</sup> SCHLUMBERGER (2003). *Manual of ECLIPSE 2003A\_1. Technical description*. pp. 845

<sup>39</sup> NACCACHE, P. (1997). *A fully-implicit thermal reservoir simulator*. Paper SPE 37985, pp. 3

$$\sum_c x_o^c = 1 \quad \text{si } L > 0 \quad [\text{Ec. 2.1}]$$

$$\sum_c x_g^c + x_g^w = 1 \quad \text{si } V > 0 \quad [\text{Ec. 2.2}]$$

$$L + V + W = 1 \quad [\text{Ec. 2.3}]$$

$$V_b * e = V_p * m_t * (L * e_o + V * e_g + W * e_w) + (V_b - V_p) * e_r \quad [\text{Ec. 2.4}]$$

donde  $x_o^c$  es la fracción molar en la fase petróleo de cada uno de los componentes  $c$ ;  $x_g^c$  y  $x_g^w$  son las fracciones molares en la fase gaseosa del componente  $c$  y del componente agua respectivamente;  $L$ ,  $V$  y  $W$  son las fracciones molares totales de los hidrocarburos líquidos, vapor y agua respectivamente;  $V_b$  y  $V_p$  son el volumen bruto y el volumen poroso del yacimiento;  $e$  es la densidad de energía molar total;  $e_o$ ,  $e_g$  y  $e_w$  son las densidades de energía molares del petróleo, gas y agua respectivamente;  $m_t$  es la densidad molar total y  $e_r$  es la energía por unidad de volumen de roca.

### 2.1.1.2 Valores $K^{40-41}$

La distribución de los componentes volátiles entre las fases de petróleo y gas es determinada por la relación de equilibrio o valor  $K$ , la cual es definida por:

$$K^c(P, T) = \frac{y^c}{x^c} \quad [\text{Ec. 2.5}]$$

donde  $y^c$  y  $x^c$  son las fracciones molares del componente volátil  $c$  en las fases gas y petróleo respectivamente. Este valor  $K$  depende de la presión  $P$  y la temperatura  $T$ . Existen tres métodos distintos para introducir el valor  $K$  del componente dentro del simulador. La forma más funcional de introducir la

<sup>40</sup> SCHLUMBERGER (2003). *Manual of ECLIPSE 2003A\_1. Technical description*. pp. 845

<sup>41</sup> SCHLUMBERGER (2003). *Manual of PVTi 2003A\_1. Reference manual*. pp. 413-414

correlación del valor  $K$  es por medio de la fórmula de Crookston que está determinada por:

$$K(P,T) = \left( A + \frac{B}{P} + C * P \right) * \exp\left( -\frac{D}{T-E} \right) \quad [\text{Ec. 2.6}]$$

donde  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$  y  $E$  son coeficientes.

Esta ecuación es simplificada para evitar que el valor  $K$  disminuya cuando  $T$  aumente. Esto se logra igualando a cero los coeficientes  $A$ ,  $C$  y  $E$ , para tener como resultado lo siguiente:

$$K(P,T) = \left( \frac{B}{P} \right) * \exp\left( -\frac{D}{T} \right) \quad [\text{Ec. 2.7}]$$

Para determinar los coeficientes  $B$  y  $D$  se realiza una sustitución de  $K$  por la siguiente ecuación:

$$K = \frac{P_{sat}}{P} \quad [\text{Ec. 2.8}]$$

donde  $P_{sat}$  es la presión de saturación a la temperatura dada. Al sustituir [Ec. 2.8] en [Ec. 2.7] se tiene que

$$P_{sat} = B * \exp\left( -\frac{D}{T} \right)$$

$$\ln(P_{sat}) = \ln(B) - \frac{D}{T} \quad [\text{Ec. 2.9}]$$

Luego se plotea  $\ln(P_{sat})$  vs.  $\frac{1}{T}$  y se busca la mejor recta. El corte con el eje Y representa el valor del  $\ln(B)$  y la pendiente de la recta es  $-D$ . Algunos de los valores de estas variables son dados a continuación

Tabla 2.1. Coeficientes de la fórmula de Crookston para la determinar el valor K

COMPONENTE		B (psi)	D (R)
C1	Metano	168900	1904
C2	Etano	170400	3062
C3	Propano	528400	4571
C6	Hexano	686800	6598
C10	Decano	1214000	9966

La siguiente forma para calcular  $K$  es por medio de la correlación de Wilson, la cual está representada por la siguiente ecuación:

$$K(P,T) = \frac{P_{crit}}{P} * \exp\left(5,372697 * (1 + \omega) * \left(1 - \frac{T_{crit}}{T}\right)\right) \quad [\text{Ec. 2.10}]$$

Si se iguala con la ecuación de Crookston se tiene que:

$$A = 0$$

$$B = \exp(5,372697 * (1 + \omega)) * P_{crit}$$

$$C = 0$$

$$D = 5,3726978(1 + \omega) * T_{crit}$$

$$E = 0$$

Por esta razón es que en la ecuación de Crookston es correcto asumir cero los coeficientes  $A$ ,  $C$  y  $E$ . Las variables  $\omega$ ,  $P_{crit}$  y  $T_{crit}$  son el factor acéntrico, la presión crítica y la temperatura crítica del componente  $c$  respectivamente.

La otra manera de introducir los valores es por medio de tablas donde a una temperatura dada se dan los valores  $K$  a presiones distintas o a una presión dada se introducen los valores  $K$  a temperaturas distintas. Estos datos pueden ser tomados de gráficos existentes de relación de equilibrio para cada componente.



### 2.1.1.3 Densidad<sup>42</sup>

La densidad se calcula basándose en la fase en que se encuentre el componente.

Para los componentes que se encuentran en la fase petróleo, la densidad molar del petróleo,  $b_o$ , se calcula por:

$$b_o = 1/V_{oil} \quad [\text{Ec. 2.11}]$$

donde  $V_{oil}$  es el volumen específico molar y viene dado por la ley de los volúmenes parciales de Amagat, la cual es:

$$V_{oil} = \sum_{c=1}^{N_c} x^c * V_{oil}^c \quad [\text{Ec. 2.12}]$$

y  $x^c$  es la fracción molar del componente  $c$  en la fase petróleo. El volumen específico molar del componente  $V_{oil}^c$  es dado por:

$$V_{oil}^c = \frac{MW^c}{\rho^c} \quad [\text{Ec. 2.13}]$$

donde  $MW^c$  es el peso molecular del componente  $c$  y  $\rho^c$  es la densidad del componente en la fase petróleo que está dada por la ecuación siguiente:

$$\rho^c = \frac{\rho_{ref}^c}{(1 + C_{T1}(T - T_{ref}))(1 - C_p(P - P_{ref}))} \quad [\text{Ec. 2.14}]$$

En esta ecuación,  $\rho_{ref}^c$  es la densidad de referencia, es decir la densidad medida a condiciones estándar que son  $T_{ref}$  y  $P_{ref}$ ;  $C_{T1}$  y  $C_p$  son el coeficiente de expansión térmica y la compresibilidad isotérmica del componente. La [Ec. 2.14] es utilizada por el simulador siempre y cuando el componente en la fase petróleo esté definido como petróleo vivo ("live oil"). Si esto no es así, es decir que el

<sup>42</sup> SCHLUMBERGER (2003). *Manual of ECLIPSE 2003A\_1. Technical description*. pp. 854, 855, 864

componente esté definido como petróleo muerto (“dead oil”) el simulador sustituye la [Ec. 2.14] por la siguiente:

$$\rho_o = \frac{\rho_{ref,o}}{[1 - c_{Po}(P - P_{ref})][1 + c_{T1}(T - T_{ref}) + c_{T2}(T - T_{ref})^2]} \quad [\text{Ec. 2.15}]$$

En el caso en que los componentes se encuentren en la fase gas, la densidad molar del gas  $b_g$  está dada por:

$$b_g = 1/V_{gas} \quad [\text{Ec. 2.16}]$$

donde el volumen específico molar  $V_{gas}$  en la fase gas es

$$V_{gas} = \sum_{c=1}^{N_c} y^c V_{gas}^c + y^w V_{gas}^w \quad [\text{Ec. 2.17}]$$

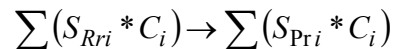
y  $y^c$ ,  $y^w$  son la fracción molar del componente  $c$  y del agua en la fase gas respectivamente. Cada volumen específico molar del componente de hidrocarburo en la fase gas  $V_{gas}^c$  es obtenido por la ley de gas,

$$PV_{gas}^c = Z^c RT \quad [\text{Ec. 2.18}]$$

donde  $Z^c$  es el valor de  $Z$  del componente  $c$ , el cual se introduce en el simulador.

#### 2.1.1.4 Reacciones químicas<sup>43</sup>

La ecuación estequiométrica general de las reacciones químicas tiene la siguiente forma:



donde:

$S_{Rri}$  es el coeficiente estequiométrico del reactante  $C_i$ ,

<sup>43</sup> SCHLUMBERGER (2003). *Manual of ECLIPSE 2003A\_1. Technical description*. pp. 69, 70

$S_{Pri}$  es el coeficiente estequiométrico del producto  $C_i$ .

Además las reacciones tienen lugar a través de una tasa de reacción  $R_r$  y en cada celda de la malla es calculada por:

$$R_r = V_b * A_r * \exp\left(\frac{-E_r}{RT}\right) * \prod c_{ri}^{n_{ri}} \quad [\text{Ec. 2.19}]$$

donde:

$A_r$  es la constante de reacción,

$E_r$  es la energía de activación,

$c_{ri}$  es la concentración de los componentes en la fase reactante, y

$n_{ri}$  es el índice de la concentración del componente.

Cabe destacar que ésta es una adaptación de la ecuación de Arrhenius que representa la velocidad de reacción para la gran mayoría de las reacciones químicas y que establece un aumento no lineal de la velocidad con la temperatura. La constante de reacción (llamada factor de frecuencia) está relacionada con la frecuencia de las colisiones y la probabilidad de que las mismas tengan una orientación favorable para la reacción, mientras que la energía de activación representa la energía necesaria para iniciar una reacción química<sup>44</sup>.

Dependiendo en qué fase se encuentre el reactante, se tiene una ecuación distinta para  $c_{ri}$ :

$$c_{ri} = \phi * b_o * S_o * x_i \quad \text{reactante en la fase petróleo} \quad [\text{Ec. 2.20}]$$

$$c_{ri} = \phi * b_g * S_g * y_i \quad \text{reactante en la fase gas} \quad [\text{Ec. 2.21}]$$

$$c_{ri} = \phi * b_w * S_w \quad \text{reactante es agua en fase agua} \quad [\text{Ec. 2.22}]$$

$$c_{ri} = \phi * m_i \quad \text{reactante en todas las fases} \quad [\text{Ec. 2.23}]$$

<sup>44</sup> BROWN, T. (1998) *Química: La ciencia central*. Prentice Hall. México. Séptima edición. pp. 508, 511

Aquí  $\phi$  es la porosidad,  $b_o$ ,  $b_g$  y  $b_w$  son las densidades molares del petróleo, gas y agua;  $S_o$ ,  $S_g$  y  $S_w$  son las saturaciones de petróleo, gas y agua;  $x_i$  y  $y_i$  son las fracciones molares de petróleo y gas y  $m_i$  es la densidad molar del componente  $i$ .

Para los reactantes que se encuentran en la fase gas y cuya tasa de reacción depende de la presión parcial, el  $c_{ri}$  viene dado por:

$$c_{ri} = P * y_i \quad [\text{Ec. 2.24}]$$

donde  $P$  es la presión.

### 2.1.1.5 Desviación de equilibrio de la tasa de reacción<sup>45</sup>

En la simulación térmica la tasa de reacción puede contener un término extra que depende de la desviación de un valor de equilibrio. Por lo que la [Ec. 2.19] es reemplazada por:

$$R_r = V_b * A_r * \exp\left(\frac{-E_r}{RT}\right) * \prod c_{ri}^{n_{ri}} * \prod d_{nijk} \quad [\text{Ec. 2.25}]$$

El término de desviación de equilibrio  $d_{nijk}$  viene dado por las siguientes dos ecuaciones:

$$d_{nijk} = \phi * b_o * S_o * (x_i - y_j / K_k) \quad [\text{Ec. 2.26}]$$

$$d_{nijk} = \phi * b_g * S_g * (K_k * x_i - y_j) \quad [\text{Ec. 2.27}]$$

donde los subíndices de  $d$  son:

$n$  es el que determina qué ecuación se va a tomar en cuenta,  $n=1$  para la [Ec. 2.26] y  $n=2$  para la [Ec. 2.27],

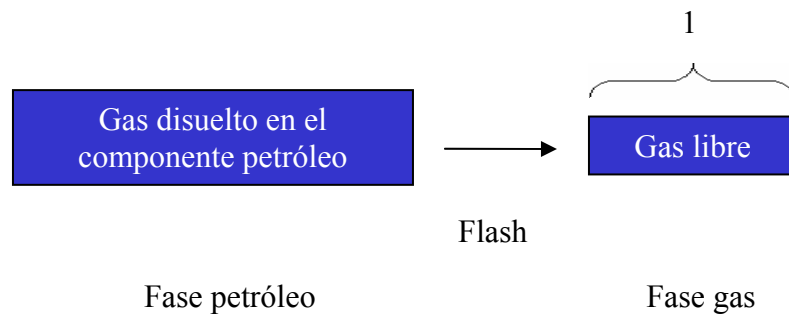
<sup>45</sup> SCHLUMBERGER (2003). *Manual of ECLIPSE 2003A\_1. Technical description*. pp. 71, 72

- $i$  es el número del componente usado para la fracción molar del petróleo,
- $j$  es el número del componente usado para la fracción molar del gas,
- $k$  es el número que establece de qué componente se calculan los valores  $K$ .

### 2.1.2 Representación de “foamy oil” en ECLIPSE y adaptación de la formulación general de la opción térmica para la simulación de crudos espumantes

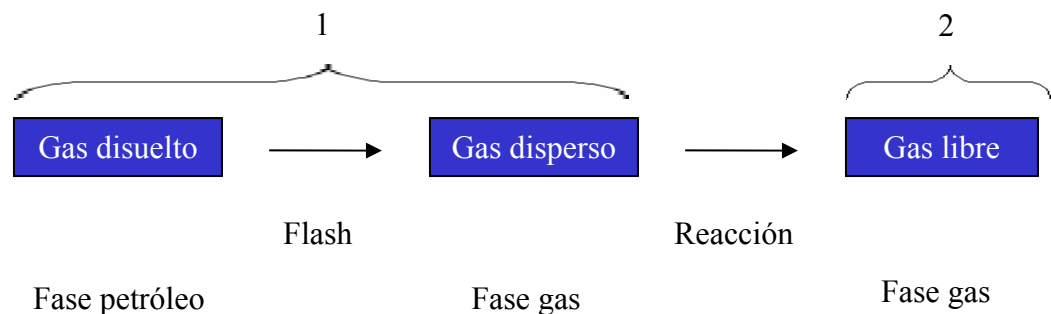
La representación de los crudos espumantes en el simulador ECLIPSE es llevada a cabo de tres formas distintas, las cuales difieren básicamente por el número de componentes que representan el gas disuelto, el gas atrapado en el petróleo y el gas libre; pero todas poseen un componente común para representar el petróleo muerto. Además es importante destacar que el número de componentes utilizados influencia la complejidad del modelo, así como también la calidad de la representación del fenómeno. Cada uno de los casos es presentado a continuación:

**Caso 1.** Es el modo más simple de modelar el fenómeno en ECLIPSE. Aquí se toma en cuenta un solo componente de gas, donde dicho componente representa el gas libre y se aumenta la saturación de gas crítica para retardar el flujo de gas en el yacimiento. Se utilizan las ecuaciones de flash convencional descritas anteriormente (Ec. 2.1 - Ec. 2.4) para establecer el paso de gas en solución a gas libre.



**Figura 2.1. Esquema del Caso 1.**

**Caso 2.** Aquí se utilizan dos componentes de gas, donde el primer componente representa el gas en solución y el gas disperso en el petróleo (“foamy”) y el segundo componente representa el gas libre. Para representar el cambio de gas en solución a gas disperso se utilizan ecuaciones de flash convencional (Ec. 2.1 - Ec. 2.4) y se requiere disminuir la movilidad del gas disperso, lo cual se realiza aumentando la viscosidad en la fase gas del primer componente de gas; sin embargo esto genera que el gas disperso se desplace muy rápido y el gas libre demasiado lento ya que la movilidad de la fase gas es calculada como un promedio ponderado de las movilidades de todos los componentes de gas. Además se incluye una reacción química para representar el cambio de gas disperso a gas libre.



**Figura 2.2. Esquema del Caso 2.**

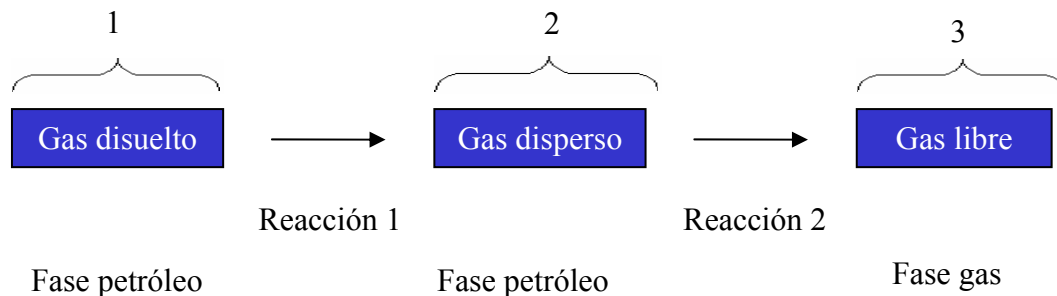
La reacción química a su vez está representada por una tasa de reacción que está dada por la [Ec. 2.19] donde la concentración del reactante está dada por la [Ec. 2.21] por encontrarse en la fase gas y al sustituir la [Ec. 2.21] en la [Ec. 2.19] para el gas disperso la tasa de reacción queda:

$$R_r = V_b * A_r * \exp\left(\frac{-E_r}{RT}\right) * (\phi * b_{gd} * S_{gd} * y_{gd})^{n_{gd}} \quad [\text{Ec. 2.28}]$$

donde el subíndice  $gd$  se refiere al gas disperso.

**Caso 3.** Es el modo más complejo y en el cual se tienen tres componentes de gas, el primero para representar el gas en solución, el segundo para representar el gas atrapado y el tercero para representar el gas libre. También se incorpora una nueva reacción para un total de dos reacciones:

- La primera representa el cambio de gas en solución a gas atrapado o disperso, reemplazando las ecuaciones de flash convencional.
- La segunda representa el cambio de gas disperso a gas libre.



**Figura 2.3. Esquema del Caso 3.**

La tasa de reacción que representa el paso de gas en solución a gas disperso la establece la [Ec. 2.25] donde la desviación de equilibrio viene dada por la [Ec. 2.26] ya que la reacción tiene lugar en la fase petróleo y al sustituir la [Ec. 2.26] en la [Ec. 2.25] para el gas en solución resulta:

$$R_r = V_b * A_r * \exp\left(\frac{-E_r}{RT}\right) * \phi * b_{gs} * S_{gs} * (x_{gs} - y_{gs} / K_k) \quad [\text{Ec. 2.29}]$$

donde el subíndice  $gs$  se refiere al gas en solución.

Debido a que el gas disperso está en la fase petróleo, se le asigna una compresibilidad de gas para representar el efecto de la expansión mediante la siguiente ecuación:

$$V_{oil}^{gd} = \frac{Z^{gd} RT}{P} \quad [\text{Ec 2.30}]$$

la cual a su vez reemplaza la [Ec. 2.13], generalmente usada para líquidos.

Por otro lado, la tasa de reacción que representa la transferencia de gas disperso a gas libre está dada por la [Ec. 2.19] ya que no depende de la desviación de equilibrio porque no está reemplazando un flash como la anterior, sino que depende de la concentración de los reactantes, es decir, del gas disperso y por ende utiliza la concentración establecida por la [Ec. 2.20]. Al sustituir la [Ec. 2.20] en la [Ec. 2.19] para el gas disperso, la tasa de reacción queda:

$$R_r = V_b * A_r * \exp\left(\frac{-E_r}{RT}\right) * (\phi * b_{gd} * S_{gd} * x_{gd})^{n_{gd}} \quad [\text{Ec. 2.31}]$$

En este caso la reacción 2 se activa inmediatamente después de la reacción 1, lo cual considera que el punto de burbujeo y de “pseudo” burbujeo son iguales. Ahora, si se quiere modelar considerando estos puntos por separados, es decir, que primero se alcance el punto de burbujeo y luego el de “pseudo burbujeo” sólo se requiere sustituir la tasa de reacción de la [Ec. 2.19] por la [Ec. 2.25] para que ambas reacciones dependan de la desviación de un valor de equilibrio y por consiguiente que cada una tome una presión de burbujeo.



Por otro lado, en la literatura se habla de la presencia de un componente de gas extra (“evolved gas” en unos y “entrained gas” en otros) presente en el fenómeno de crudos espumantes, por ejemplo en el modelo que expone Saputelli<sup>32</sup>. Dicho modelo también puede ser generado en ECLIPSE con la adición de un componente de gas extra al modelo de tres componentes, para un total de cuatro componentes de gas, aparte del componente petróleo. Esto genera un modelo mucho más complejo y aumenta considerablemente el tiempo de la corrida ya que éste es proporcional al cuadrado ( $n^2$ ) del número de componentes.

### 2.1.2.1 Keywords necesarios para modelar “foamy oil en ECLIPSE”

Para poder modelar “foamy oil” es necesario introducir una serie de “keywords” indispensables para la corrida. Aquí se presentan sólo los “keywords” más importantes para la corrida del modelo de tres componentes de gas por ser el más completo (incluye los keywords de los modelos de uno y dos componentes). Los diferentes “keywords” son presentados en sus respectivas secciones del archivo DATA como sigue:

**En la sección RUNSPEC**

**COMPS:** En él se introduce la cantidad de componentes que va a tener el modelo. En Office es introducido mediante:  
Data / Case Definition / PVT-Solutions Types / Number of Components, como se muestra en a Figura 2.4.

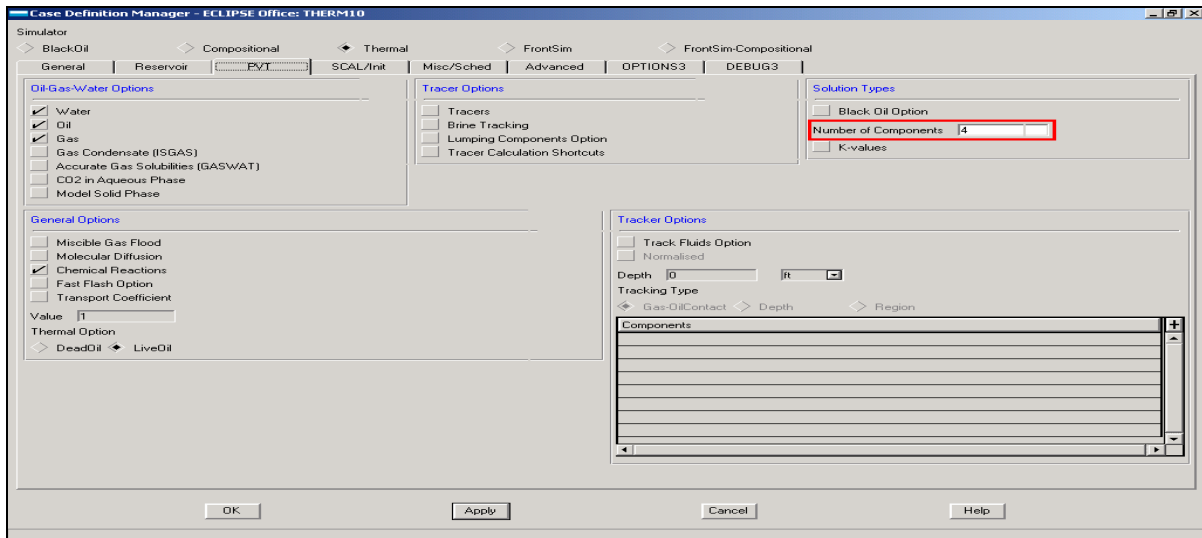


Figura 2.4. Especificación del “Keyword” COMPS en Office.

**REACTIONS:** Este “keyword” refleja la cantidad de reacciones químicas con las cuales va a trabajar el simulador. Además se introducen dos términos más, el número total de términos de desviación de equilibrio y el número total de valores K que utilizan los términos de desviación de equilibrio. En Office es introducido mediante:

Data / Case Definition / PVT-General Options / Chemical Reactions, como se muestra en la Figura 2.5.

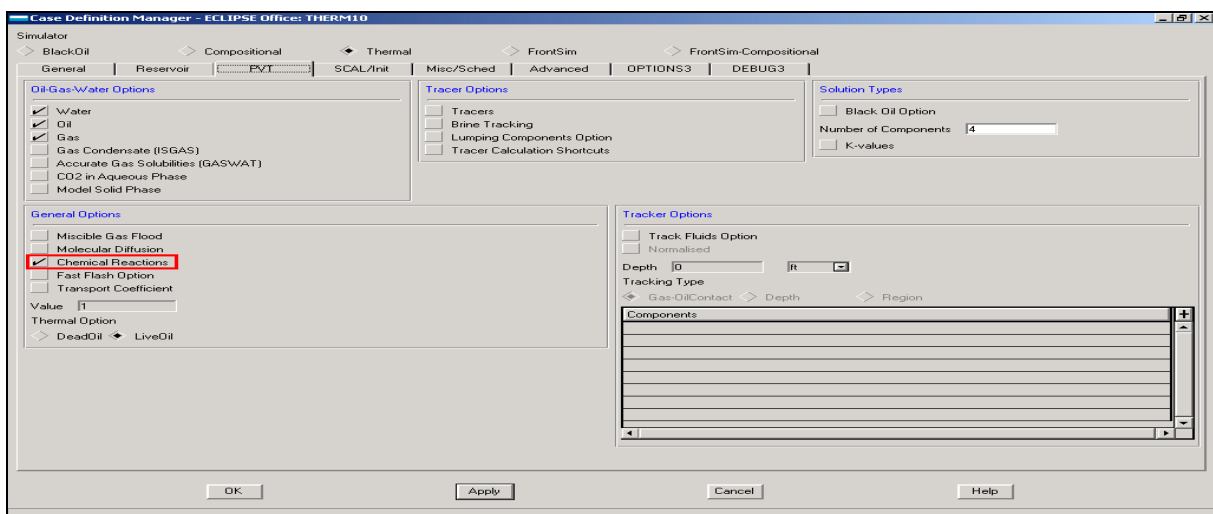


Figura 2.5. Especificación del “Keyword” REACTIONS en “Data Case Definition” de Office.

Además también es especificado en:

Data / PVT-Reaction option / Number of Reaction, como se muestra en la Figura 2.6.

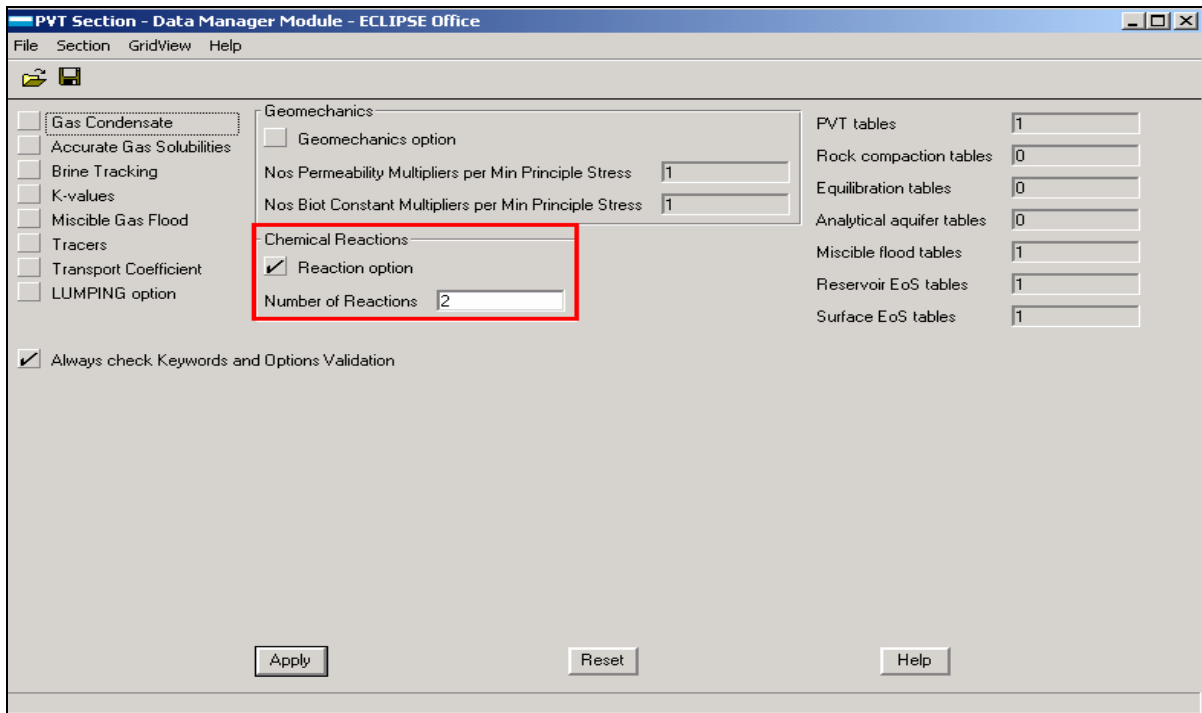


Figura 2.6. Especificación del “Keyword” REACTIONS en PVT Data de Office.

En la sección PROPS

**CNAMES:** En este “keyword” se le asigna un nombre a cada uno de los componentes que contiene el modelo. En Office es introducido mediante:

Data / PVT / Section Keywords / KeywordsTypes / Miscellaneous / CNAMES (view Keywords), como se muestra en la Figura 2.7.

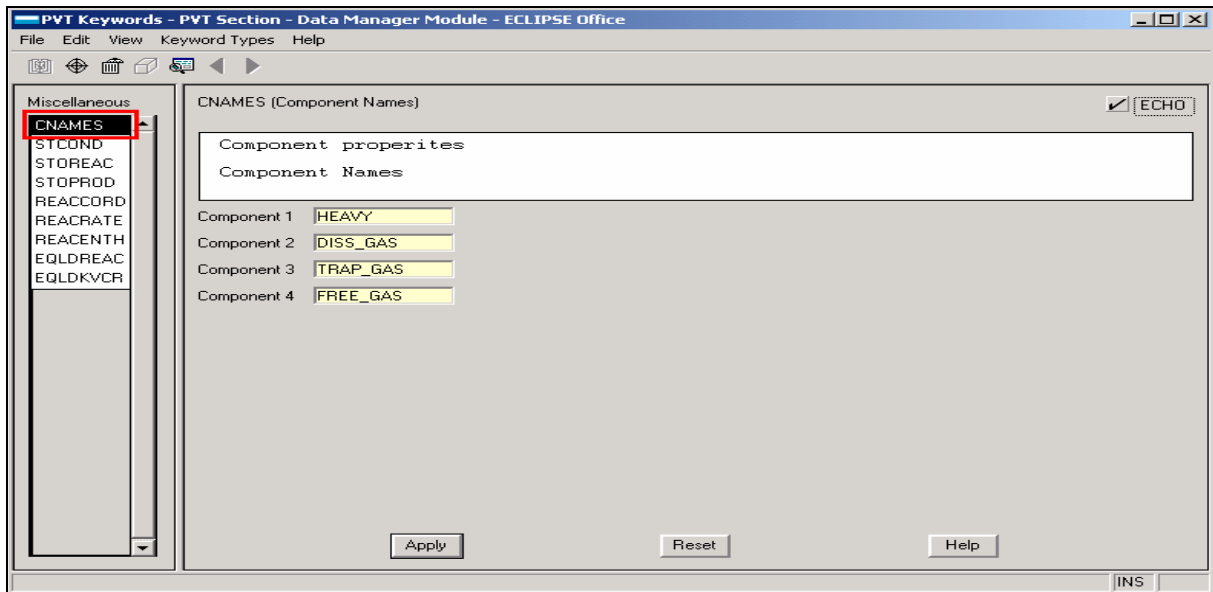


Figura 2.7. Especificación del “Keyword” CNAMEs en Office.

**CVTYPE:** Aquí se especifica la volatilidad del componente, DEAD si el componente permanece en la fase petróleo, LIVE si el componente cambia de fase petróleo a gas por medio de un flash (Ec. 2.1 - 2.4) y GAS si el componente permanece en la fase gaseosa. En Office es introducido mediante:

Data / PVT / Section Keywords / KeywordTypes / EoS Res Tables / CVTYPE (view Keywords), como se muestra en la Figura 2.8.

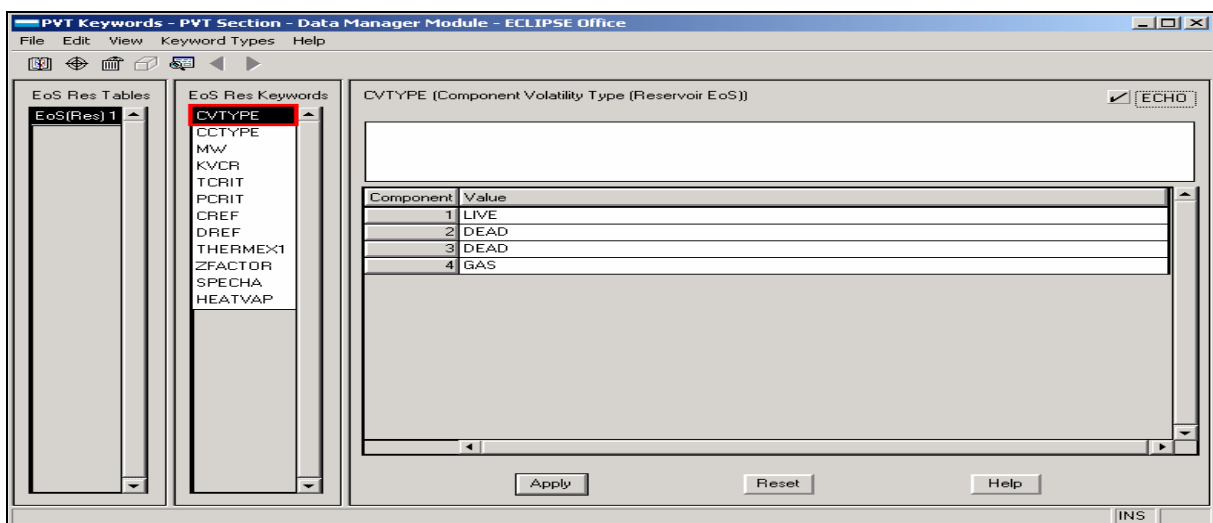


Figura 2.8. Especificación del “Keyword” CVTYPE en Office.

**KVCR:** Se usa este “keyword” para especificar cada uno de los coeficientes que pertenecen a la fórmula para los valores  $K$  para cada uno de los componentes (Ec. 2.6). En Office es introducido mediante:

Data / PVT / Section Keywords / KeywordsTypes / EoS Res Tables / KVCR  
(view Keywords), como se muestra en la Figura 2.9.

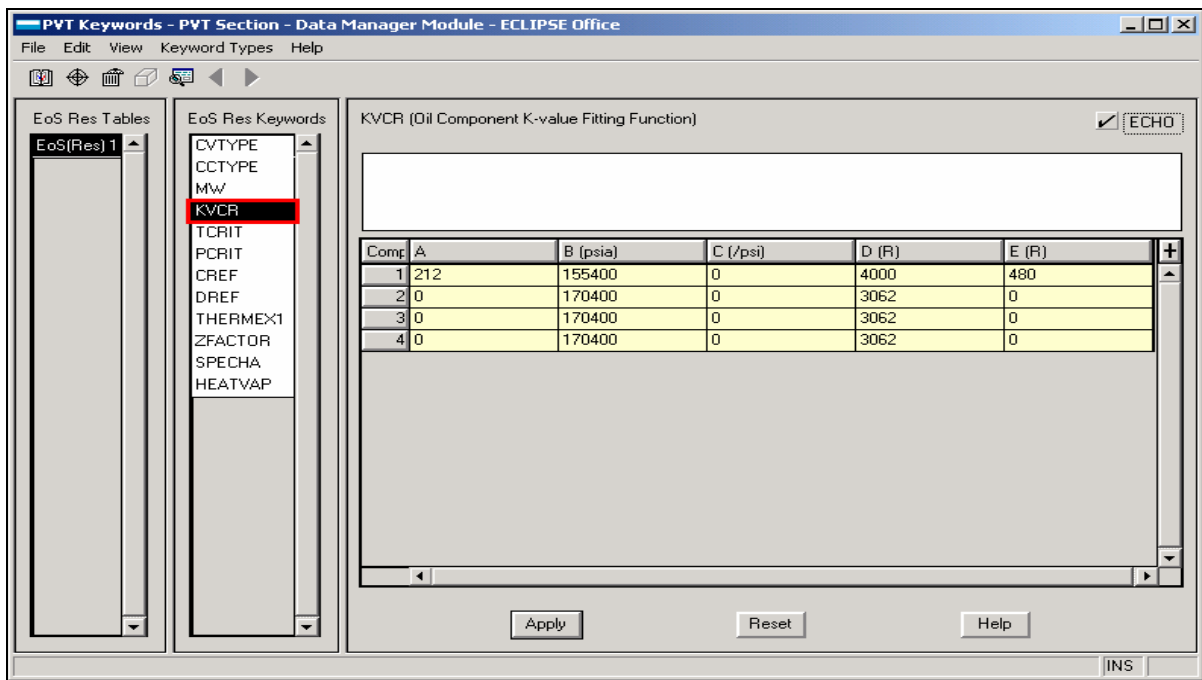


Figura 2.9. Especificación del “keyword” KVCR en Office.

**CCTYPE:** Para especificar el tipo de compresibilidad que va a tener un componente en la fase petróleo se introduce este “keyword”. Si la compresibilidad es la de un líquido se especifica OIL (Ec. 2.13), si es la de un gas se especifica GAS (Ec. 2.30 para el tercer componente de gas). En Office es introducido mediante:

Data / PVT / Section Keywords / Keywords Types / EoS Res Tables / CCTYPE  
(view Keywords), como se muestra en la Figura 2.10.

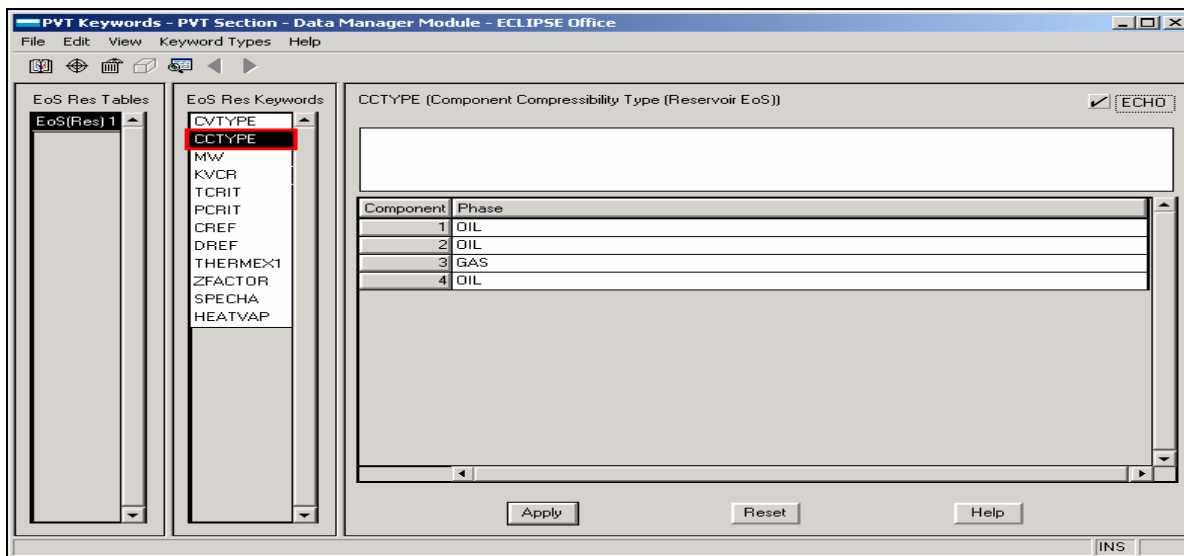


Figura 2.10. Especificación del “Keyword” CCTYPE en Office.

**STOREAC:** Como se sabe, una reacción posee reactantes y productos; para tener los coeficientes estequiométricos de los componentes reactantes se inserta este “keyword”. Para cada una de las reacciones existentes en el modelo se introduce un coeficiente estequiométrico distinto para cada componente. En Office es introducido mediante:

Data / PVT / Section Keywords / KeywordTypes / Miscellaneous / STOREAC (view Keywords), como se muestra en la Figura 2.11.

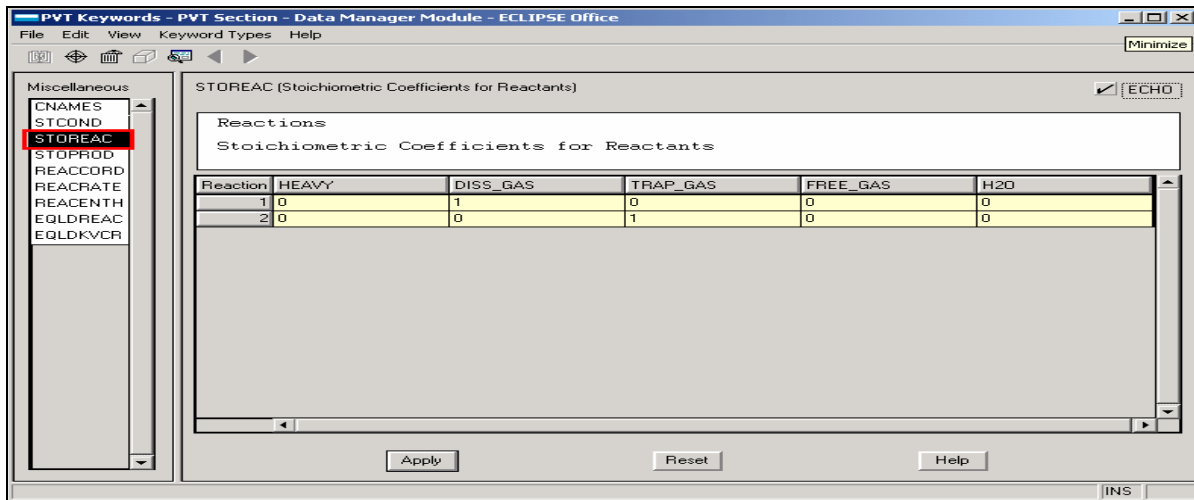


Figura 2.11. Especificación del “Keyword” STOREAC en Office.

**STOPPROD:** Es el que contiene los coeficientes estequiométricos de los productos.

En Office es introducido mediante:

Data / PVT / Section Keywords / Keywords Types / Miscellaneous / STOPPROD

(view Keywords), como se muestra en la Figura 2.12.

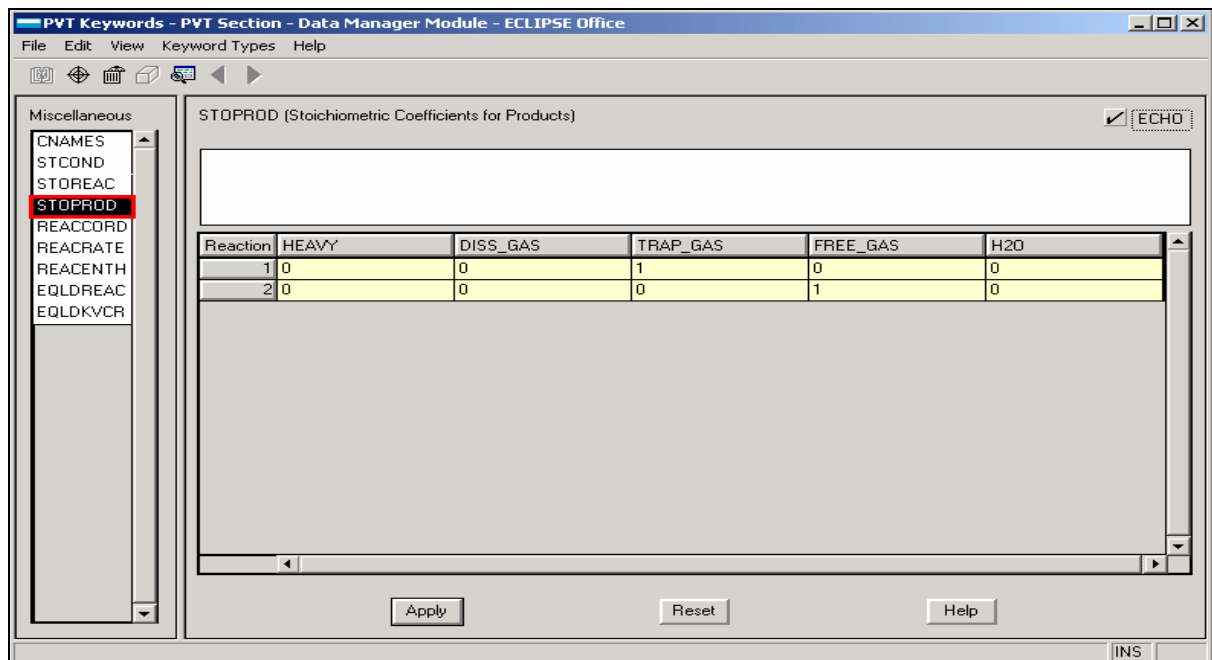


Figura 2.12. Especificación del “Keyword” STOPPROD en Office.

**REACCORD:** Aquí se especifica de qué concentración depende una reacción cuando ésta no depende de una desviación de equilibrio y representa el orden o índice del componente de la concentración del mismo (termino  $n_{r_i}$  de la Ec. 2.19).

En el modelo de dos componentes también se puede especificar el “Keyword” REACPHA para establecer en qué fase se encuentra la concentración del reactante (gas). En Office es introducido mediante:

Data / PVT / Section Keywords / Keywords Types / Miscellaneous / REACCORD

(view Keywords), como se muestra en la Figura 2.13.

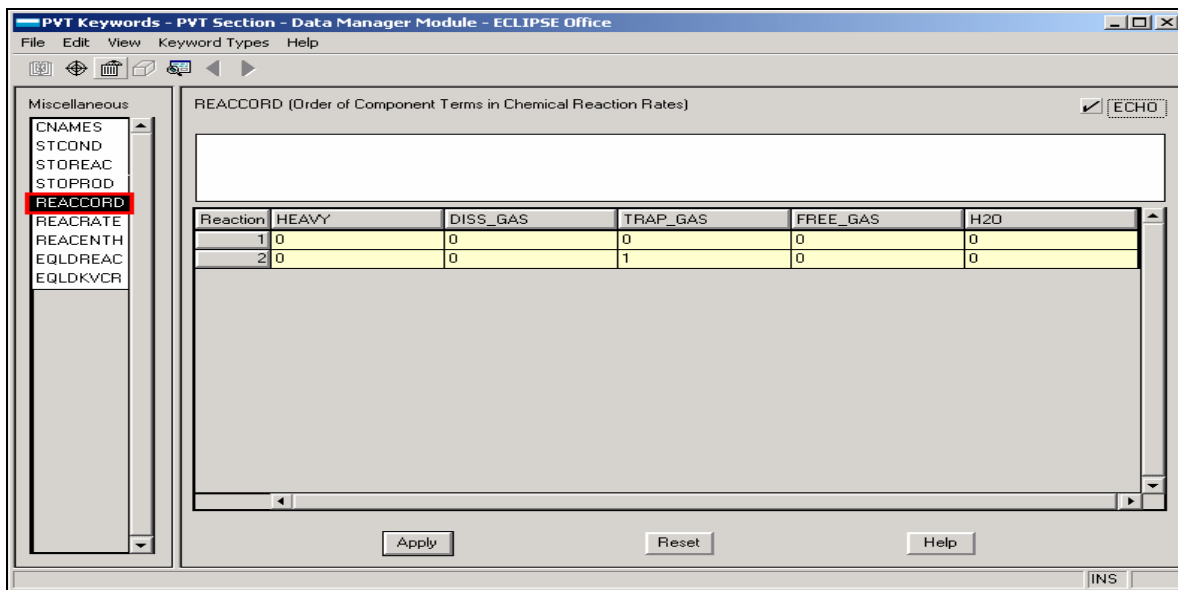


Figura 2.13. Especificación del “Keyword” REACCORD en Office.

**REACRATE:** Para el cálculo de la tasa de reacción el simulador necesita tener la constante de la tasa de reacción. Por medio de este “keyword” se introduce una para cada reacción (término  $A_r$  de las Ecs. 2.19 y 2.25). En Office es introducido mediante:

Data / PVT / Section Keywords / Keywords Types / Miscellaneous / REACRATE (view Keywords), como se muestra en la Figura 2.14.

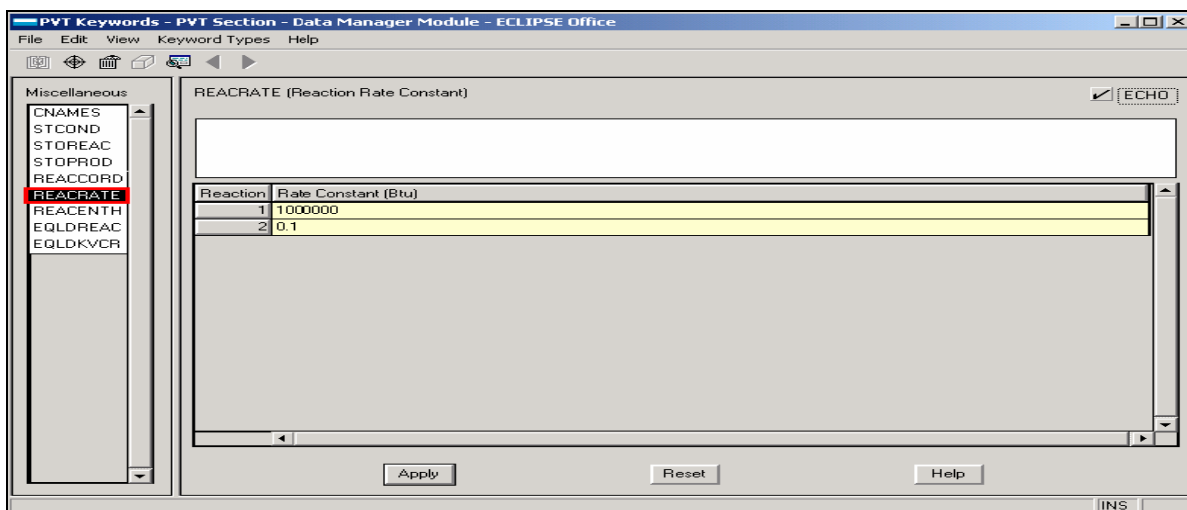


Figura 2.14. Especificación del “Keyword” REACRATE en Office.



**EQLDRATE:** Para especificar los parámetros que definen la reacción que depende del término de la desviación de equilibrio (Ec. 2.25) es necesario introducir este “keyword”. En la segunda columna se establece la ecuación utilizada para el cálculo de la desviación de equilibrio (tipo 1 Ec. 2.26 y tipo 2 Ec. 2.27). En Office es introducido mediante:

Data / PVT / Section Keywords / Keywords Types / Miscellaneous / EQLDRATE (view Keywords), como se muestra en la Figura 2.15.

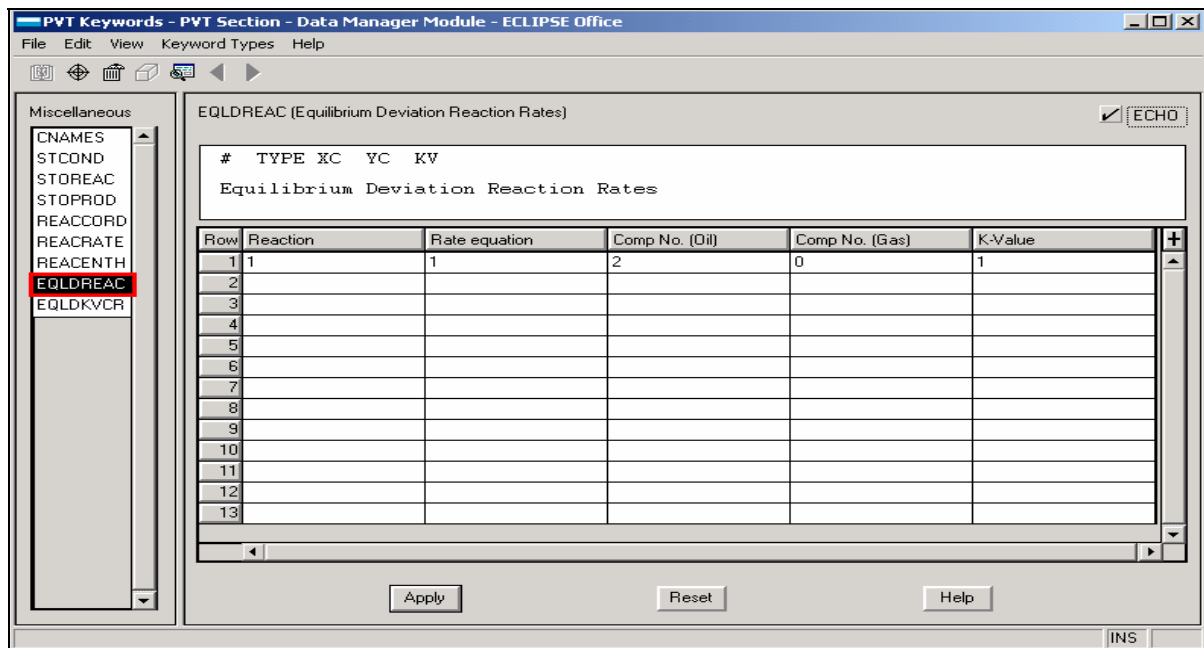


Figura 2.15. Especificación del “Keyword” EQLDRATE en Office.

**EQLDKVCR:** Es el “keyword” donde se introducen los coeficientes para el cálculo del valor  $K$  para las reacciones que contienen el término de desviación de equilibrio ( $K$  utilizado en las Ecs. 2.26 ó 2.27). En Office es introducido mediante: Data / PVT / Section Keywords/ Keywords Types / Miscellaneous / EQLDKVCR (view Keywords), como se muestra en la Figura 2.16.

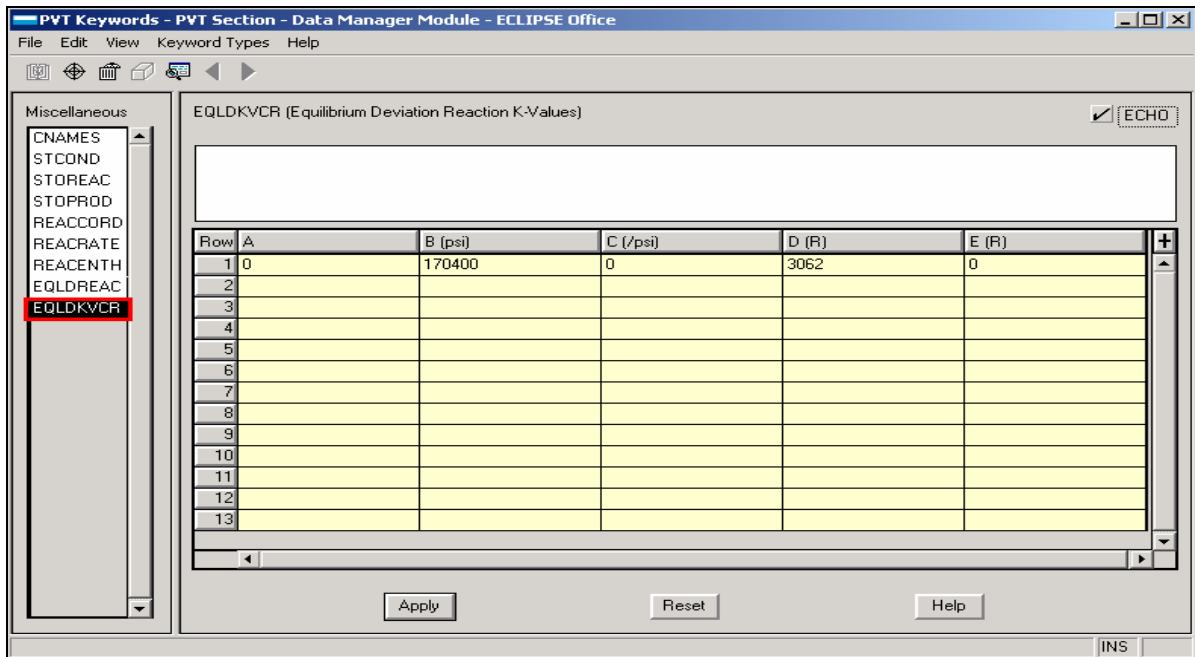


Figura 2.16. Especificación del “Keyword” EQLDKVCR en Office.

Además se introducen “keywords” para condiciones de superficie, los cuales son:

**CVTYPES:** equivalente a CVTYPE

**CCTYPES:** equivalente a CCTYPE

**KVCRS:** equivalente a KVCR

Además se introducen similarmente a sus análogos en:

Data / PVT / Section Keywords / KeywordsTypes / EoS Surf Tables

## **CAPÍTULO III. METODOLOGÍA**

### 3 METODOLOGÍA

La metodología para realizar la evaluación de las diferentes opciones y formulaciones para modelar “foamy oil” en el simulador ECLIPSE, sigue una serie de pasos que se presentan a continuación en el siguiente diagrama de flujo:

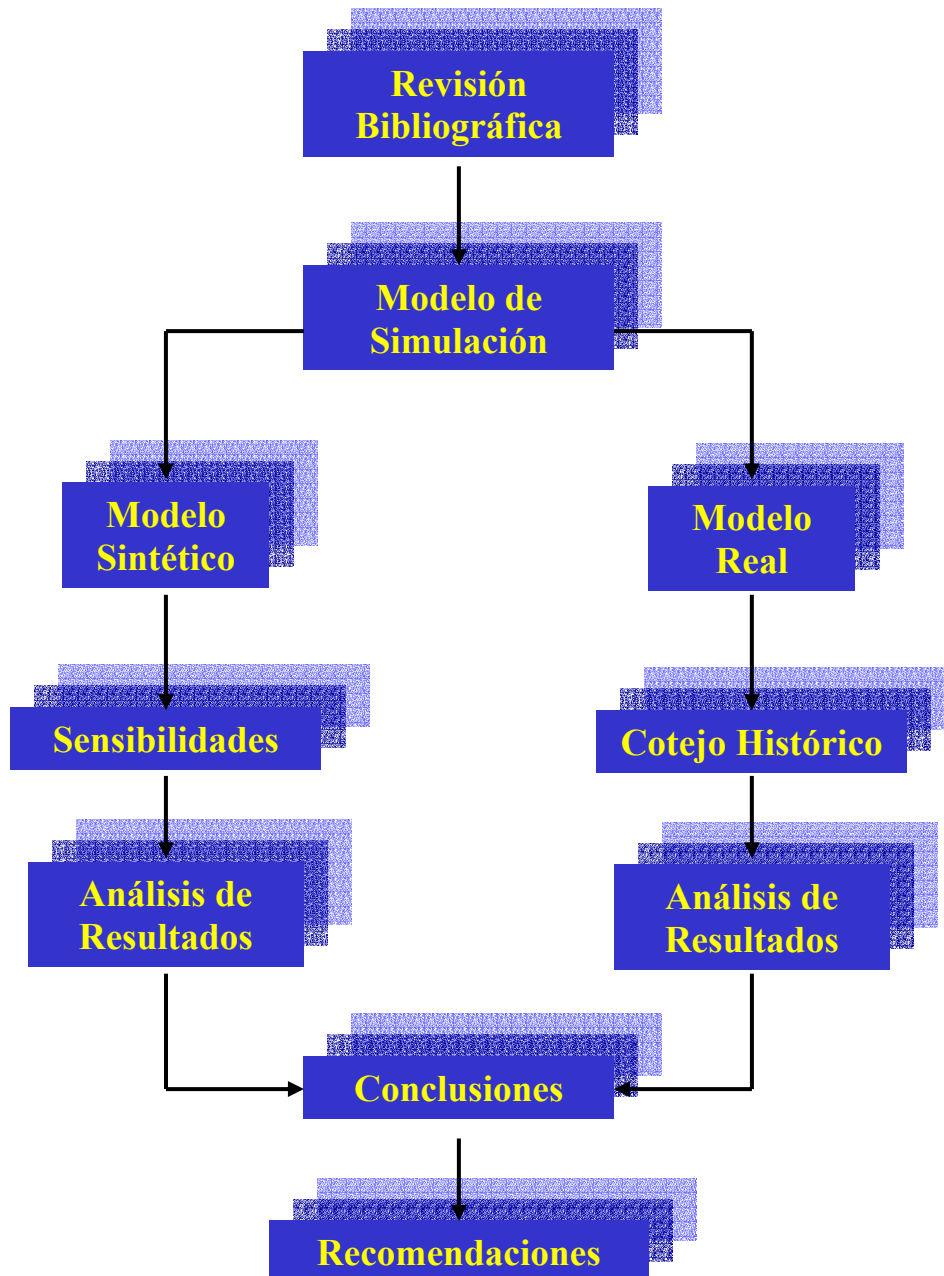


Figura 3.1. Diagrama de flujo de la metodología

### **3.1 Revisión Bibliográfica**

El primer paso es realizar la revisión bibliográfica como se muestra en el diagrama de flujo. Se comienza con un estudio de los crudos espumantes con el fin de obtener una mayor comprensión del fenómeno que se quiere modelar, básicamente a través de “papers” y artículos de revistas. Luego se revisan ciertos modelos propuestos en la literatura para la simulación de “foamy oil” y finalmente se analizan las diferentes opciones de cómo dicho fenómeno puede ser representado en el simulador ECLIPSE, mediante sus manuales y ciertos documentos de Schlumberger GeoQuest.

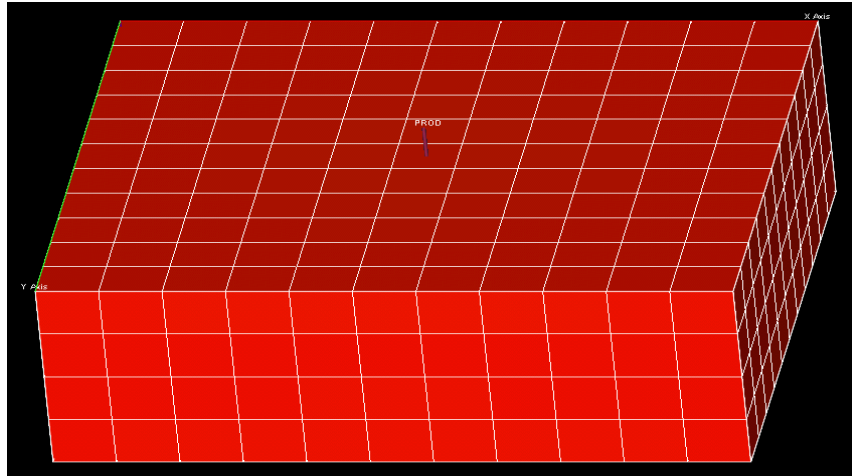
### **3.2 Modelos de Simulación**

Aquí se presentan dos modelos de simulación, un modelo sintético y un modelo real. La evaluación con el modelo sintético tiene la finalidad de entender el funcionamiento de la herramienta y analizar la formulación sin los problemas adicionales que se pueden presentar en un caso real. La aplicación en un modelo real tiene la finalidad de evaluar las diferencias que se obtienen al simular un mismo yacimiento a través del modelo de tres componentes y un caso no “foamy oil”. Cabe destacar que solamente se analiza el modelo de tres componentes ya que es el único que realmente representa el fenómeno de “foamy oil”, pero en los apéndice se muestran los resultados para los otros dos modelos.

#### **3.2.1 Modelo sintético**

El modelo sintético de simulación utilizado es un modelo conceptual de la opción térmica del simulador ECLIPSE, con la finalidad de ilustrar el funcionamiento de las reacciones químicas que reemplazan los cálculos de flash y representan el fenómeno de “foamy oil”. Dicho modelo se define con una malla cartesiana con

geometría BlockCentred y está constituido por 11 celdas en la dirección X, 11 en la dirección Y y 4 en la dirección Z. Además posee un solo pozo ubicado en el centro de la malla, como se ve en la Figura 2.2 y controlado con una presión de fondo (BHP) de 17 psia.



**Figura 3.2. Modelo sintético de simulación**

En el modelo se encuentran presentes los siguientes fluidos: petróleo, agua y gas (inicialmente disuelto); y cuenta con las características mostradas en la tabla 3.1.

**Tabla 3.1. Características del modelo sintético**  
**Características del modelo**

Características del modelo	
POES (MBN)	14.089
GOES (MPCN)	448.7
$\rho_o$ (lb/PCN)	57.6
$S_{wc}$	0.45
Porosidad	0.3
Capacidad calorífica de la roca (BTU/PC/°F)	35
Conductividad térmica de la roca (BTU/PIE/DIA/°F)	24
Compresibilidad de la roca (1/psia)	5E-4
Temperatura del yacimiento (°F)	75
Presión promedio (psia)	83
Profundidad del Datum (pies)	1500

## 3.2.1.1 Sensibilidades

Tabla 3.2. Sensibilidades del modelo sintético.

MODELOS			VARIABLE	VALORES
1 Componente de Gas	2 Componentes de Gas	3 Componentes de Gas		
✓			Saturación de gas crítica ( $S_{gc}$ )	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 0</li> <li>▪ 0,025</li> <li>▪ 0,0455</li> <li>▪ 0,05</li> <li>▪ 0,075</li> </ul>
✓			Permeabilidad relativa al gas ( $k_{rg}$ )	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Original</li> <li>▪ <math>0,75^* k_{rg}</math></li> <li>▪ <math>0,5^* k_{rg}</math></li> <li>▪ <math>0,2^* k_{rg}</math></li> <li>▪ <math>0,^*1 k_{rg}</math></li> </ul>
✓	✓	✓	Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ )	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Original</li> <li>▪ 2*Viscosidad original</li> <li>▪ 3*Viscosidad original</li> <li>▪ 20*Viscosidad original</li> </ul>
✓	✓	✓	Tasa de petróleo ( $Q_o$ )	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 10 BN/DIA</li> <li>▪ 15 BN/DIA</li> <li>▪ 20 BN/DIA</li> <li>▪ 25 BN/DIA</li> <li>▪ 30 BN/DIA</li> <li>▪ 35 BN/DIA</li> <li>▪ 40 BN/DIA</li> </ul>

MODELOS			VARIABLE	VALORES
1 Componente de Gas	2 Componentes de Gas	3 Componentes de Gas		
	✓	✓	Composición: Variación de la fracción molar del petróleo muerto ( $x_o$ ) y del gas en solución ( $x_{gs}$ ) original	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>x_o = 0,85</math> <math>x_{gs} = 0,15</math></li> <li>▪ <math>x_o = 0,9</math> <math>x_{gs} = 0,1</math></li> <li>▪ <math>x_o = 0,95</math> <math>x_{gs} = 0,05</math></li> <li>▪ <math>x_o = 1</math> <math>x_{gs} = 0</math></li> </ul>
	✓		Constante de la tasa de reacción ( $A_r$ )	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>A_r</math> base = 0,01</li> <li>▪ 2* <math>A_r</math> base</li> <li>▪ 3* <math>A_r</math> base</li> <li>▪ 10* <math>A_r</math> base</li> <li>▪ 20* <math>A_r</math> base</li> </ul>
		✓	Constante de la tasa de reacción ( $A_r$ )	<p><u>Reacción 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>A_r</math> base = 1000000</li> <li>▪ 2* <math>A_r</math> base</li> <li>▪ 3* <math>A_r</math> base</li> <li>▪ 10* <math>A_r</math> base</li> <li>▪ 20* <math>A_r</math> base</li> </ul> <p><u>Reacción 2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>A_r</math> base = 0,01</li> <li>▪ 2* <math>A_r</math> base</li> <li>▪ 3* <math>A_r</math> base</li> <li>▪ 10* <math>A_r</math> base</li> <li>▪ 20* <math>A_r</math> base</li> </ul>



MODELOS			VARIABLE	VALORES
1 Componente de Gas	2 Componentes de Gas	3 Componentes de Gas		
		✓	Compresibilidad del gas disperso mediante la variación del factor $Z$ inicial	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>Z = 0,85</math></li> <li>▪ <math>Z = 0,9</math></li> <li>▪ <math>Z = 0,95</math></li> <li>▪ <math>Z = 1</math></li> </ul>

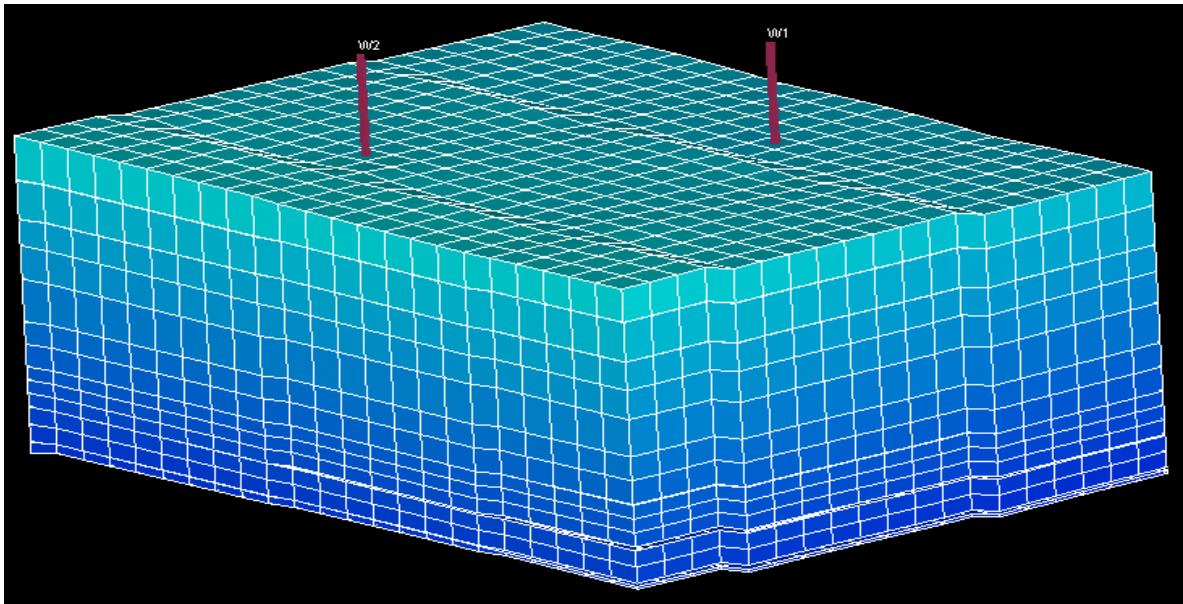
Se realiza una comparación entre los tres modelos para comprobar que aunque el modelo de un componente no representa físicamente el fenómeno, puede reproducir similarmente las variables de los otros modelos mediante la manipulación de la saturación de gas crítica e incluso de las permeabilidades relativas al gas; además que el modelo de dos componentes puede generar resultados similares al modelo de uno y tres componentes a través de la manipulación de la viscosidad del gas disperso.

### 3.2.2 Modelo real

El modelo real de simulación utilizado es un caso en el que no está presente el fenómeno de crudos espumantes, ya que no se dispuso de un modelo real con tal característica, pero se intenta evaluar las diferencias existentes al representar el mismo yacimiento a través de un modelo convencional en la opción térmica de ECLIPSE y el modelo de tres componentes de gas utilizado para la representación de crudos espumantes. Los análisis son hechos en base al cotejo en ambos modelos de la historia de producción del campo y los resultados que se obtienen en las otras variables tales como la relación gas petróleo, la presión de fondo fluuyente de los pozos, la presión promedio de todas las celdas y la producción acumulada de cada pozo.

El modelo es sólo un sector de un yacimiento completo ya que es suficiente para la evaluación de la herramienta y se ahorra el tiempo que requeriría una corrida

del modelo completo. El modelo está definido con una malla cartesiana con geometría CornerPoint y está constituido por 23 celdas en la dirección X, 19 en la dirección Y y 13 en la dirección Z para un total de 5681 celdas. Además posee dos pozos (W1 y W2) ubicados como se ve en la Figura 2.3 y controlados con una presión de fondo (BHP) de 450 psia para W1 y 550 psia para W2.



**Figura 3.3. Modelo real de simulación**

En el modelo se encuentran presentes los siguientes fluidos: petróleo, agua y gas (inicialmente disuelto); y cuenta con las características mostradas en la tabla 3.2

**Tabla 3.3. Características del modelo real**

<b>Características del modelo</b>	
POES (MMBN)	74.500
GOES (MMPCN)	8.123
$\rho_o$ (lb/PCN)	62.6862
$S_{wc}$	0.126
Porosidad promedio	0.3058
Capacidad calorífica de la roca (BTU/PC/°F)	35
Conductividad térmica de la roca (BTU/PIE/DIA/°F)	24
Compresibilidad de la roca (1/psia)	5E-4
Temperatura del yacimiento (°F)	122
Presión al Datum (psia)	1181
Profundidad del Datum (pies)	2500

## **CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DEL MODELO SINTÉTICO**

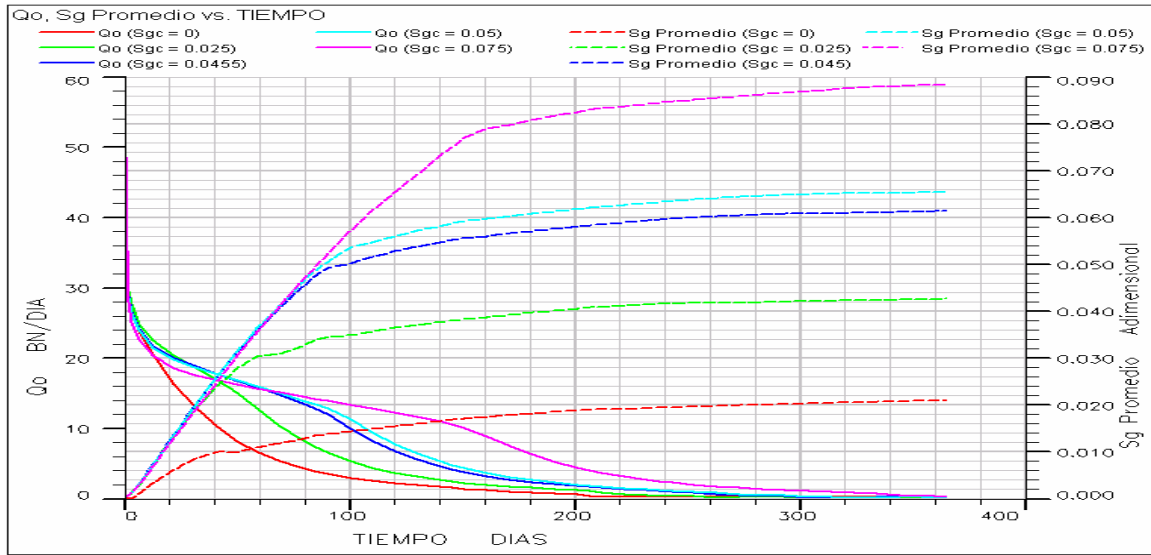
## 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL MODELO SINTÉTICO

### 4.1 Modelo De Un Componente De Gas

Para el modelo de un componente de gas, una serie de variables fueron tomadas como parámetros base para todas las sensibilidades, las cuales fueron mantener una saturación de gas crítica de 0,05; una saturación de gas inicial de cero y una presión inicial con  $83\text{ psia}$  de magnitud.

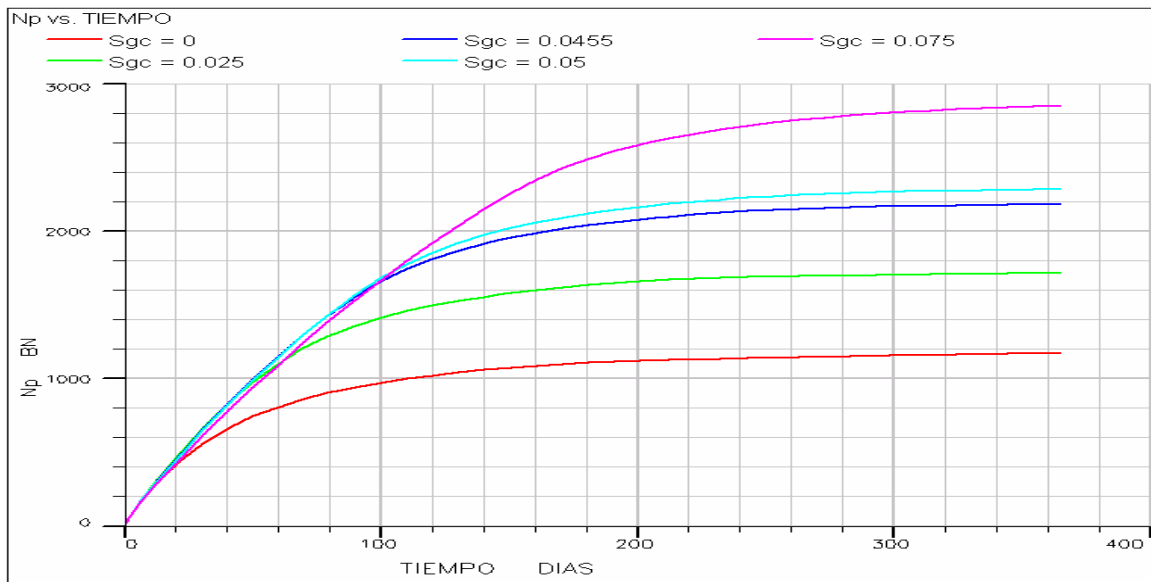
#### 4.1.1 Sensibilidad en la variación de la saturación de gas crítica

En la Figura 4.1 se muestra el cambio de la tasa de petróleo (curva continua) y la saturación promedio de gas (curva segmentada) con respecto al tiempo, la cual ilustra que los primeros días de producción se tiene mayor tasa cuando el valor de saturación de gas crítica es más bajo hasta el momento en que se empieza a mover el gas, al alcanzar el valor de  $S_{gc}$ . A partir de ese momento la curva de la tasa con respecto al tiempo cambia de tendencia cayendo con una mayor rapidez, resultando que al final de las corridas se tenga mayor tasa de petróleo cuando el valor de  $S_{gc}$  es mayor.



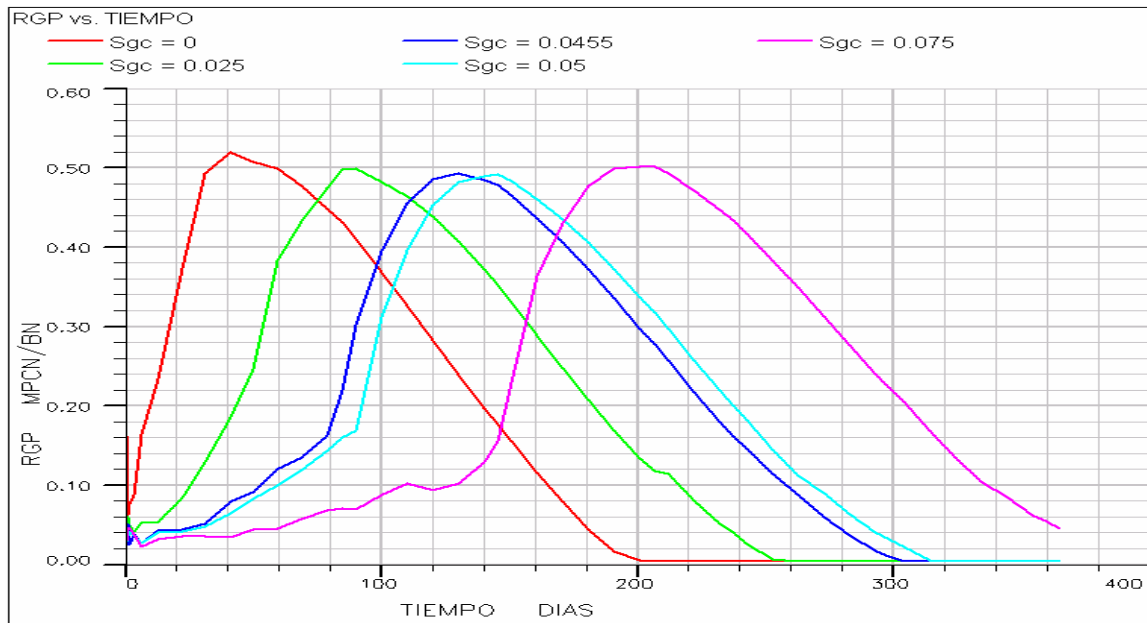
**Figura 4.1.** Tasa de petróleo, Saturación de gas promedio vs. Tiempo correspondiente al análisis de sensibilidades de saturación de gas crítica para el modelo de un componente de gas.

Cuando el valor de la  $S_{gc}$  es más alto causa que el gas tarde más tiempo en movilizarse como una sola fase, manteniéndose en el yacimiento ocupando un espacio del medio poroso que estaba siendo ocupado antes por el petróleo y por consiguiente actúa como un mecanismo de empuje que ayuda a obtener mayores recobros a valores altos de  $S_{gc}$  (Figura 4.2).



**Figura 4.2.** Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo correspondiente al análisis de sensibilidades de saturación de gas crítica para el modelo de un componente de gas.

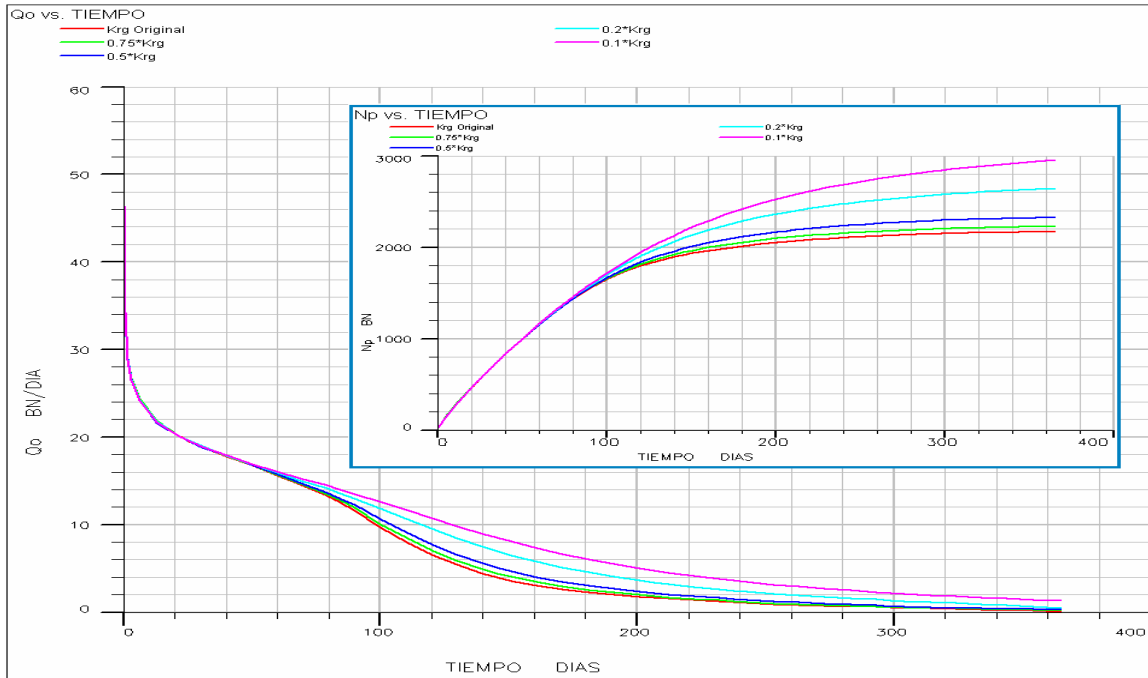
Por lo tanto, las curvas relación gas petróleo sufren un desfase en el tiempo al tardar la movilización del gas por causa de su alto valor de  $S_{gc}$  (Figura 4.3).



**Figura 4.3. Relación gas petróleo vs. Tiempo correspondiente al análisis de sensibilidades de saturación de gas crítica para el modelo de un componente de gas.**

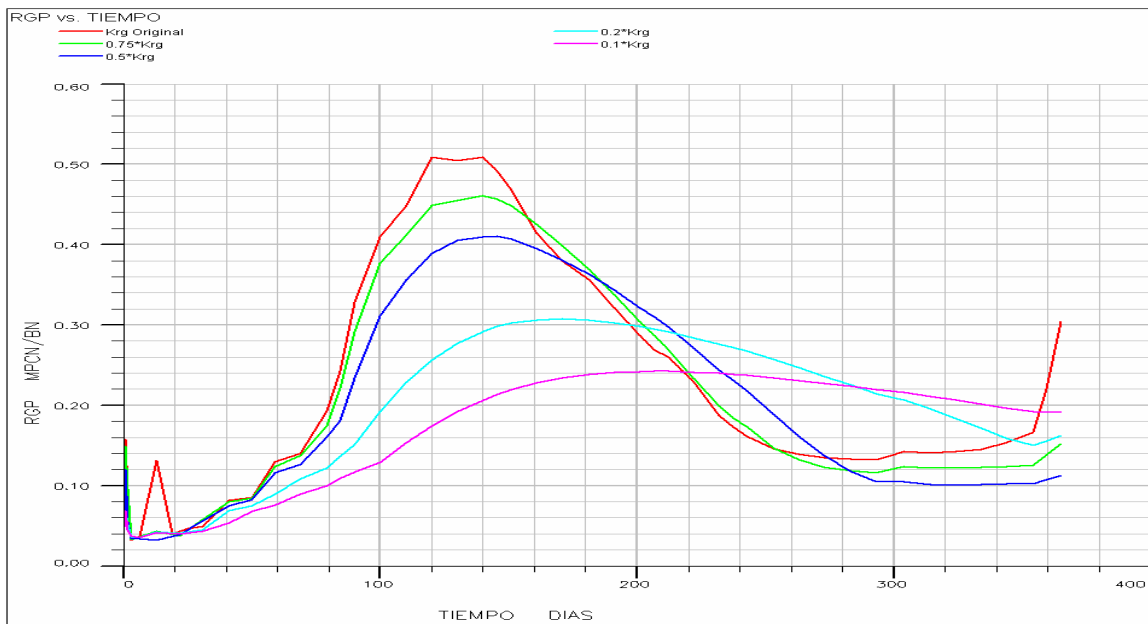
#### 4.1.2 Sensibilidad en la variación de la permeabilidad relativa al gas

La permeabilidad relativa al gas,  $k_{rg}$ , es la relación que existe entre la permeabilidad del gas y la absoluta. Entonces la modificación de esta variable hace que el gas fluya con más o menos facilidad. Por esta razón es que se obtiene una disminución de la tasa de petróleo a medida que los valores de  $k_{rg}$  son más altos, tal como se muestra en la Figura 4.4, ya que el gas al producirse más rápido por el aumento de la  $k_{rg}$ , hace que disminuya rápidamente la presión del modelo, dando como resultado un menor recobro a estas condiciones.



**Figura 4.4. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo) correspondiente al análisis de sensibilidades de permeabilidad al gas para el modelo de un componente de gas.**

Además se tiene un alza en la relación gas petróleo (Figura 4.5), como era de esperarse, por el aumento de la capacidad del gas para fluir.

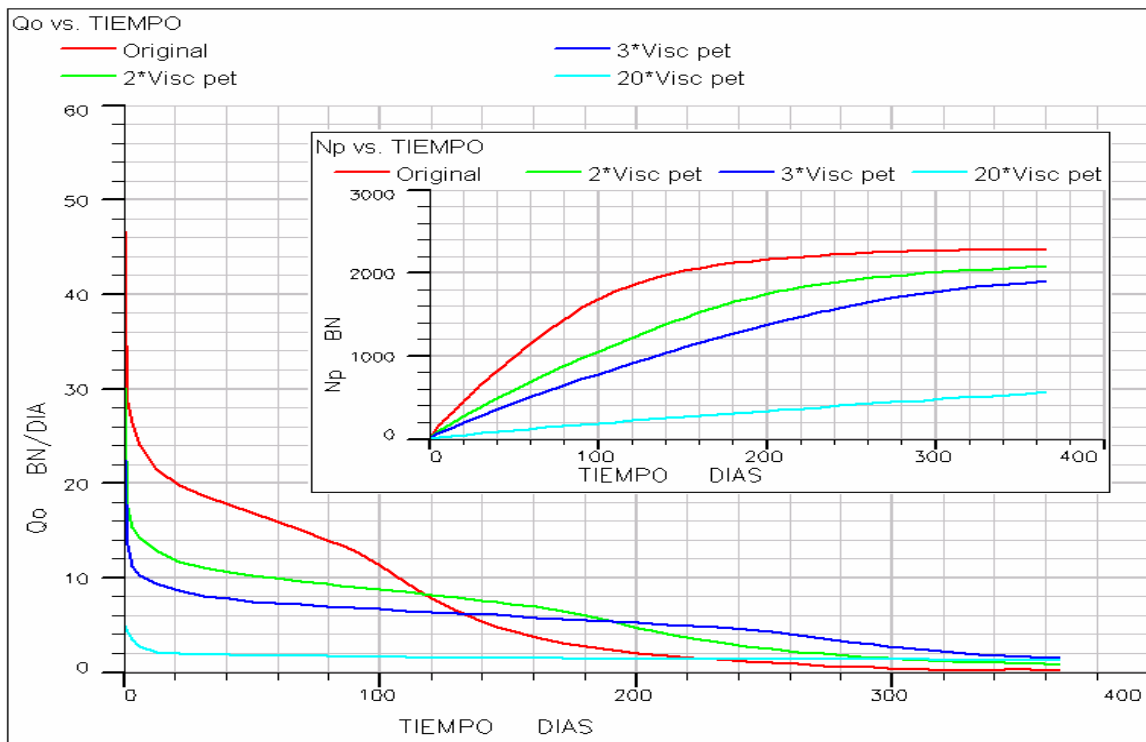


**Figura 4.5. Relación gas petróleo vs. Tiempo correspondiente al análisis de sensibilidades de permeabilidad al gas para el modelo de un componente de gas.**



### 4.1.3 Sensibilidad en la variación de la viscosidad del petróleo

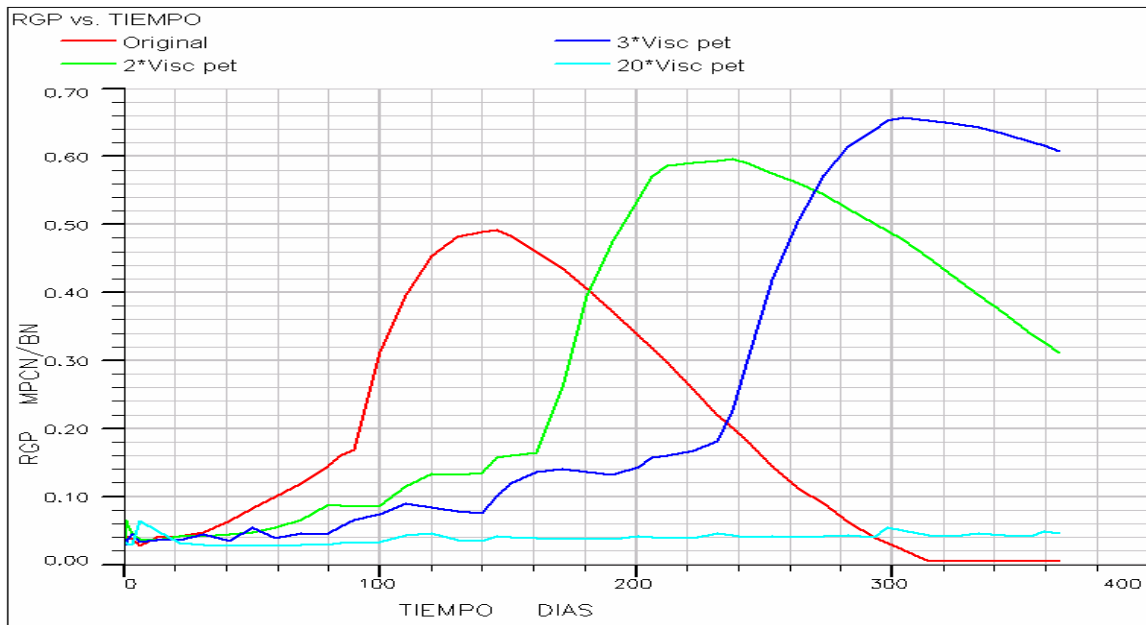
En el momento en que se realiza esta sensibilidad se varían los valores de viscosidad del petróleo para determinar los cambios que se reflejan en la relación gas petróleo, como también en la producción al tener crudos más viscosos. Al realizar estas variaciones se obtiene que a crudos mas viscosos las tasas de producción son menores y por lo tanto menor recobro (Figura 4.6).



**Figura 4.6. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo) correspondiente al análisis de sensibilidades de viscosidad de petróleo para el modelo de un componente de gas.**

Por otro lado, en la relación gas petróleo (Figura 4.7) se consigue que para viscosidades altas las *RGP* son menores, ya que el gas se tarda más tiempo en movilizarse porque aun no alcanza la saturación de gas crítica, pero cuando alcanza dicho valor, los máximos que alcanza la *RGP* son mayores a viscosidades altas, ya que lo único que se varía es la viscosidad del petróleo mientras que las propiedades del gas se mantienen iguales, por lo tanto al alcanzar la saturación crítica de gas y tener una tasa de producción muy baja, se

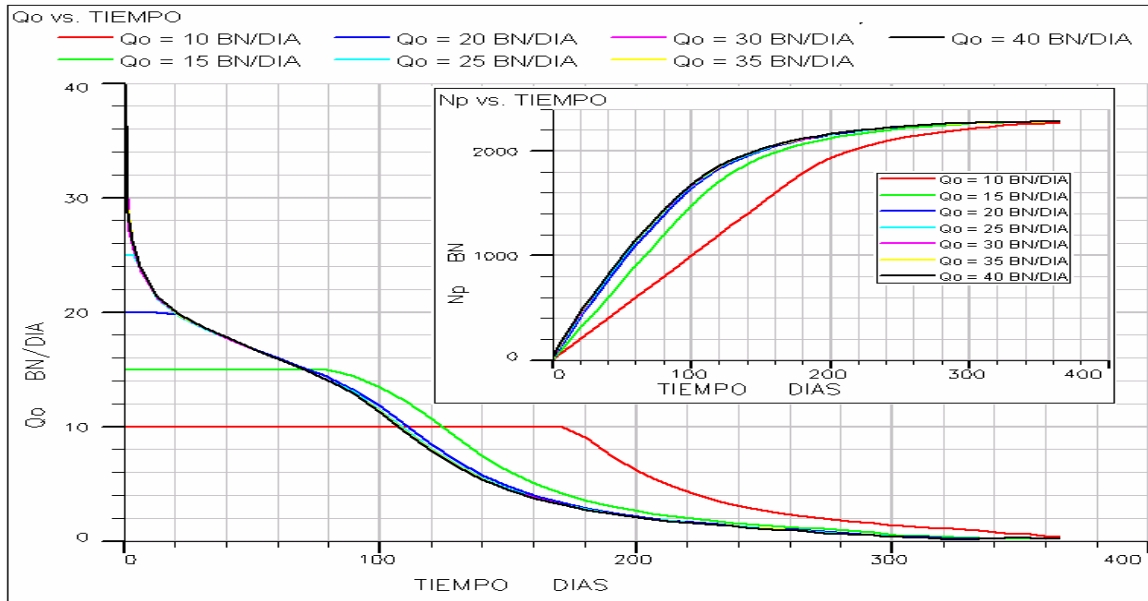
consigue una mayor relación gas petróleo, lo cual sucede con el crudo de alta viscosidad.



**Figura 4.7. Relación gas petróleo vs. Tiempo correspondiente al análisis de sensibilidades de viscosidad de petróleo para el modelo de un componente de gas.**

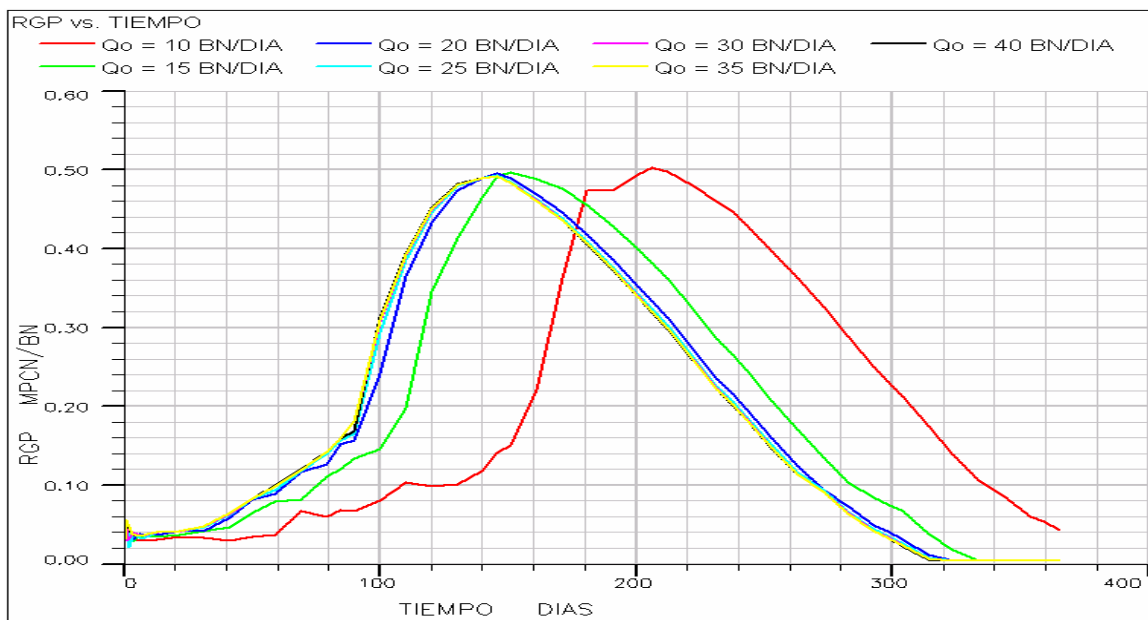
#### 4.1.4 Sensibilidad en la variación de la tasa de petróleo

La tasa de petróleo es variada para este estudio, pero se mantiene fija una presión de fondo (*BHP*) de  $17\text{ psia}$ . En la Figura 4.8 se puede observar que al imponer tasas bajas se mantiene la producción por más tiempo que cuando se exigen tasas más altas, debido a que la limitación del *BHP* comienza a afectar la producción en menor tiempo cuando se imponen tasas altas. Referente al recobro alcanzado cuando se realiza esta sensibilidad no hay variación al final de la corrida, solo que a tasas bajas el recobro es más bajo al principio de la producción.



**Figura 4.8. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo) correspondiente al análisis de sensibilidades de tasa de petróleo para el modelo de un componente de gas.**

En la relación gas petróleo (Figura 4.9) sólo existe un desfase en las curvas cuando se imponen las tasas de  $10^{BN/DIA}$  y  $15^{BN/DIA}$  por el tiempo en que tarda en ser alcanzada la saturación crítica de gas.



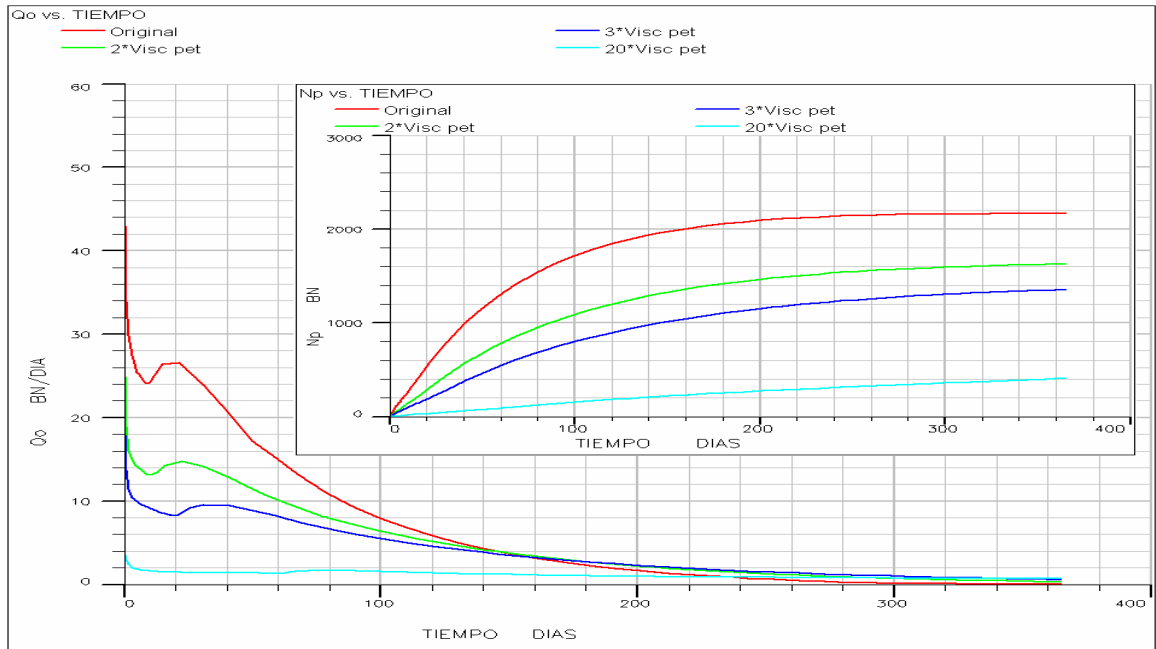
**Figura 4.9. Relación gas petróleo vs. Tiempo correspondiente al análisis de sensibilidades de tasa de petróleo para el modelo de un componente de gas.**

## **4.2 Modelo De Dos Componentes De Gas**

A diferencia del modelo de un componente de gas, las condiciones iniciales del modelo de dos componentes de gas consisten en una saturación de gas crítica igual a la saturación de gas inicial fijada en cero y la presión inicial es de  $83 \text{ psia}$ .

### **4.2.1 Sensibilidad en la variación de la viscosidad del petróleo**

Con respecto a los resultados que se obtienen en la tasa de petróleo, ésta resulta mucho menor a viscosidades más altas, debido a la disminución de la movilidad del petróleo a medida que se aumenta la viscosidad, dando como consecuencia que la producción acumulada de petróleo sea menor, tal como se muestra en la Figura 4.10. Aquí se observa que a bajas viscosidades el modelo de dos componentes tiende a disminuir y luego aumentar la tasa de producción debido al mismo comportamiento en la presión. Esto pareciera representar ciertos resultados experimentales asociados a la supersaturación, pero realmente se debe a que el modelo posee una alta constante de tasa en la reacción química y esto lo hace más inestable como se verá más adelante en las sensibilidades de dichas constantes. Por consiguiente para bajas viscosidades los cambios son mayores debido a que hay mayor facilidad para transmitir los cambios de presión en todo el modelo.



**Figura 4.10. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo) correspondiente al análisis de sensibilidades de viscosidad de petróleo para el modelo de dos componentes de gas.**

Sin embargo la relación gas petróleo aumenta porque la movilidad del petróleo disminuye, tal como se observa en la Figura 4.11 (curva continua). Pero a pesar que la relación gas petróleo sea mayor a viscosidades de petróleo más altas, la reacción química (curva segmentada) presenta una disminución en su tasa de reacción, debido a que la presión de cada celda disminuye más lentamente a viscosidades altas, ocasionando que el valor  $K$  disminuya para cada celda a medida que se aumenta la viscosidad, ya que este es proporcional únicamente al inverso de la presión porque la temperatura del yacimiento es constante. Además se sabe que el valor  $K$  es la relación que existe entre las fracciones molares de gas y líquido de un componente a una temperatura y presión específica, tal como muestra la [Ec. 1.5], por lo que si el valor  $K$  disminuye a medida que se aumenta la viscosidad del petróleo, la fracción molar de petróleo aumenta y la de gas disminuye dando como consecuencia menos gas disperso (reactante) involucrado en la reacción y por ello el valor de la tasa de reacción es menor.

$$K^c(P,T) = \frac{y^c}{x^c} \quad [\text{Ec. 1.5}]$$

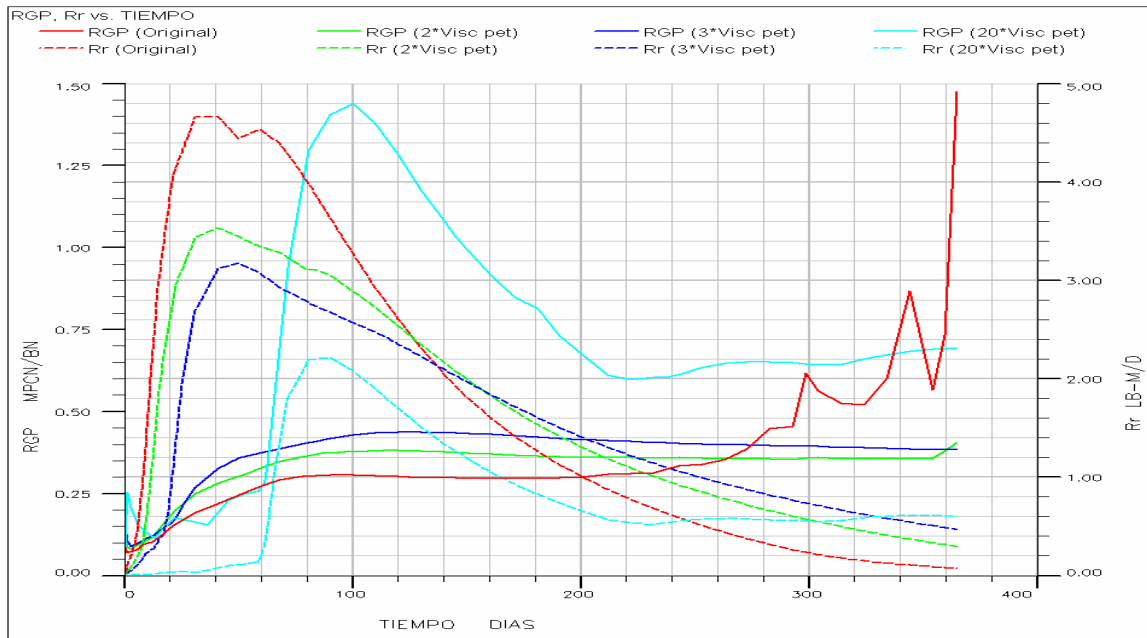
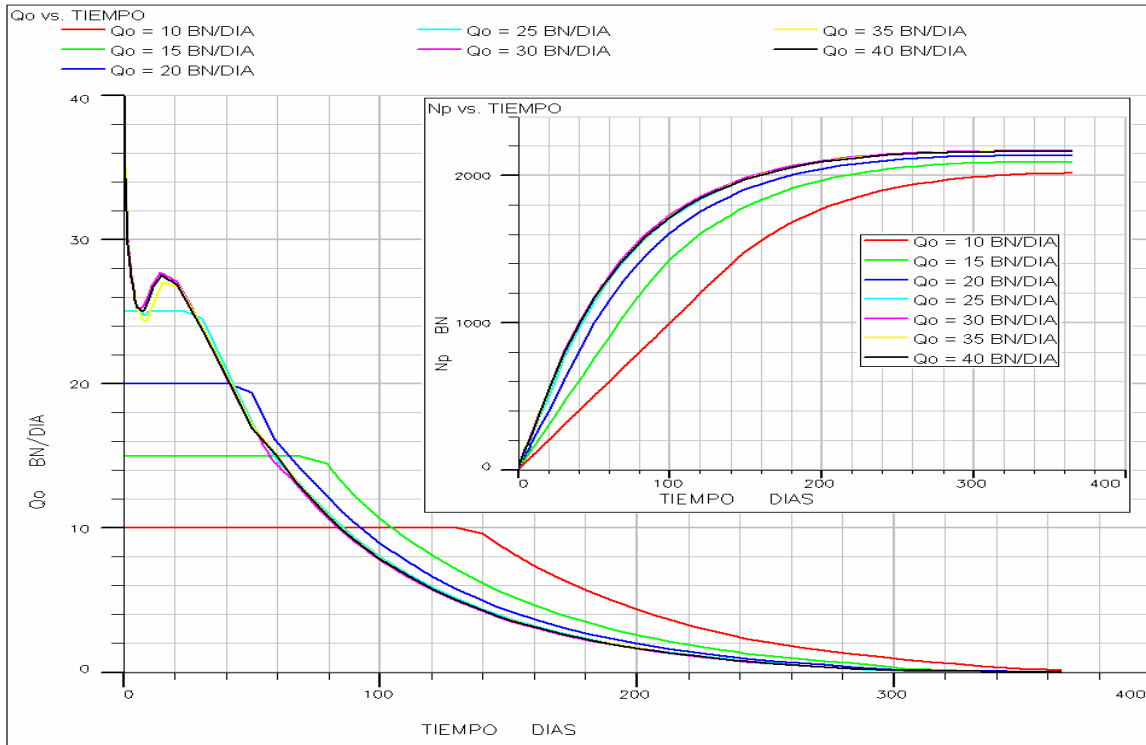


Figura 4.11. Relación gas petróleo, Tasa de reacción vs. Tiempo correspondiente al análisis de sensibilidades de viscosidad de petróleo para el modelo de dos componentes de gas.

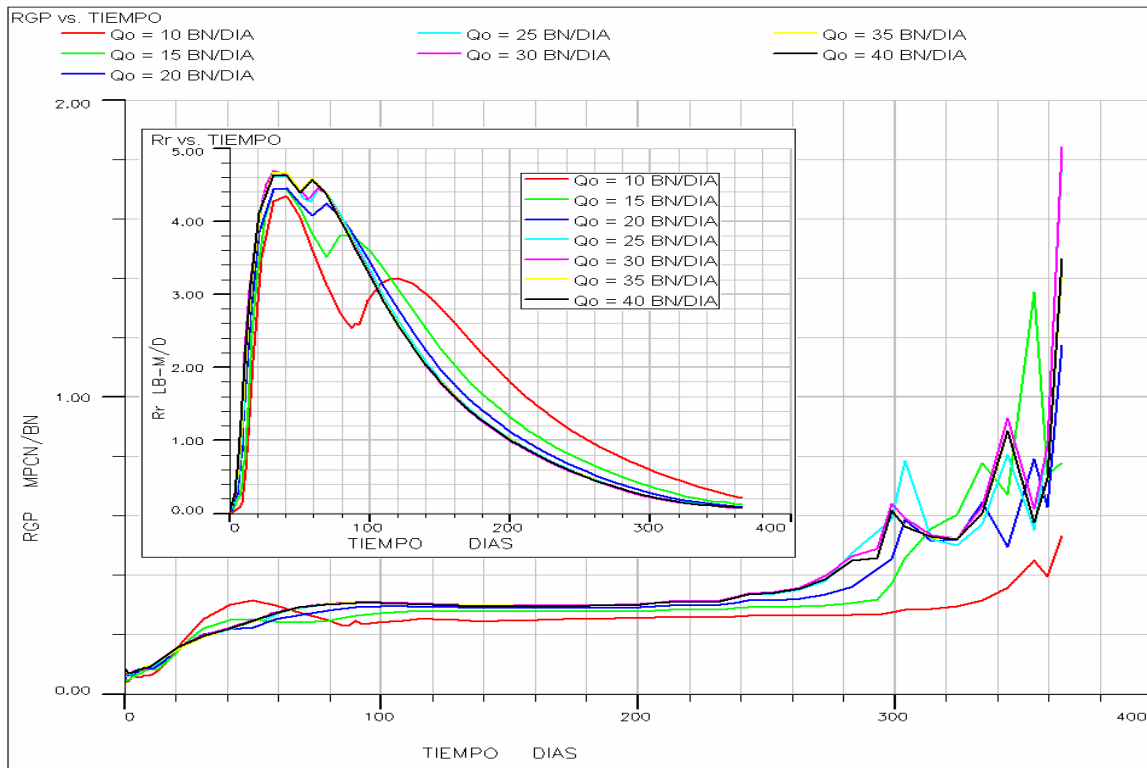
#### 4.2.2 Sensibilidad en la variación de la tasa de petróleo

En este estudio de sensibilidad correspondiente a la tasa de petróleo se observa que cuando se imponen tasas pequeñas se logra producir la tasa impuesta por un tiempo determinado y luego cae, tal como muestra la Figura 4.12. Esto se debe a que el yacimiento tiene suficiente energía para producir la tasa especificada con una presión de fondo ( $BHP$ ) por encima del valor fijado, que en este caso es de  $17\text{ psia}$ . En el momento en que el  $BHP$  desciende hasta ese valor, la tasa no se puede mantener y cae por debajo de  $Q_{oi}$ . La producción acumulada muestra en el comportamiento de las curvas, que a los valores de tasa de petróleo iguales a  $30\text{ BN/DIA}$ ,  $35\text{ BN/DIA}$  y  $40\text{ BN/DIA}$  se tiene mayor recobro que cuando se imponen tasas menores o iguales a  $25\text{ BN/DIA}$ .



**Figura 4.12. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo) correspondiente al análisis de sensibilidades de tasa de petróleo para el modelo de dos componentes de gas.**

La Figura 4.13 refleja diferencias poco sustanciales en la relación gas petróleo pero la tendencia de las curvas es que a tasas pequeñas de petróleo se tienen menores relaciones gas petróleo, ya que la reacción química presenta una disminución en su tasa de reacción, debido a que la presión de las celdas disminuye más lentamente a tasas de producción más bajas, generando que el valor  $K$  sea más bajo y produciendo que la fracción molar de líquido incremente y la de gas descienda, porque  $K$  es la relación que existe entre las fracciones molares de gas y líquido de un componente a una temperatura y presión específica, dando como consecuencia menos gas disperso involucrado en la reacción y por ello el valor de la tasa de reacción es menor.

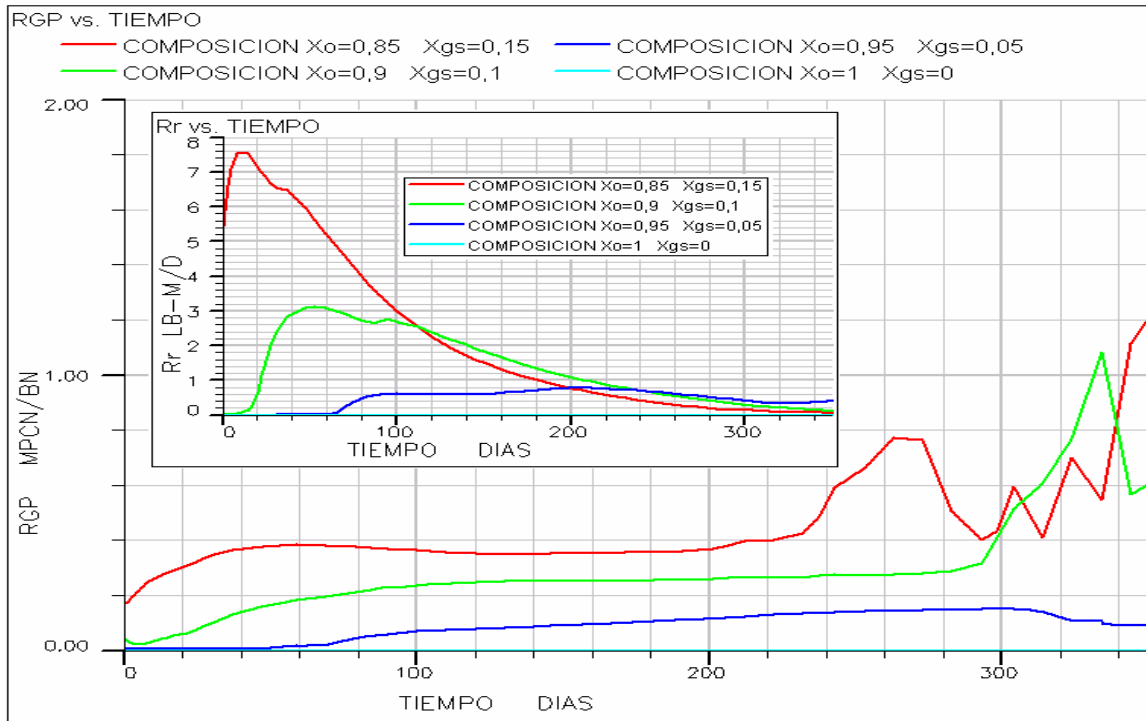


**Figura 4.13. Relación gas petróleo vs. Tiempo (Tasa de reacción vs. Tiempo) correspondiente al análisis de sensibilidades de tasa de petróleo para el modelo de dos componentes de gas.**

### 4.2.3 Sensibilidad en la variación de la composición

La fracción molar de gas en solución que posee el petróleo es una de las variables que afecta en mayor proporción los resultados obtenidos cuando se modela “foamy oil” a través del modelo de dos componentes, ya que acelera o retarda la formación del gas disperso por medio del flash, según sea mayor o menor la concentración de gas en solución. Además la reacción que representa el paso de gas disperso a gas libre depende de la concentración del gas disperso y por consiguiente la fracción de gas en solución establece la magnitud de la relación gas petróleo, como se muestra en la Figura 4.14.





**Figura 4.14. Relación gas petróleo vs. Tiempo (Tasa de reacción vs. Tiempo). Sensibilidad de composición. Modelo de dos componentes de gas**

En este modelo el único aporte de energía proviene del gas en solución, y sin embargo, la producción de petróleo no es necesariamente proporcional a la concentración de gas en solución, sino que existe una fracción determinada a la cual se obtiene un mayor recobro (ver Figura 4.15), ya que genera el gas disperso necesario para aportar cierta compresibilidad al sistema sin aumentar drásticamente la producción de gas como sucede con las concentraciones más altas de gas en solución. Esto se debe a que al elevar la concentración de gas en solución se aceleran tanto el flash como la reacción química, ocasionando que la fracción molar de gas libre (que posee una viscosidad mucho más baja que la del gas disperso) se incremente rápidamente y como el simulador calcula la movilidad del gas como un promedio ponderado entre el gas disperso y el gas libre, al incrementarse drásticamente la fracción de gas libre se incrementa también la movilidad de la fase gas y por lo tanto una excesiva producción de gas que agota en mayor proporción la energía del yacimiento.

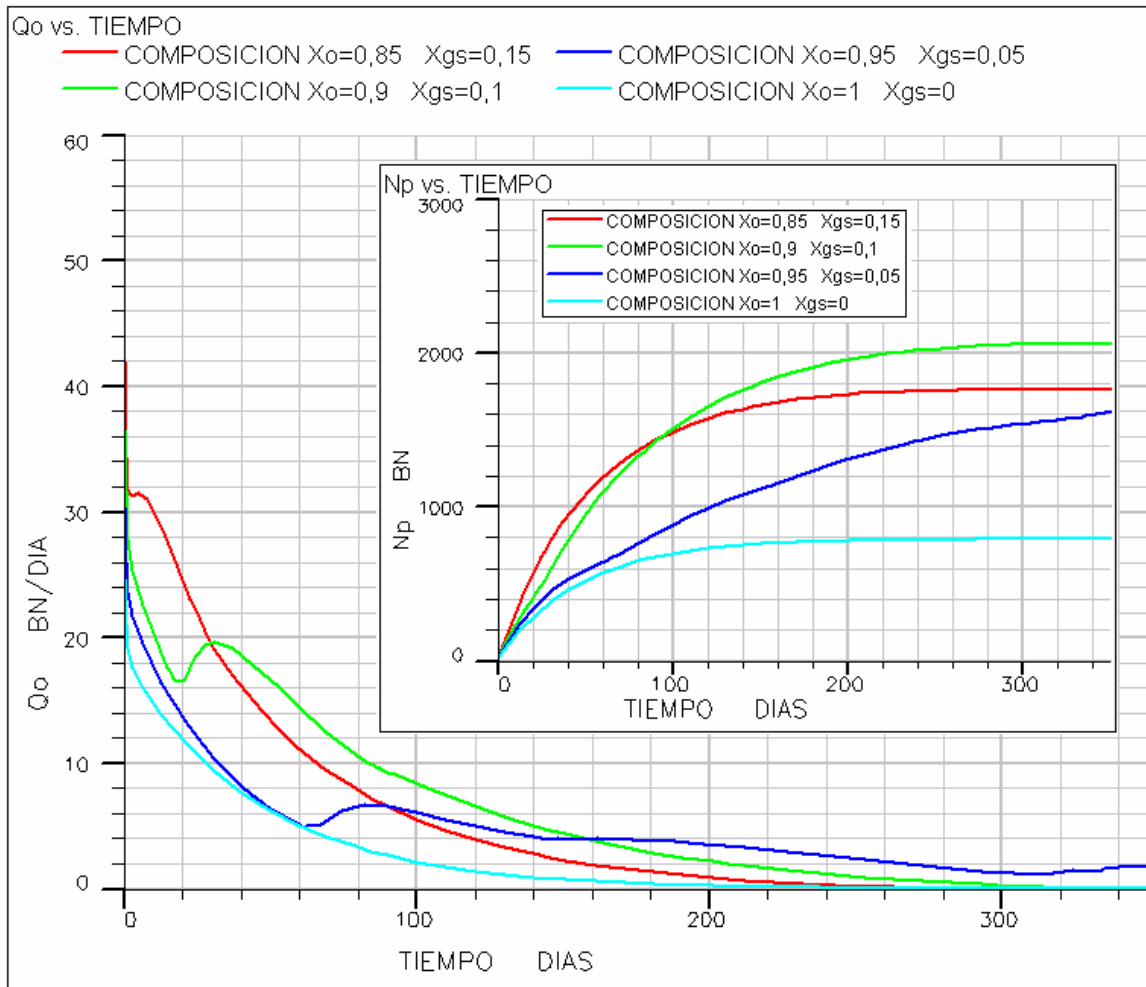
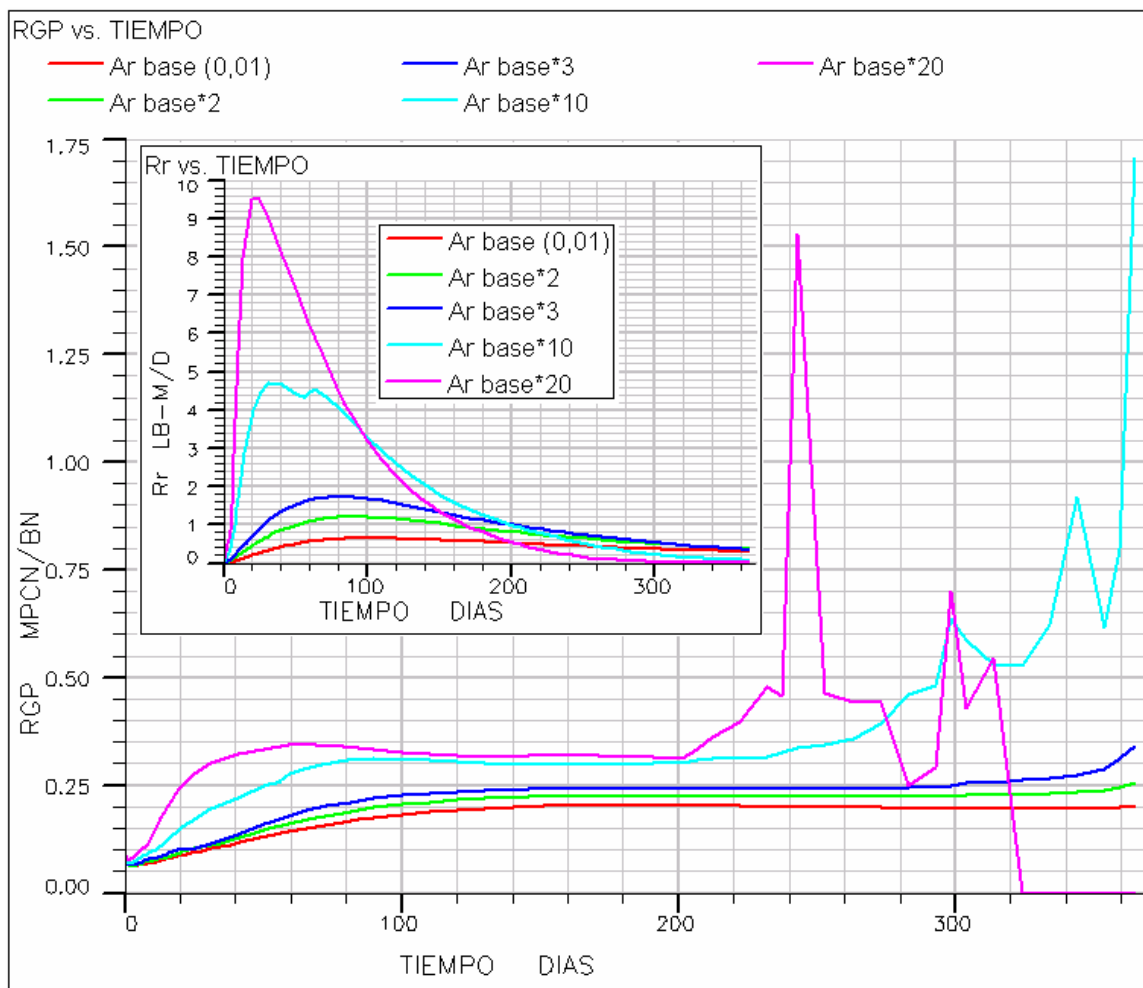


Figura 4.15. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo). Sensibilidad de composición. Modelo de dos componentes de gas

#### 4.2.4 Sensibilidad a la constante de tasa en la reacción química

A medida que se incrementa la tasa de reacción, mayor cantidad de gas disperso (con baja movilidad) es transformada en gas libre (con alta movilidad) y, como se explicó anteriormente, la movilidad del gas es un promedio ponderado de todos los componentes en fase gas. Por ello al incrementar la fracción de gas libre se incrementa la movilidad de la fase gas y de ahí el incremento de la relación gas petróleo, como se muestra en la Figura 4.16. Los picos observados en la relación gas petróleo entre los días 240 y 330 de la corrida, específicamente en el caso en donde la constante de tasa es multiplicada por 20, son causados por valores muy

bajos en la tasa de producción y además de lo inestable que puede ser el modelo para altas constantes de tasa.



**Figura 4.16. Relación gas petróleo vs. Tiempo (Tasa de reacción vs. Tiempo). Sensibilidad a la constante de tasa en la reacción química. Modelo de dos componentes de gas**

El incremento de la relación gas petróleo y el aumento de la movilidad del gas se traducen en un agotamiento más fuerte de la presión y una disminución de la tasa de petróleo y por lo tanto una reducción en la producción acumulada, como se muestra en la Figura 4.17.

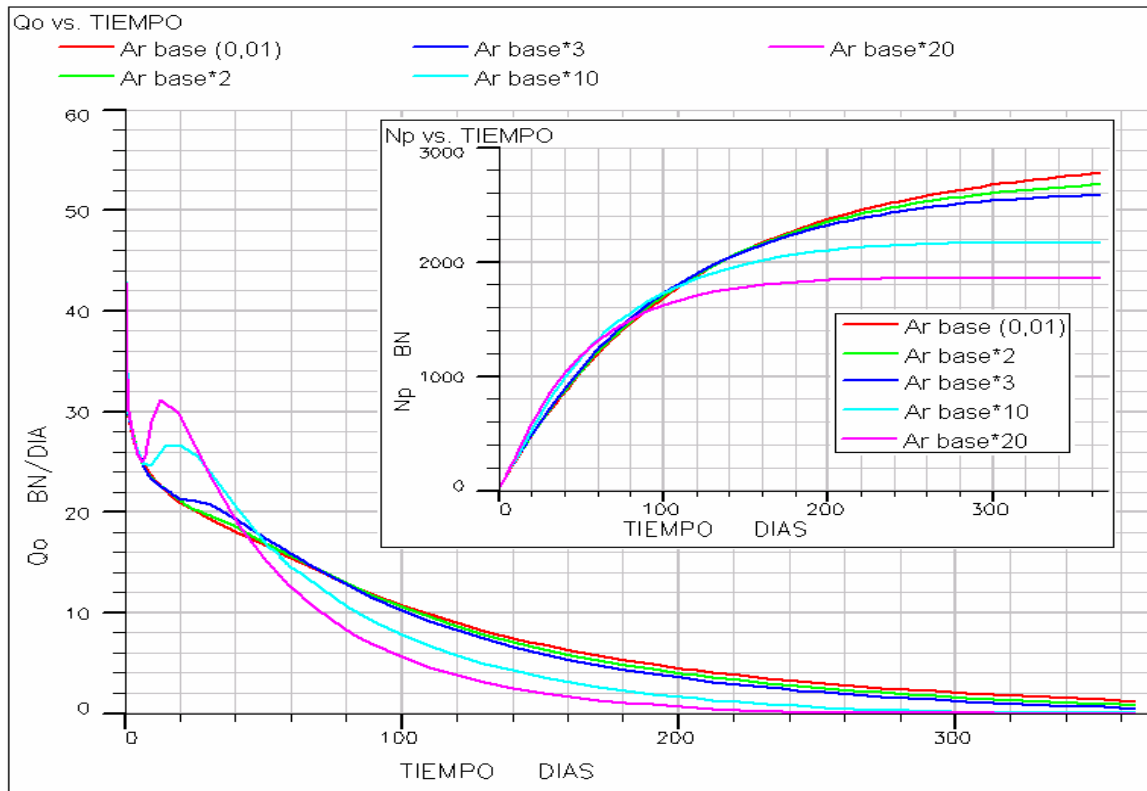


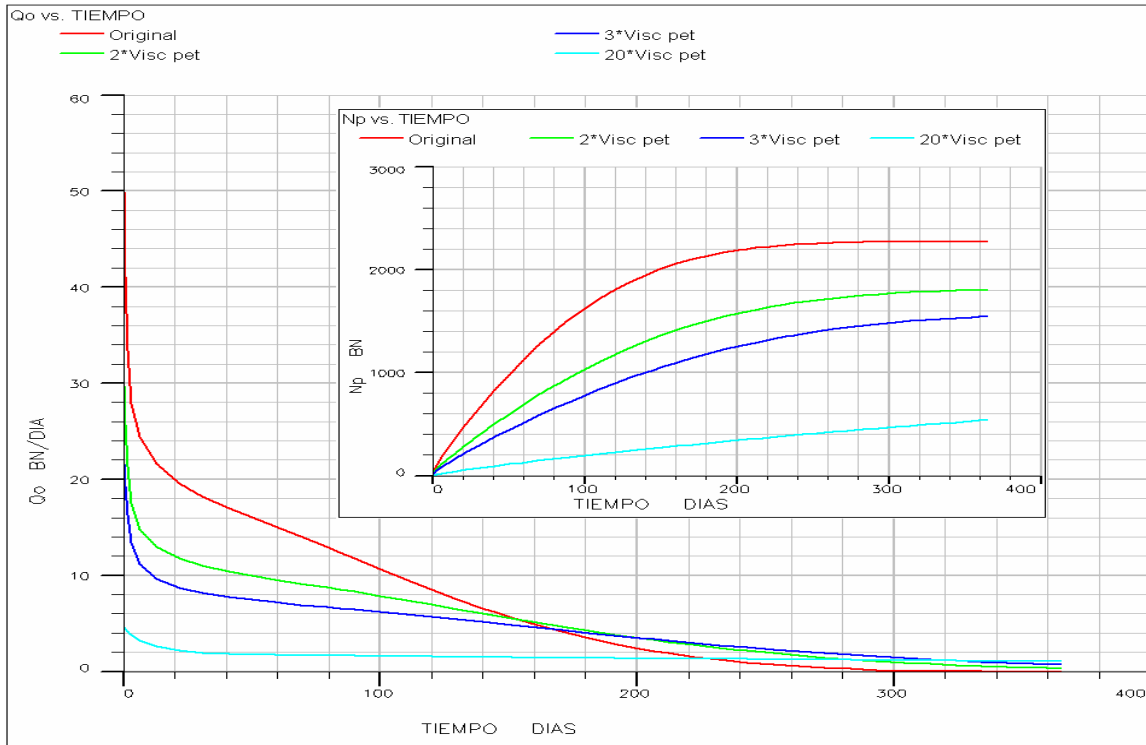
Figura 4.17. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada vs. Tiempo). Sensibilidad a la constante de tasa en la reacción química. Modelo de dos componentes de gas

### 4.3 Modelo De Tres Componentes De Gas

Este modelo de tres componentes de gas mantiene las mismas condiciones iniciales que el modelo de dos componentes de gas. Estas condiciones son: saturación crítica de gas y saturación inicial de gas igual a cero y una presión inicial del yacimiento de 83 psia.

### 4.3.1 Sensibilidad en la variación de la viscosidad del petróleo

La Figura 4.18 refleja el cambio de la tasa de petróleo en función del tiempo.

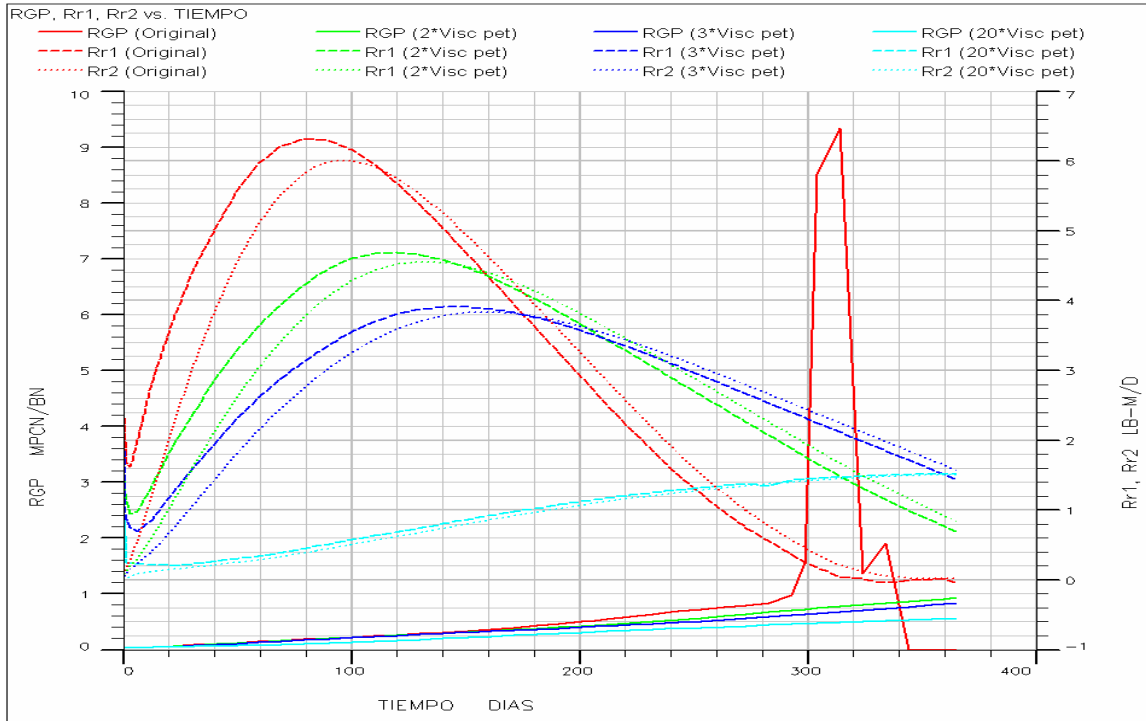


**Figura 4.18. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo) correspondiente al análisis de sensibilidades de viscosidad de petróleo para el modelo de tres componentes de gas.**

El cambio reflejado en esta Figura se origina porque en la ecuación de Darcy la viscosidad se encuentra dividiendo, es decir que  $Q_o \propto \mu_o^{-1}$  por lo tanto genera la disminución en el cálculo de la tasa de petróleo y causa la baja producción acumulada a viscosidades altas.

En la Figura 4.19 se observa que a medida que se aumenta la viscosidad del petróleo las tasas de reacción disminuyen por lo que se produce menos cantidad de gas y la relación gas petróleo (curva continua) se hace menor. Además como sucedió en el modelo de dos componentes de gas, se observan unos picos en la

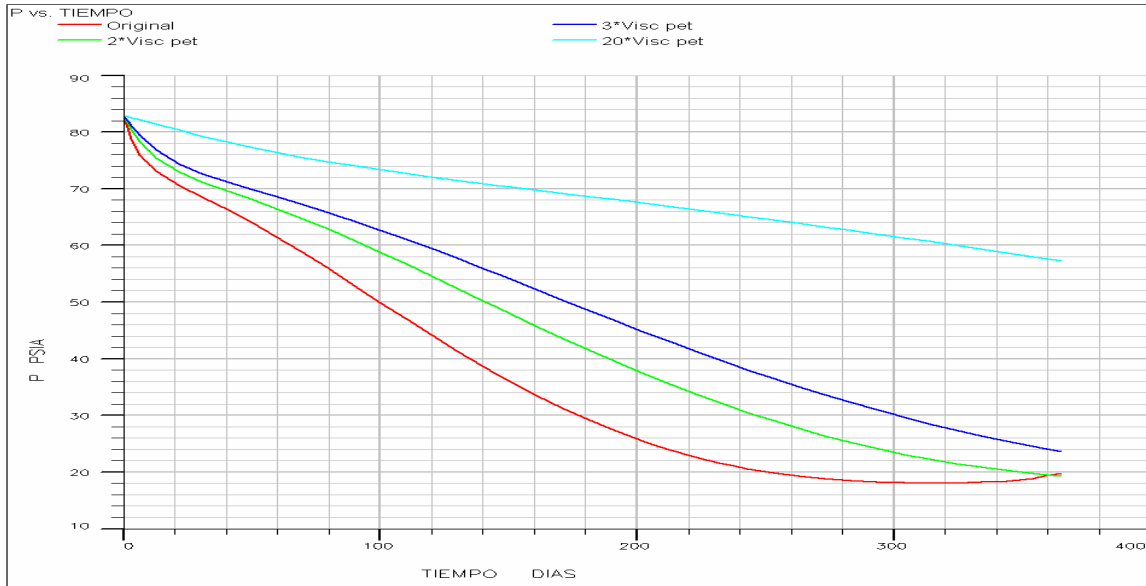
relación gas petróleo en el caso original, entre los días 290 y 330 de la corrida, los cuales ocurren por la misma razón de que la tasa cae a valores muy bajos.



**Figura 4.19. Relación gas petróleo, Tasa de reacción de las reacciones 1 y 2 vs. Tiempo correspondiente al análisis de sensibilidades de viscosidad de petróleo para el modelo de tres componentes de gas.**

Esta situación se debe a que el valor  $K$  depende de la presión y de la temperatura, pero si se sabe que la temperatura se mantiene constante en el yacimiento, entonces del único parámetro del que va a depender dicho valor es de la presión. Como la presión de cada una de las celdas declina en menor proporción a medida que se aumenta la viscosidad del petróleo (Figura 4.20) y  $K \propto P^{-1}$ , el valor  $K$  disminuye a medida que se aumenta la viscosidad. Esto hace que el valor de la tasa de reacción 1 ( $R_{r1}$ , curva segmentada) disminuya porque en la [Ec. 1.29], que gobierna esta tasa de reacción, el término  $(x_{gs} - y_{gs} / K_k)$  disminuye. Además el valor de la tasa de reacción de la reacción 2 ( $R_{r2}$ , curva punteada) depende de  $R_{r1}$  y en consecuencia la baja producción de gas atrapado en la reacción 1 produce menos gas libre en la reacción 2.

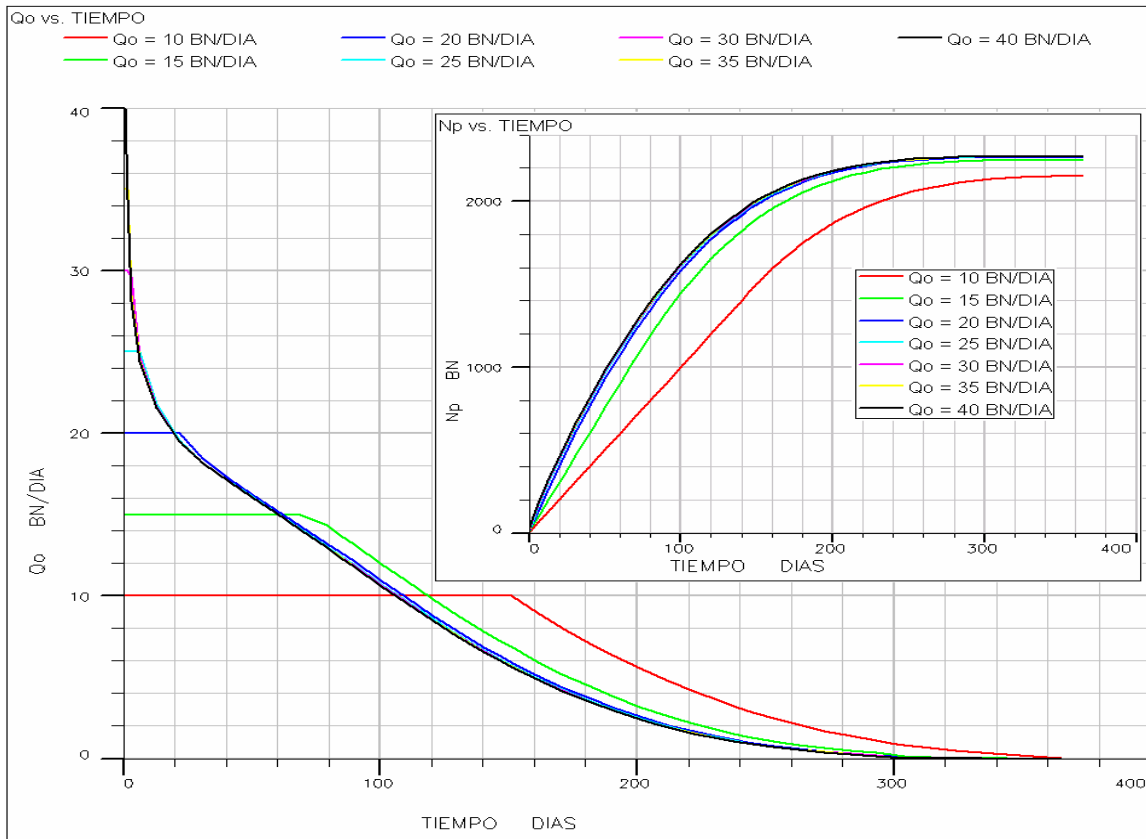
$$R_r = V_b * A_r * \exp\left(\frac{-E_r}{RT}\right) * \phi * b_{gs} * S_{gs} * (x_{gs} - y_{gs} / K_k) \quad [\text{Ec. 1.29}]$$



**Figura 4.20. Presión promedio de las celdas vs. Tiempo correspondiente al análisis de sensibilidades de viscosidad de petróleo para el modelo de tres componentes de gas.**

### 4.3.2 Sensibilidad en la variación de la tasa de petróleo

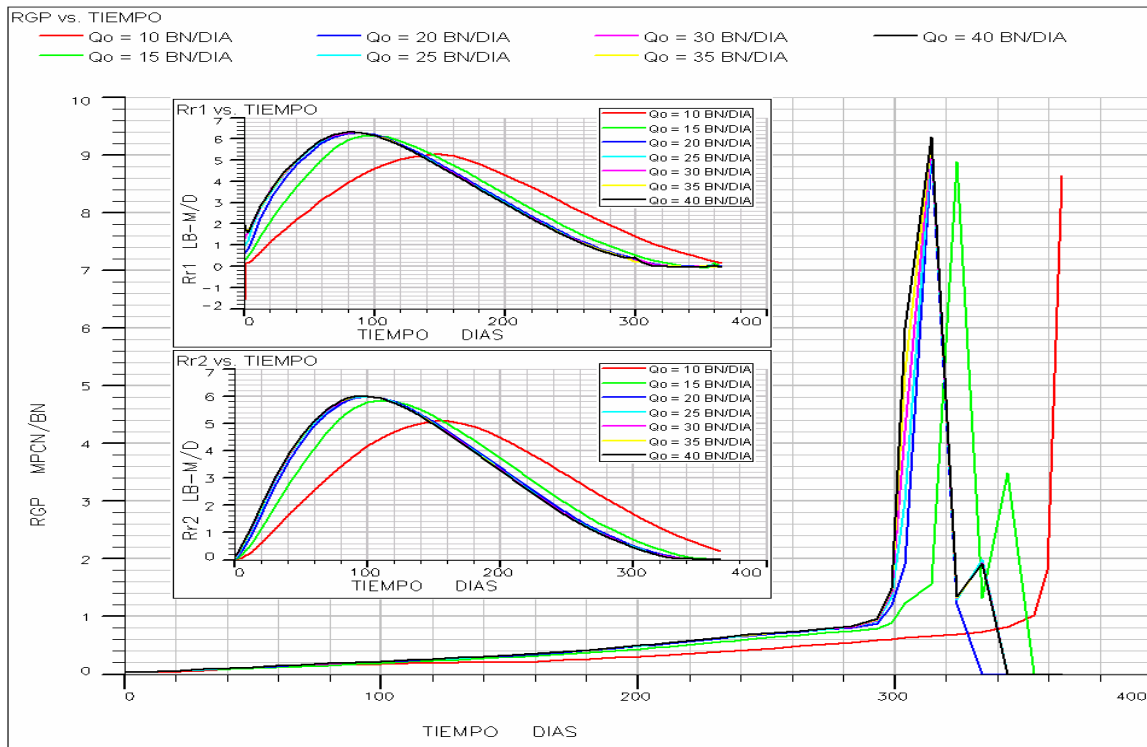
Con respecto al estudio de sensibilidad de la tasa de petróleo se observa que se produce constantemente a la tasa impuesta por un tiempo determinado y luego cae, tal como muestra la Figura 4.21. Esto es debido a que el yacimiento tiene suficiente energía para producir una tasa de esa magnitud con una presión de fondo (*BHP*) superior a 17 *psia* impuesta en el control de producción del pozo en la corrida. Por ejemplo para el caso de que  $Q_o = 10 \text{ BN/DIA}$ , el pozo produce hasta los 150 días a tasa constante y luego cae la tasa paulatinamente, es decir que durante los primeros 150 días de producción el yacimiento tuvo la suficiente energía para mantener el *BHP* por encima de 17 *psia*, pero a partir de ahí comienza a disminuir su tasa por la restricción del *BHP*. Con respecto a la variación de la producción acumulada de petróleo en función del tiempo, observado en la misma Figura 4.21, se detalla que cuando se produce a tasas bajas, la producción es baja.



**Figura 4.21. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo) correspondiente al análisis de sensibilidades de tasa de petróleo para el modelo de tres componentes de gas.**

Por otro lado, el cambio del comportamiento en la relación gas petróleo en el tiempo (ver Figura 4.22) refleja que a medida que se disminuye la tasa de petróleo, también disminuye la  $RGP$  porque las tasas de reacción son bajas. Esto sucede debido a que el valor de la presión en cada celda es más alto dando como resultado un valor  $K$  menor que a su vez se traduce en una disminución del término  $(x_{gs} - y_{gs} / K_k)$  de la [Ec. 1.29], obteniéndose así una reducción en  $R_{r_1}$  y como el valor de  $R_{r_2}$  depende de  $R_{r_1}$  también disminuye  $R_{r_2}$  que determina la producción de gas y por consiguiente la  $RGP$ .

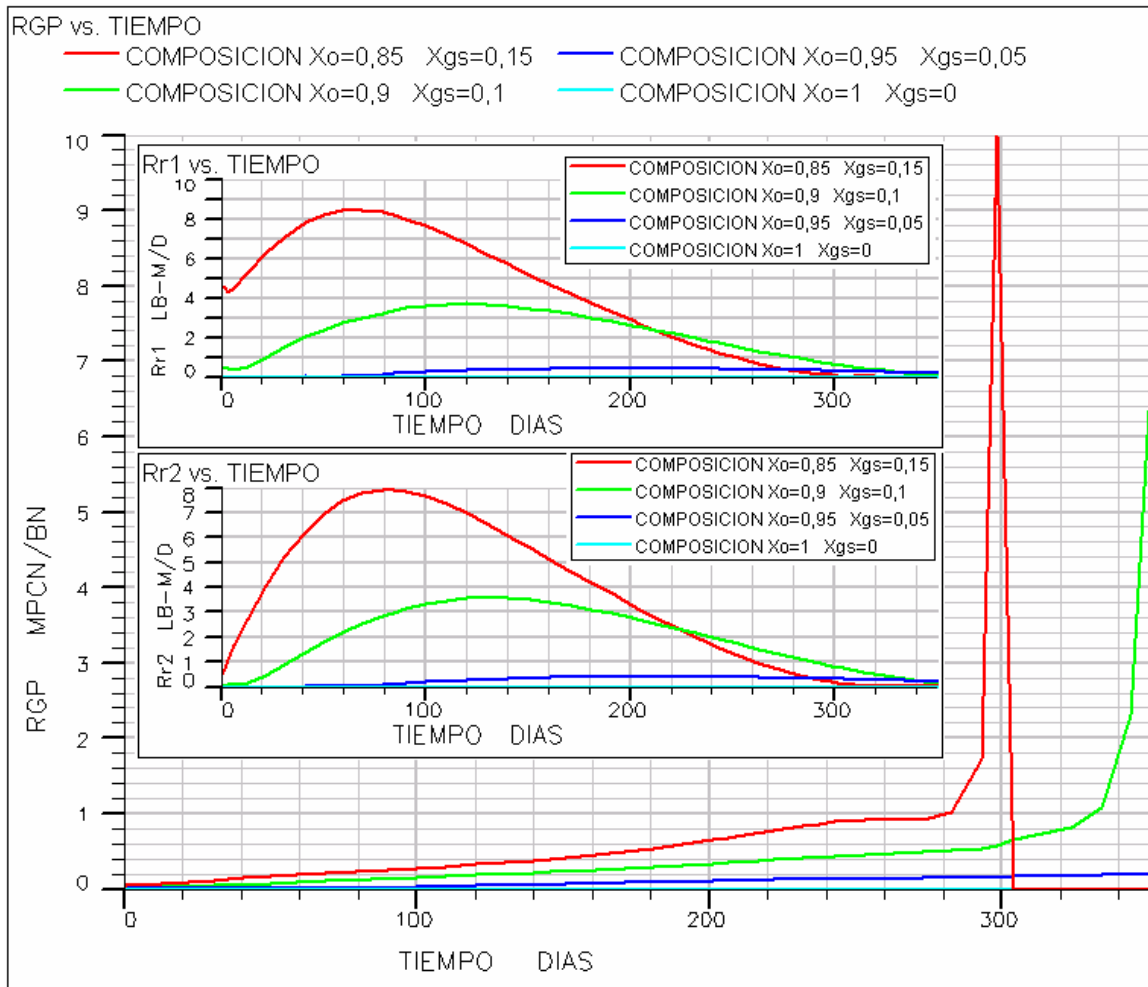




**Figura 4.22.** Relación gas petróleo vs. Tiempo (Tasa de reacción de las reacciones 1 y 2 vs. Tiempo) correspondiente al análisis de sensibilidades de tasa de petróleo para el modelo de tres componentes de gas.

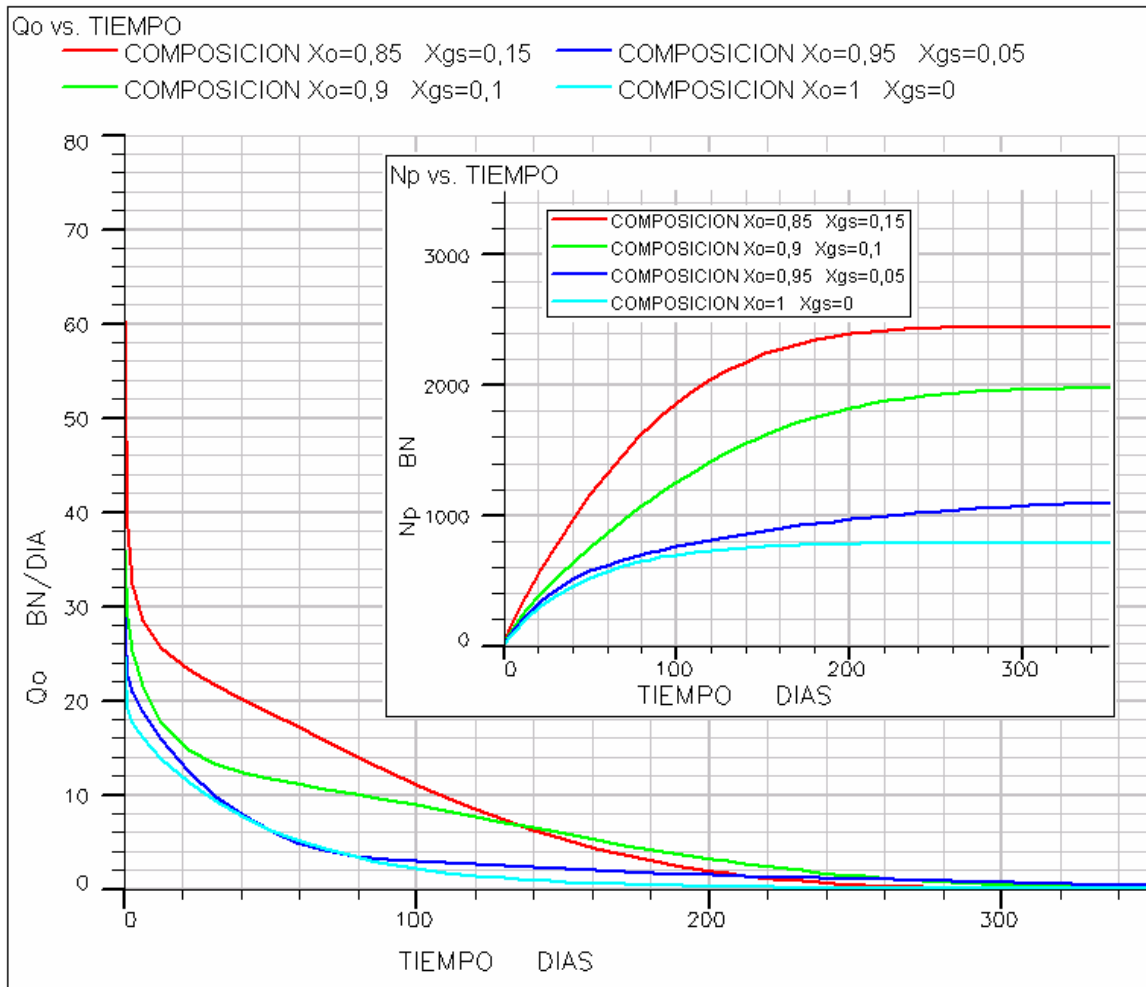
### 4.3.3 Sensibilidad en la variación de la composición

La fracción molar de gas en solución en el petróleo puede acelerar o retardar la formación del gas disperso por medio de la primera reacción química, según sea mayor o menor la concentración de gas en solución ya que la tasa de reacción depende de su fracción molar. Además, la segunda reacción que representa la transferencia de gas disperso a gas libre depende de la concentración del gas disperso y por consiguiente, si la primera reacción genera rápidamente una alta concentración de gas disperso, la segunda reacción también acelera la transferencia a gas libre, incrementando la relación gas petróleo, como se muestra en la Figura 4.23. Cabe destacar que la segunda tasa de reacción parte desde cero porque inicialmente no existe gas disperso mientras que la primera está sujeta a la fracción inicial de gas en solución.



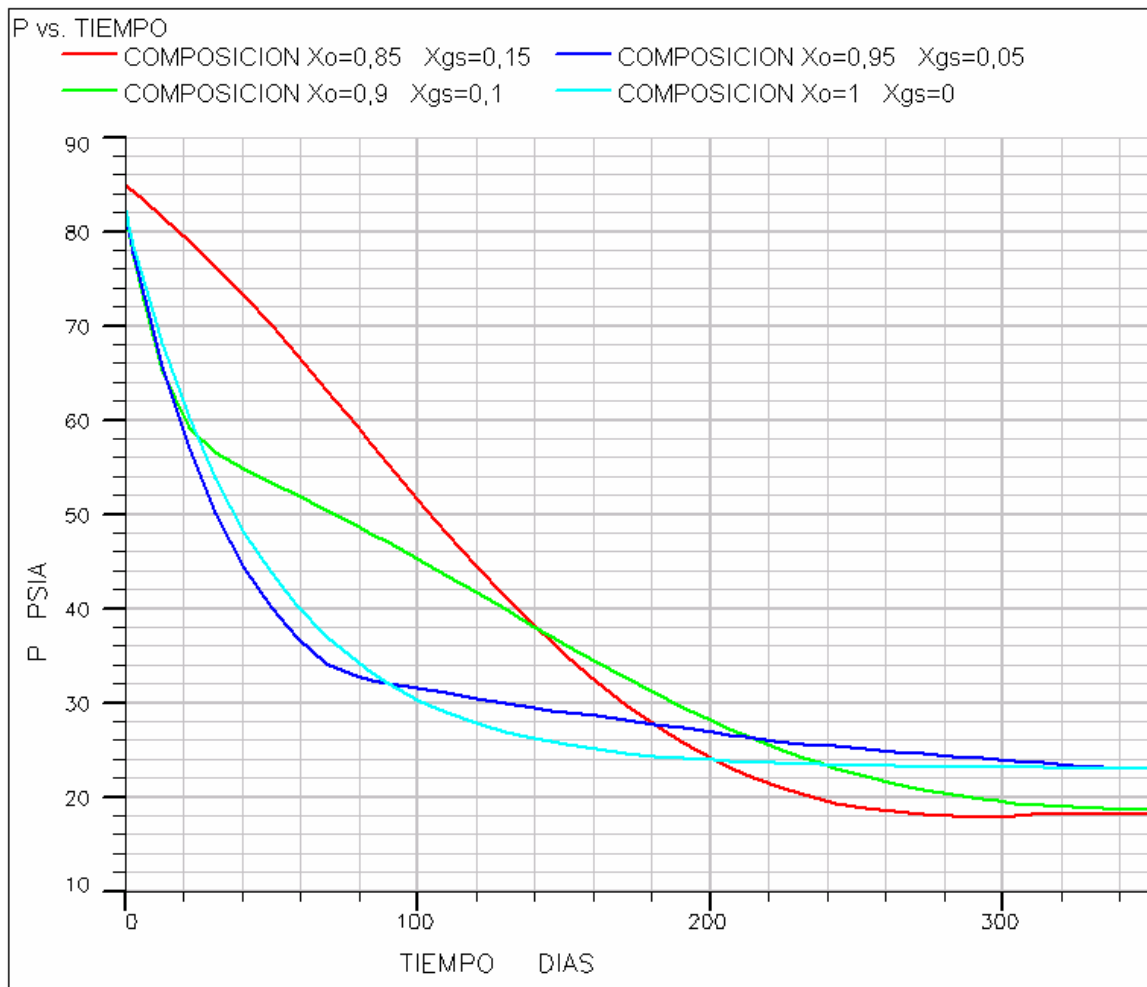
**Figura 4.23. Relación gas petróleo vs. Tiempo (Tasa de reacción de las reacciones 1 y 2 vs. Tiempo). Sensibilidad en la variación de la composición. Modelo de tres componentes**

En el modelo de tres componentes, la producción de petróleo es proporcional a la fracción de gas en solución, ya que mientras éste genere mayor cantidad de gas disperso, mayor será la compresibilidad que adquirirá el crudo por el hecho de que el gas disperso se encuentra en la fase petróleo pero con compresibilidad de gas (ver Figura 4.24).



**Figura 4.24. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada vs. Tiempo). Sensibilidad en la variación de la composición. Modelo de tres componentes**

Por otro lado el hecho de que el gas disperso le ceda una compresibilidad ficticia al petróleo, hace que el nivel de presión se mantenga más alto a medida que se tiene mayor gas en solución al inicio de la producción; luego de cierto período de producción, en el cual una gran parte del gas disperso se ha transformado en gas libre, éste es producido haciendo que la presión caiga más rápidamente que cuando se posee una menor fracción inicial de gas en solución, como es observado en la Figura 4.25, que representa la presión promedio de todas las celdas.

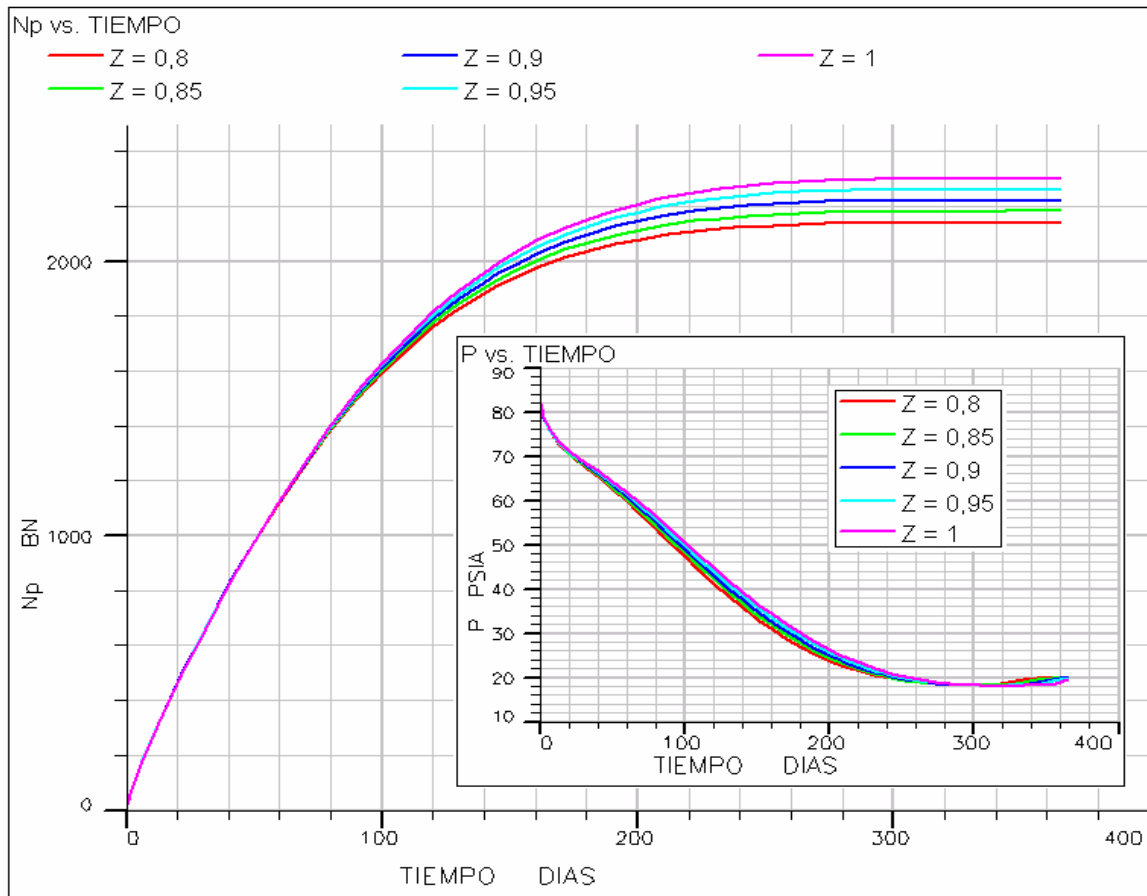


**Figura 4.25. Presión promedio de todas las celdas. Sensibilidad en la variación de la composición. Modelo de tres componentes**

#### 4.3.4 Sensibilidad al factor $Z$ del gas disperso (compresibilidad)

Como es conocido, al aumentar el factor  $Z$  aumenta la compresibilidad de los gases y en este caso al gas disperso que está en la fase petróleo se le ha asignado una compresibilidad de gas para modelar el efecto de la expansión del petróleo por causa de las burbujas dispersas de gas que es una de las principales razones por las cuales en “foamy oil” se obtienen recobros más elevados. En efecto al incrementarse la compresibilidad del tercer componente de gas (gas disperso), se obtiene un leve aumento en el recobro de petróleo acompañado de

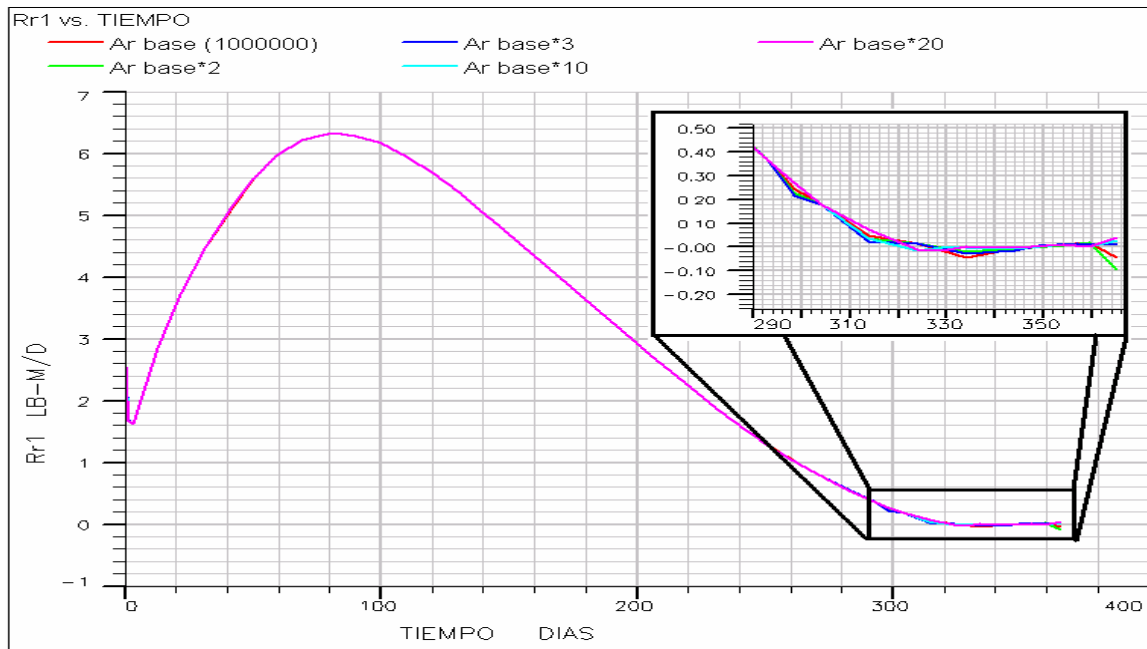
un nivel de presión promedio para todas las celdas un tanto más alto, como se ve en la Figura 4.26, aunque los cambios no parecen muy significativos.



**Figura 4.26. Producción acumulada vs. Tiempo (Presión promedio de todas las celdas vs. Tiempo). Sensibilidad al factor Z del gas disperso (compresibilidad). Modelo de tres componentes**

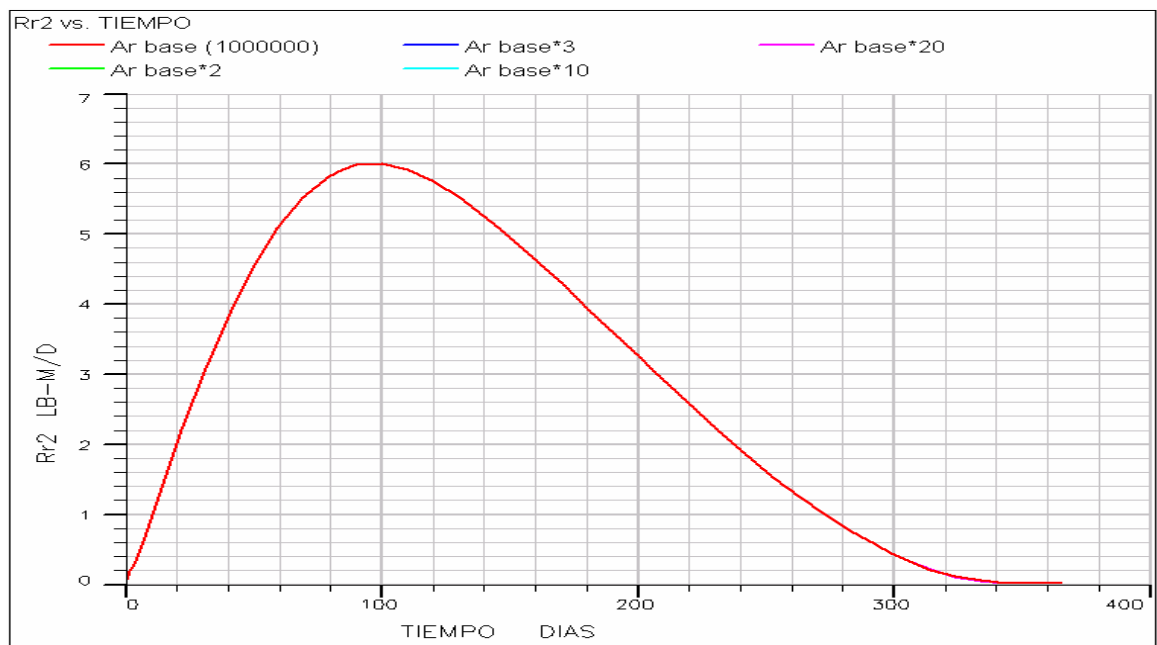
#### 4.3.5 Sensibilidad a la constante de tasa en la primera reacción

La primera reacción no es afectada por la constante de tasa. Para observar una pequeña variación es necesario realizar modificaciones muy grandes (ver Figura 4.27), ya que su comportamiento lo determina principalmente la desviación del valor de equilibrio y por ende la constante de tasa no resulta un buen parámetro para ser modificado para el cotejo histórico.



**Figura 4.27 Tasa de reacción 1 vs. Tiempo. Sensibilidad a la constante de tasa en la primera reacción. Modelo de tres componentes**

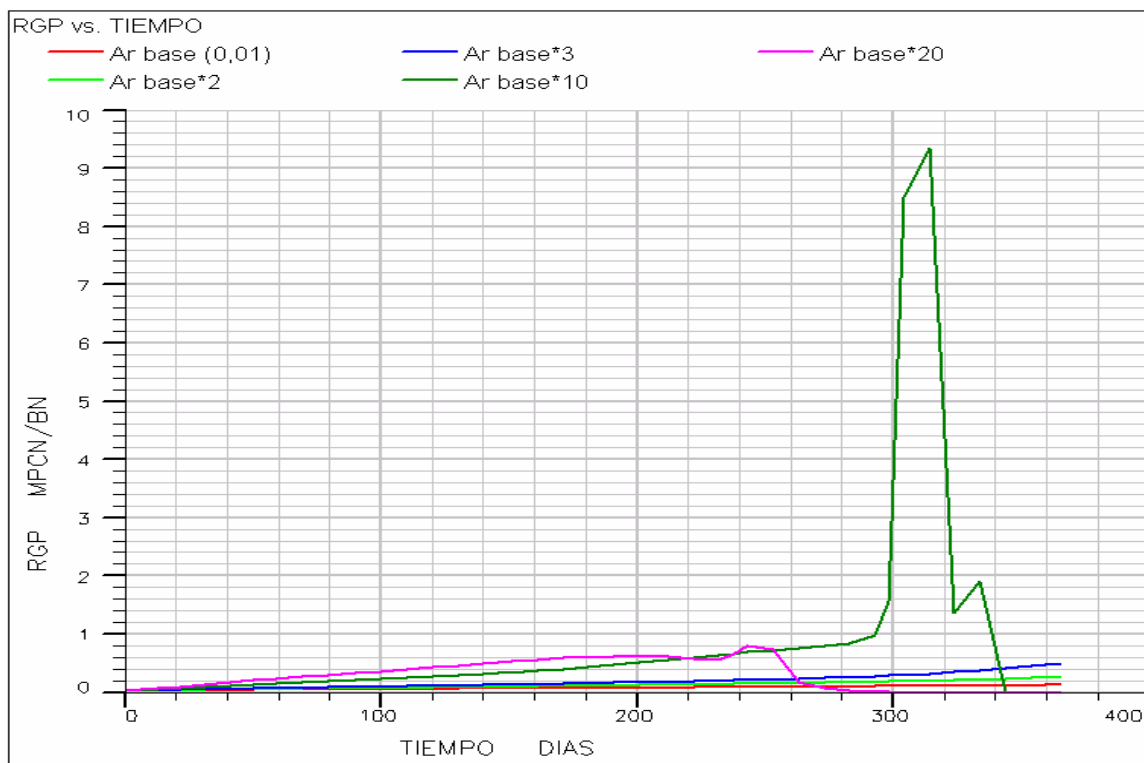
Además como la primera reacción no cambia, la segunda tampoco lo hace como se muestra en la Figura 4.28.



**Figura 4.28. Tasa de reacción 2 vs. Tiempo. Sensibilidad a la constante de tasa en la primera reacción. Modelo de tres componentes**

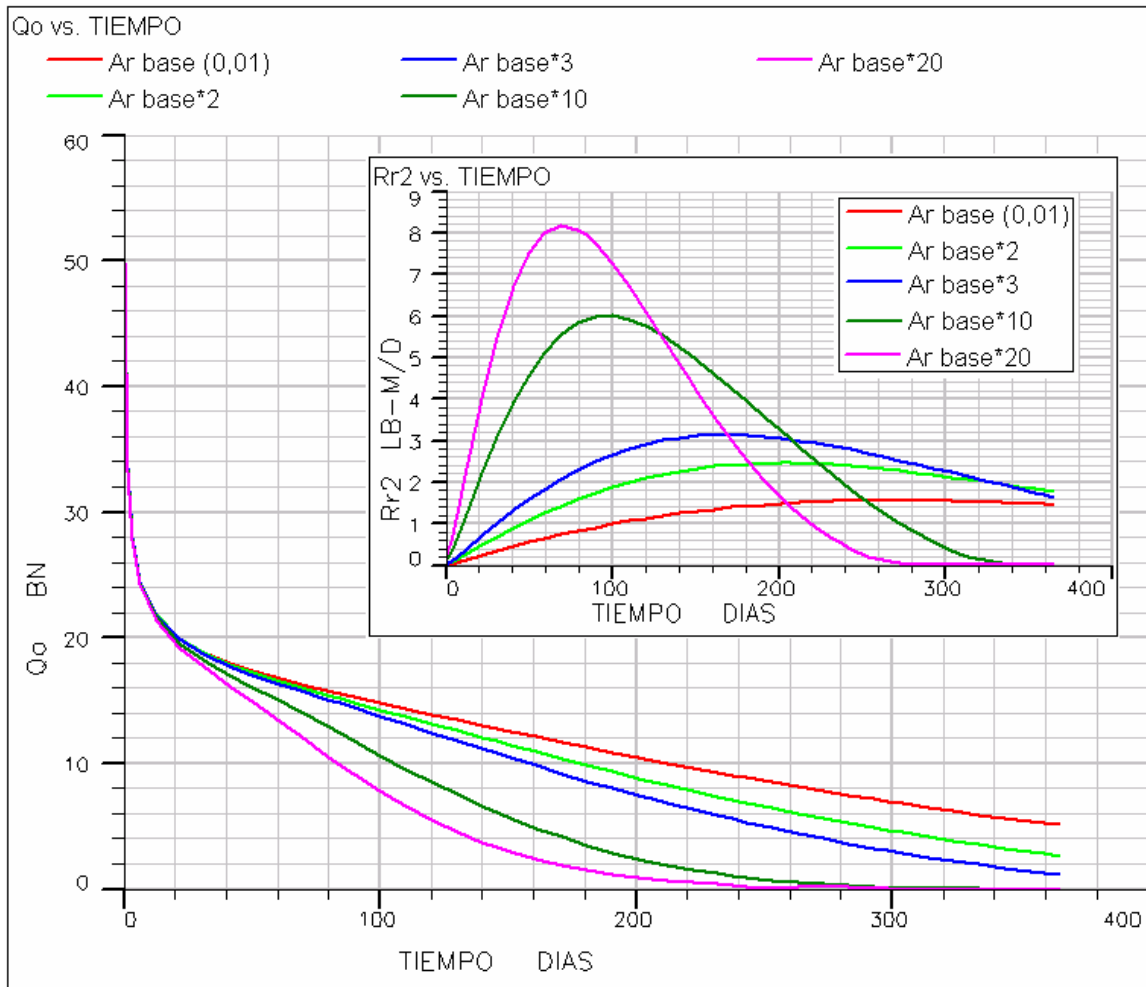
### 4.3.6 Sensibilidad a la constante de tasa en la segunda reacción

Aquí sí existen variaciones importantes cuando se cambia la constante de tasa, ya que esta reacción establece el cambio de la fase petróleo a la fase gas y por lo tanto controla la relación gas petróleo a diferencia de la reacción uno donde la transferencia de gas en solución a gas disperso es dentro de la fase petróleo. Por lo tanto al incrementar la tasa de reacción también lo hace la relación gas petróleo, como se muestra en la Figura 4.29. Por otro, lado el pico observado para la curva verde se debe a una caída en la tasa de producción.



**Figura 4.29. Relación gas petróleo vs. Tiempo. Sensibilidad a la constante de tasa en la segunda reacción. Modelo de tres componentes**

Nuevamente un incremento de la relación gas petróleo provoca una caída más rápida de la presión del yacimiento, provocando una disminución en la producción de petróleo a medida que se aumenta la segunda tasa de reacción, como se observa en la Figura 4.30.



**Figura 4.30. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Tasa de reacción de la reacción 2 vs. Tiempo). Sensibilidad a la constante de tasa en la segunda reacción. Modelo de tres componentes**

Por otro lado, de acuerdo a la correlación utilizada por el simulador para determinar los valores de las constantes de equilibrio  $K$  en cada celda, a medida que la presión es más baja para dicha celda, los valores  $K$  son más altos y esto a su vez eleva el término de la desviación de equilibrio de la primera reacción haciéndola mucho mayor y más sensible al valor de la constante de tasa de la segunda reacción ( $Ar_2$ ) que al de ella misma (ver Figura 4.31), debido a lo explicado anteriormente de que la primera reacción depende básicamente del término de la desviación de equilibrio y no varía con su constante de tasa.



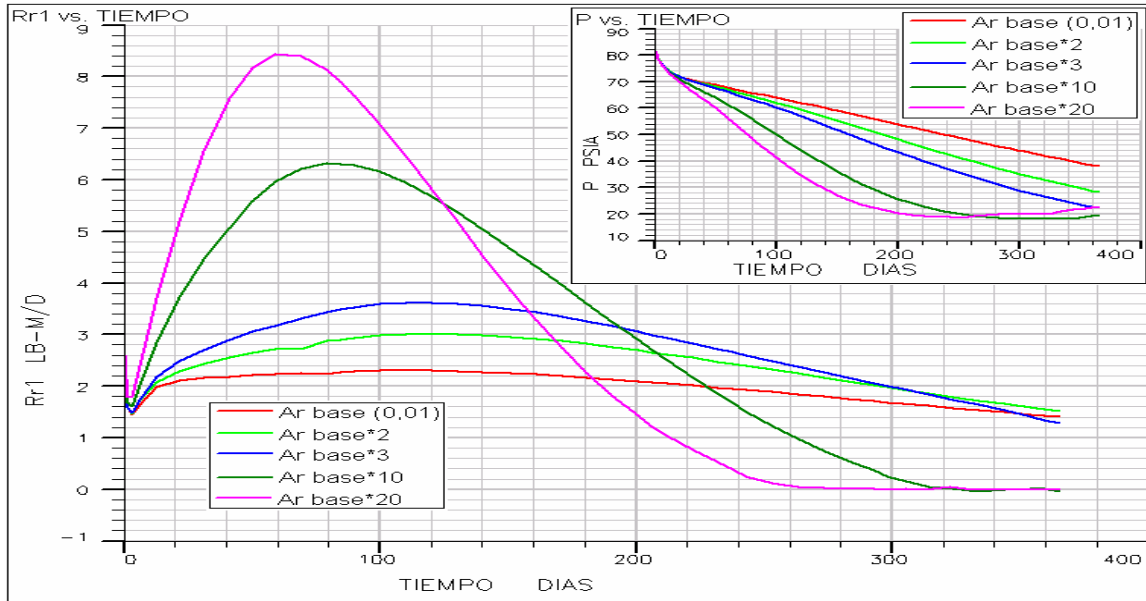


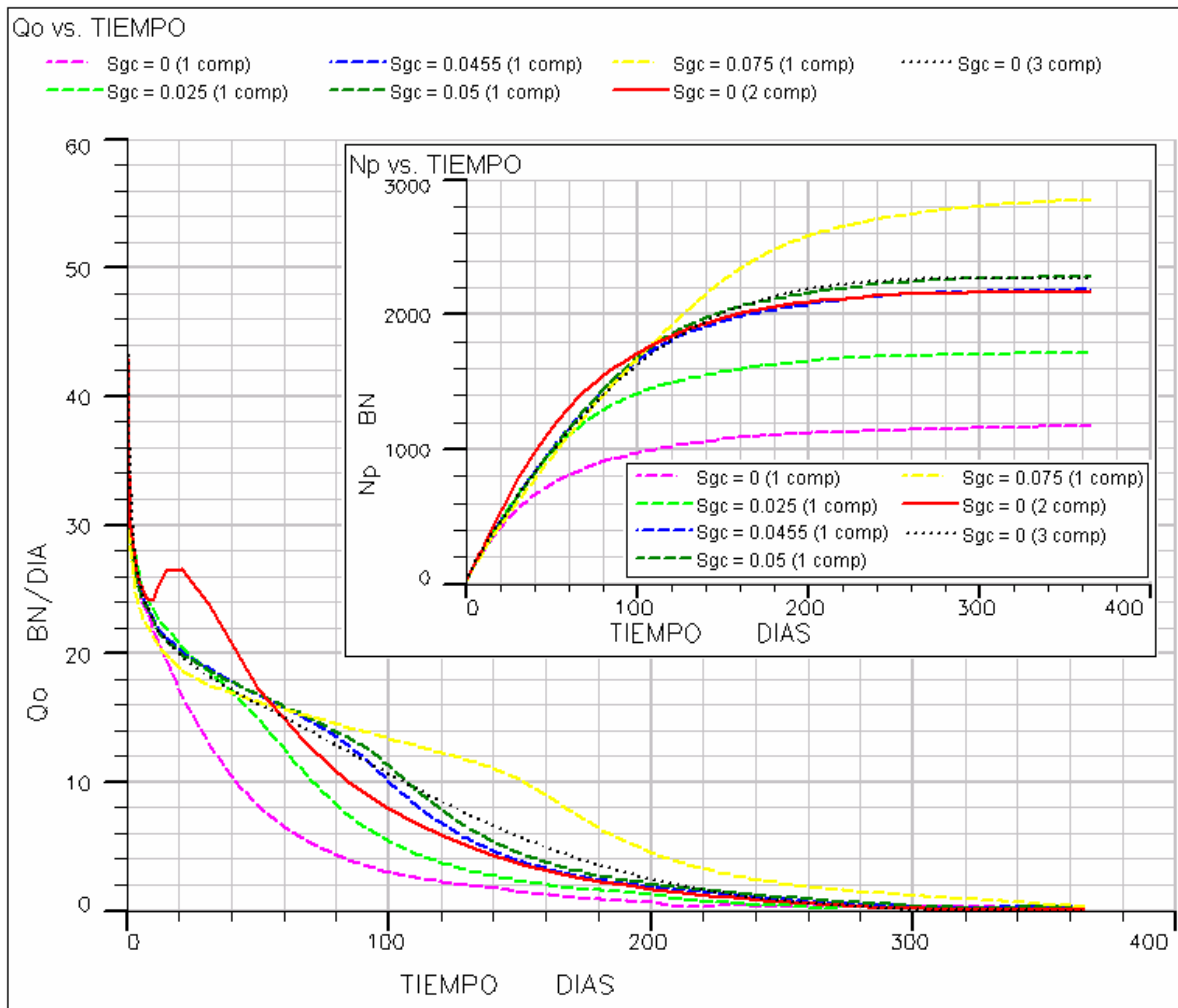
Figura 4.31. Tasa de reacción de la reacción 1 vs. Tiempo (Presión promedio de todas las celdas vs. Tiempo). Sensibilidad a la constante de tasa en la segunda reacción. Modelo de tres componentes

#### 4.4 Comparación De Los Tres Modelos

Como se sabe, la forma de modelar “foamy oil” con un componente de gas es aumentando el valor de saturación de gas crítica para retardar el flujo de gas en el yacimiento. Para poder realizar este modelaje se usaron los datos del modelo de un componente de gas no “foamy oil” a los cuales les fue variado el valor de la saturación de gas crítica para poder cotejarlo con los modelos de dos y tres componentes de gas.

Este procedimiento arrojó como resultado que elevando la  $S_{gc}$  a un valor de 0,05 se obtiene la mayor semejanza entre las curvas de los tres modelos, aunque observándose algunas diferencias. Una de las disparidades se observa en la Figura 4.32 donde se refleja el cambio de la tasa de petróleo con respecto al tiempo y de la producción acumulada de petróleo con respecto al tiempo.

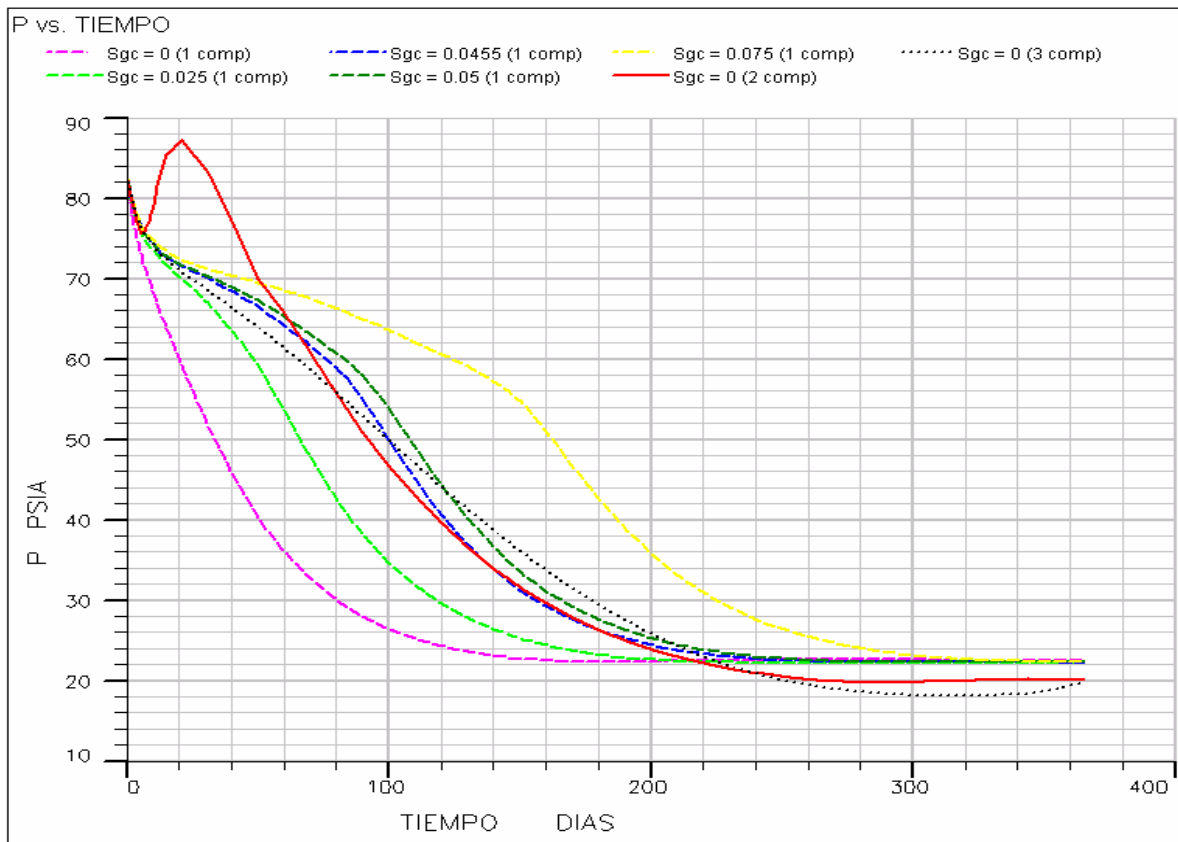
En esta Figura la tasa de petróleo entre los modelos de uno (curvas segmentadas) y tres componentes (curva punteada) es muy similar a lo largo de la corrida, mientras que entre los modelos de uno y dos componentes (curva continua) se coteja al principio y después de los 150 días para una  $S_{gc}$  de 0,0455. Además se muestra claramente que cuando se varía la  $S_{gc}$  entre 0,0455 y 0,05 se obtiene la misma producción acumulada de petróleo al final de la corrida para el modelo de dos y tres componentes respectivamente.



**Figura 4.32. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo) correspondiente a la comparación de los tres modelos.**

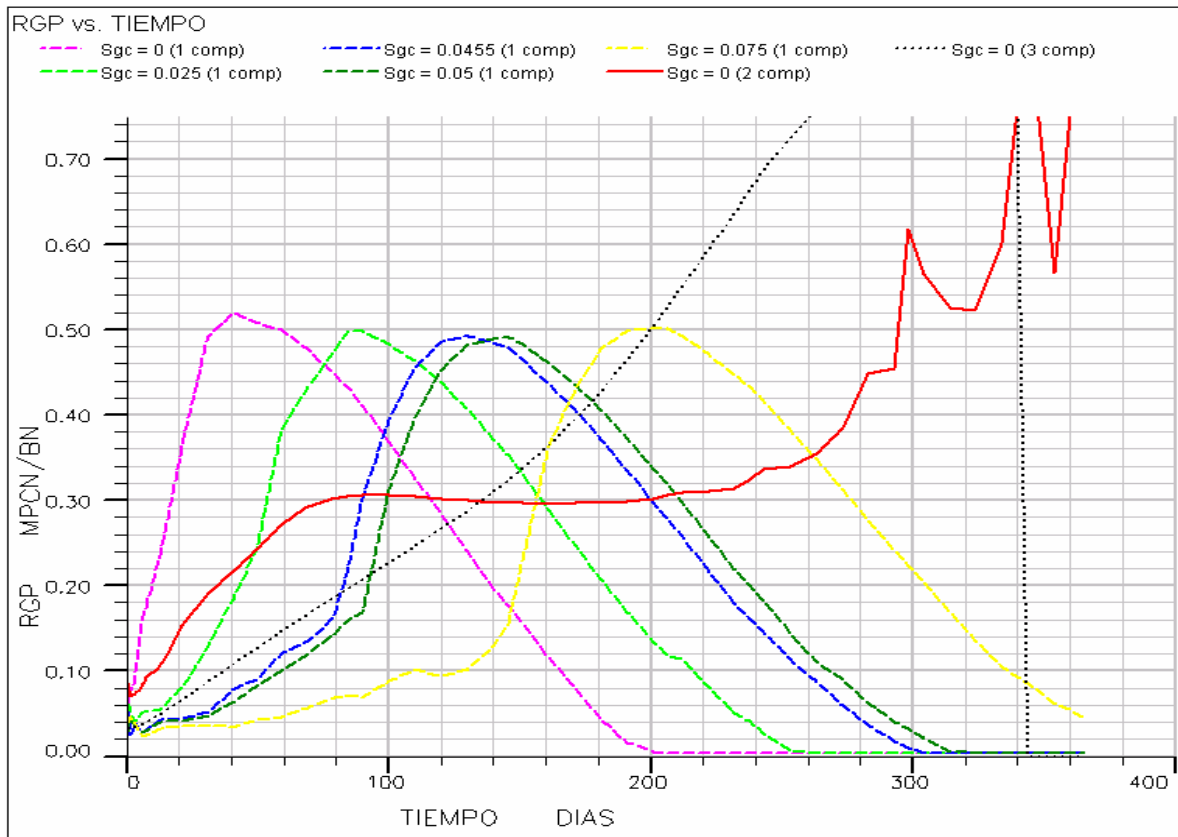
Por otro lado, al lograr que el modelo de un componente de gas reproduzca el vaciamiento generado en los otros dos modelos mediante la manipulación de la

saturación de gas crítica, también es posible reproducir la presión promedio para todas las celdas como se muestra en la Figura 4.33.



**Figura 4.33. Presión promedio de las celdas vs. Tiempo correspondiente a la comparación de los tres modelos.**

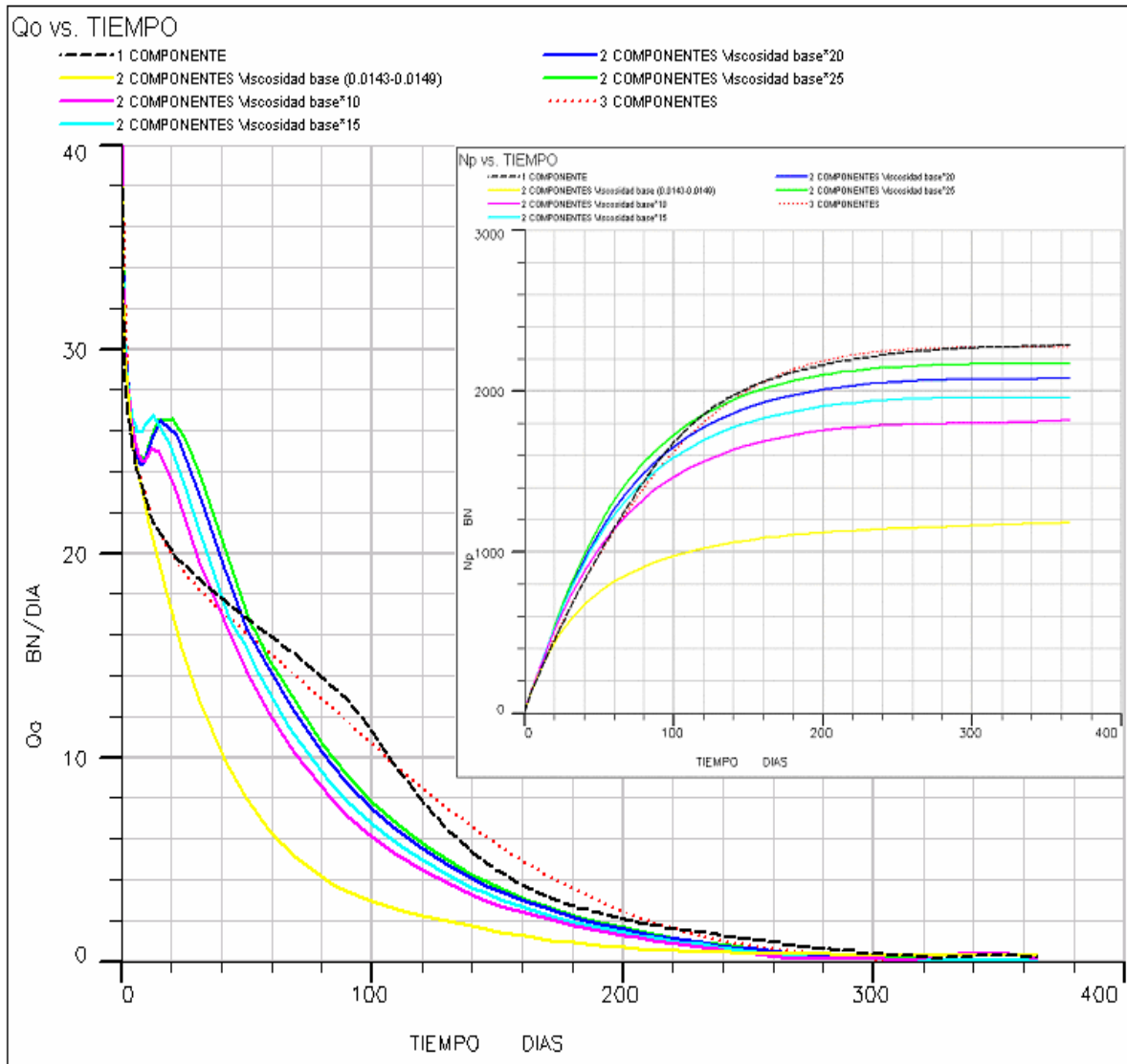
Lo que no se logra cotejar es la relación gas petróleo, debido a que en los modelos de dos y tres componentes el gas se comienza a mover desde muy temprano, por la baja  $S_{gc}$ , y se tiene un continuo aumento del  $RGP$ , en cambio en el modelo de un componente de gas se retiene el gas por más tiempo y solo se observa un desfase entre las curvas como se observa en la Figura 4.34 que está a continuación.



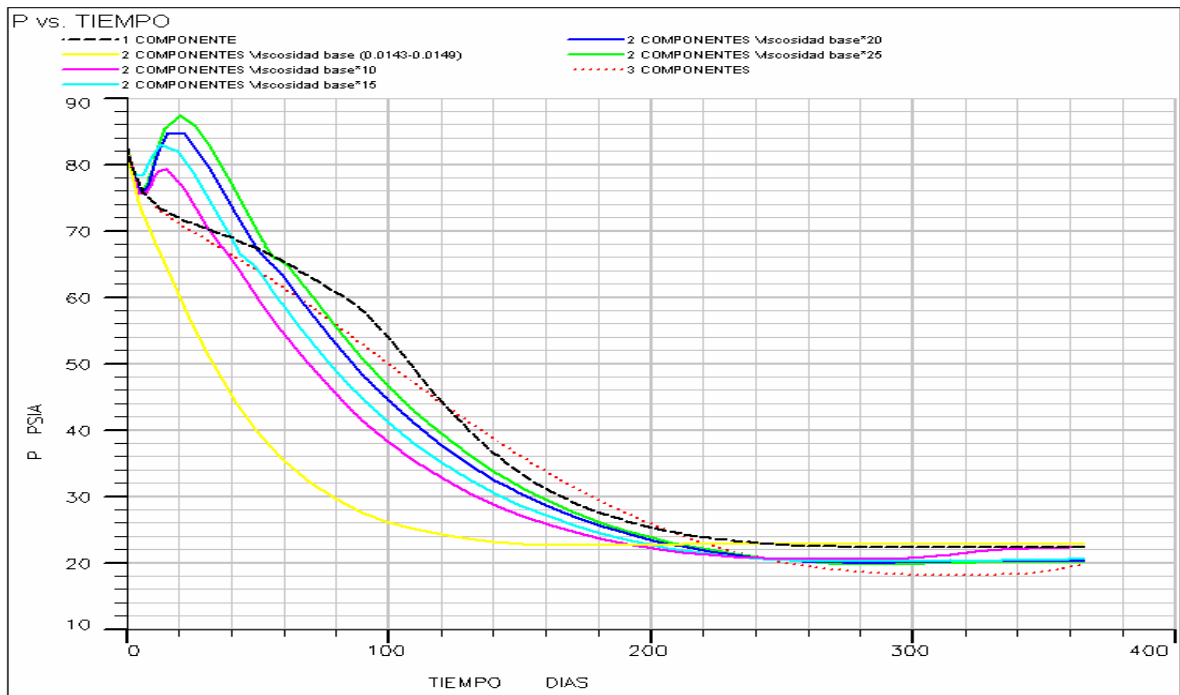
**Figura 4.34. Relación gas petróleo vs. Tiempo correspondiente a la comparación de los tres modelos.**

Por su parte, al modelar “foamy oil” mediante el modelo de dos componentes, resulta necesario disminuir la movilidad del gas disperso para que no fluya de igual modo que el gas libre, lo cual es realizado mediante el incremento de la viscosidad de la fase gas en el primer componente de gas, es decir el gas disperso; pero así también disminuye la movilidad de toda la fase gas porque ésta es calculada como un promedio ponderado de todas las movilidades de los componentes en fase gas y ocasiona que el gas disperso se mueva muy rápido, mientras que el gas libre lo hace muy lento. Tal problema es solucionado en el modelo de tres componentes ya que tanto el gas en solución como el gas disperso pertenecen a la fase petróleo y por lo tanto fluyen con el petróleo. A continuación se muestran gráficos (Figura 4.35, 4.36 y 4.37) que señalan las diferencias existentes entre el modelo de uno, dos y tres componentes y cómo son reducidas con el incremento de la viscosidad del gas disperso en el modelo de dos componentes; siendo la relación gas petróleo la que presenta el comportamiento más complejo para cotejar debido a la

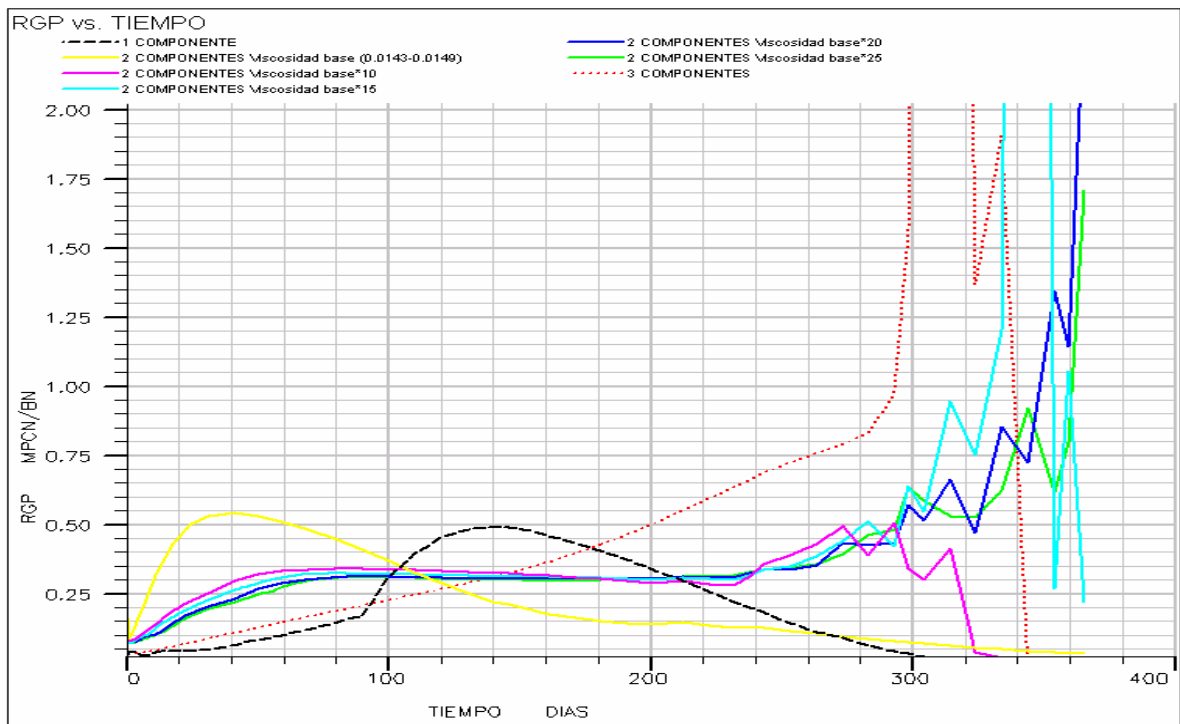
naturaleza del flash en comparación con las reacciones y el origen de los reactantes.



**Figura 4.35. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo). Diferencias entre el modelo de uno, dos y tres componentes y su reducción con el incremento de la viscosidad del gas disperso en el modelo de dos componentes**

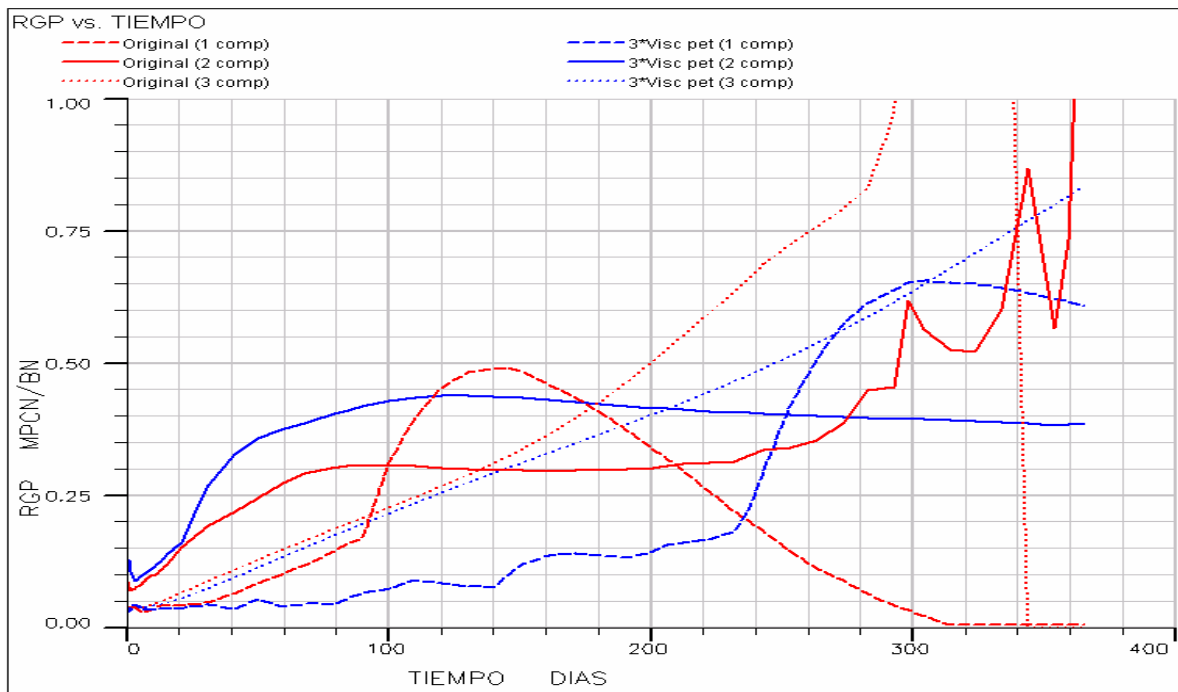


**Figura 4.36. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo). Diferencias entre el modelo de uno, dos y tres componentes y su reducción con el incremento de la viscosidad del gas disperso en el modelo de dos componentes**



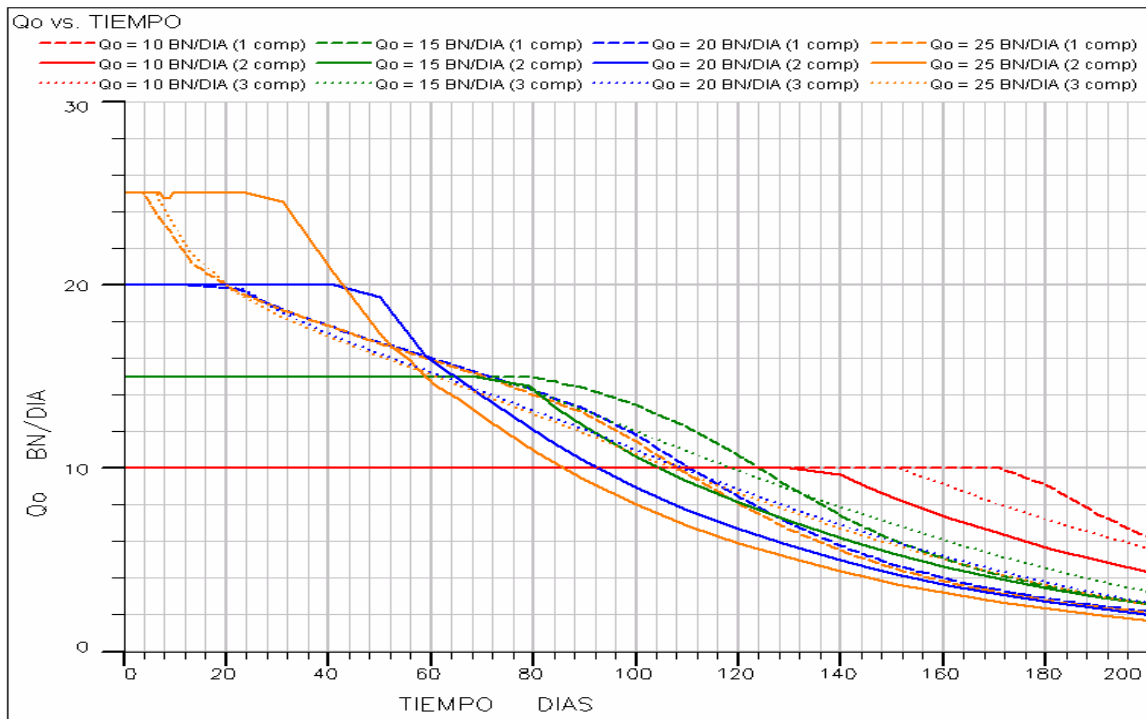
**Figura 4.37. Relación gas petróleo vs. Tiempo. Diferencias entre el modelo de dos y tres componentes y su reducción con el incremento de la viscosidad del gas disperso en el modelo de dos componentes**

Como se sabe, la viscosidad del petróleo es una variable que se debe tomar en cuenta en el momento en que se realiza el análisis de resultados porque el fenómeno de “foamy oil” esta relacionado con crudos pesados, los cuales son altamente viscosos. Al realizar la comparación entre los valores obtenidos con los tres modelos cuando es variado el valor de la viscosidad del petróleo, el parámetro que más resalta es la *RGP*, ya que a medida que se aumenta la viscosidad del crudo para los modelos de uno y tres componentes de gas, ésta disminuye, lo cual está acorde al fenómeno de “foamy oil” ya que mientras mayor es la viscosidad del petróleo, mayor cantidad de gas queda atrapado en el petróleo, pero en el modelo de dos componentes de gas sucede lo contrario, tal como se ve en la Figura 4.38. Esto es debido a que en el modelo de un componente el flujo de gas es retardado mediante la manipulación de la saturación de gas crítica y en el de tres componentes el gas disperso está en la fase petróleo, mientras que en el modelo de dos componentes el gas disperso pertenece a la fase gas, la cual comienza a fluir desde el principio.



**Figura 4.38. Relación gas petróleo vs. Tiempo correspondiente a la comparación de los tres modelos en los cambios de viscosidades de petróleo.**

Con respecto a la tasa de petróleo (Figura 4.39) los resultados son prácticamente los mismos solo que se diferencian porque la tasa de producción cae en instantes de tiempos distintos, teniendo la peculiaridad de que al especificar bajas tasas de petróleo, el modelo de dos componentes empieza a caer su producción más temprano, luego le sigue el de tres componentes y por último el de un componente de gas, pero a medida que la tasa impuesta es aumentada el comportamiento cambia obteniéndose a tasas altas un comportamiento inverso al que se tiene a tasas bajas: cae primero el modelo de un componente, luego el de tres componentes y por último el de dos, teniendo así un valor de equilibrio, cercano a los  $15 \text{ BN/DIA}$ , entre los tres modelos.

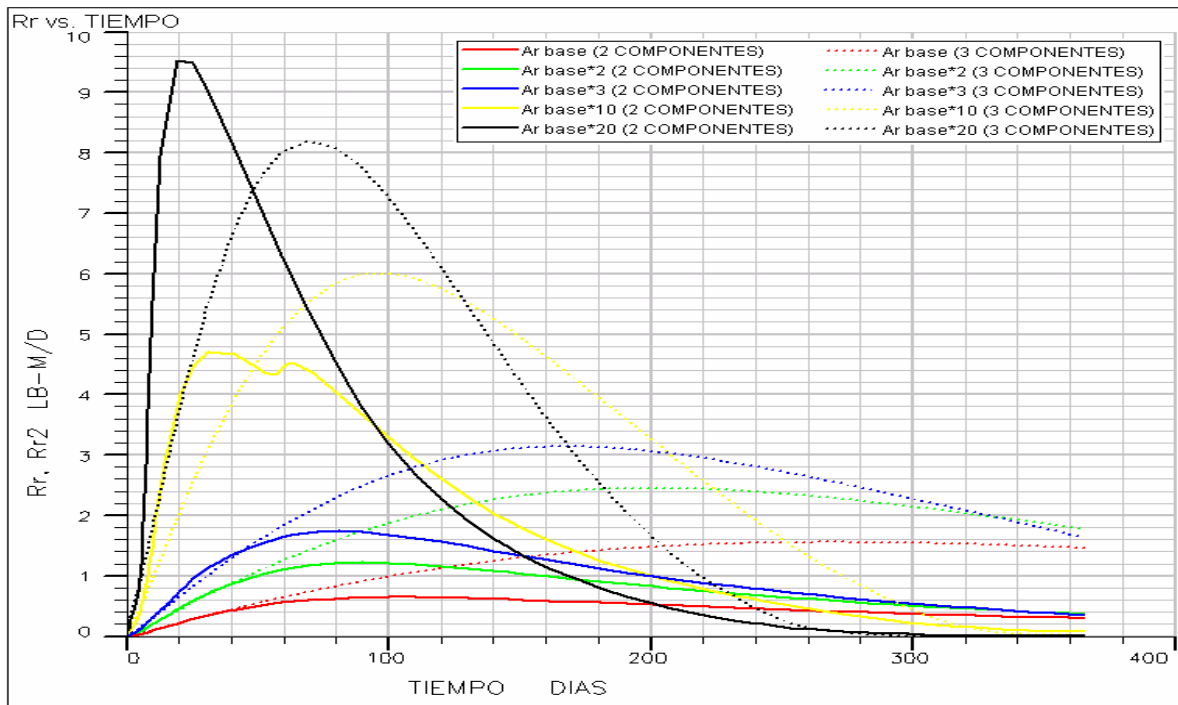


**Figura 4.39. Tasa de petróleo vs. Tiempo correspondiente a la comparación de los tres modelos en los cambios de tasa de petróleo.**

Los modelos de dos y tres componentes representan el fenómeno de “foamy oil”. El de dos componentes es muy sensible a la tasa de reacción, así como lo es el de tres componentes a la segunda reacción ya que ambas están representando el mismo proceso que es la transferencia de gas disperso a gas libre. En la Figura



4.40 se observa que cuando se cambia la constante de tasa ( $A_r$ ) en la misma magnitud para ambos modelos, los resultados no son proporcionales en lo que se refiere a la magnitud de los máximos que alcanzan las tasas de reacción, ya que generalmente el modelo de dos componentes es menor, a menos que el aumento de la constante de tasa sea muy grande. Esto se debe a que cuando se aumenta la tasa de reacción, también se aumenta la relación gas petróleo, disminuye la producción y si el incremento es muy grande la caída de presión también lo es, generando efectos en los valores de equilibrio que afectan en mayor proporción el flash realizado en el modelo de dos componentes que a la primera reacción que representa dicho flash en el de tres componentes.



**Figura 4.40. Tasas de reacción  $R_r$  (modelo de dos componentes) y  $R_{r2}$  (modelo de tres componentes) vs. Tiempo. Sensibilidad a la constante de tasa de reacción. Comparación entre el modelo de dos componentes y tres componentes.**

El hecho de que el modelo de tres componentes elimine el problema de las movilidades entre el gas disperso y el gas libre los hace diferenciar en cuanto al comportamiento de producción para una misma concentración de gas en solución. En el modelo de tres componentes a medida que se aumenta la fracción de gas en

solución aumenta el recobro, mientras que en el de dos componentes no existe necesariamente esta proporcionalidad, ya que al sobrepasar cierta concentración de gas en solución la cantidad de gas generada incrementa drásticamente la tasa de reacción y por consiguiente un aumento de la movilidad del gas que disminuye la producción como ya se explicó anteriormente. En general el recobro que reproduce el modelo de dos componentes es mayor que el de tres componentes (ver Figura 4.41), a menos que se sobrepase la fracción de gas en solución a la cual el recobro comienza a disminuir para el modelo de dos componentes, que resulta poco frecuente debido a que los crudos pesados se caracterizan por tener bajo contenido de gas en solución.

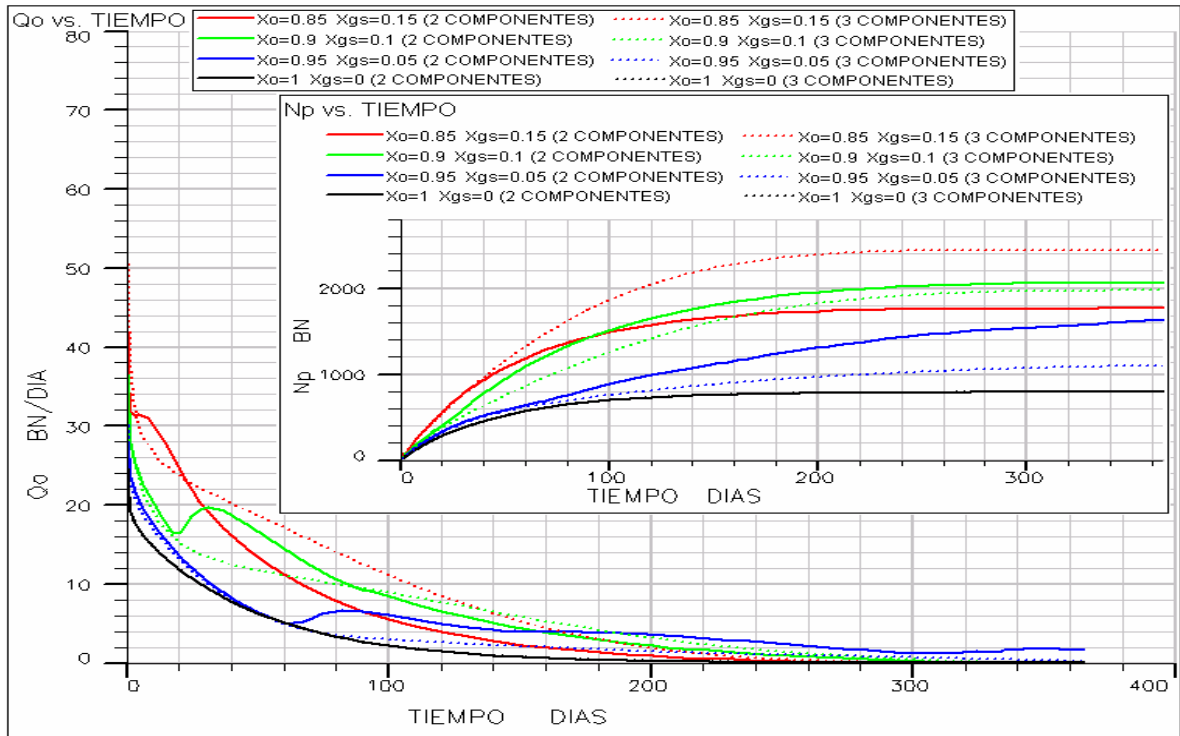


Figura 4.41. Tasa de petróleo vs. Tiempo (Producción acumulada vs. Tiempo). Sensibilidad a la composición. Comparación entre el modelo de dos componentes y tres componentes.

## **CAPÍTULO V. ANÁLISIS DEL MODELO REAL**

## 5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL MODELO REAL

El modelo real de simulación es corrido inicialmente en un caso no “foamy oil” y es cotejada la historia de producción mediante un control de tasa para cada fecha de la corrida. Dicho modelo tiene impuesto un BHP de  $250\text{ psia}$  (original del modelo) para ambos pozos, el cual también le es impuesto al modelo de tres componentes de “foamy oil” para ser evaluados bajo las mismas condiciones. Esto resultó en un *BHP* siempre un poco más alto para el modelo de “foamy oil” que para el modelo no “foamy oil” como se observa en las Figuras 5.1 y 5.2, ya que el primero requiere una menor caída de presión (“drawdown”) para reproducir la misma tasa de producción.

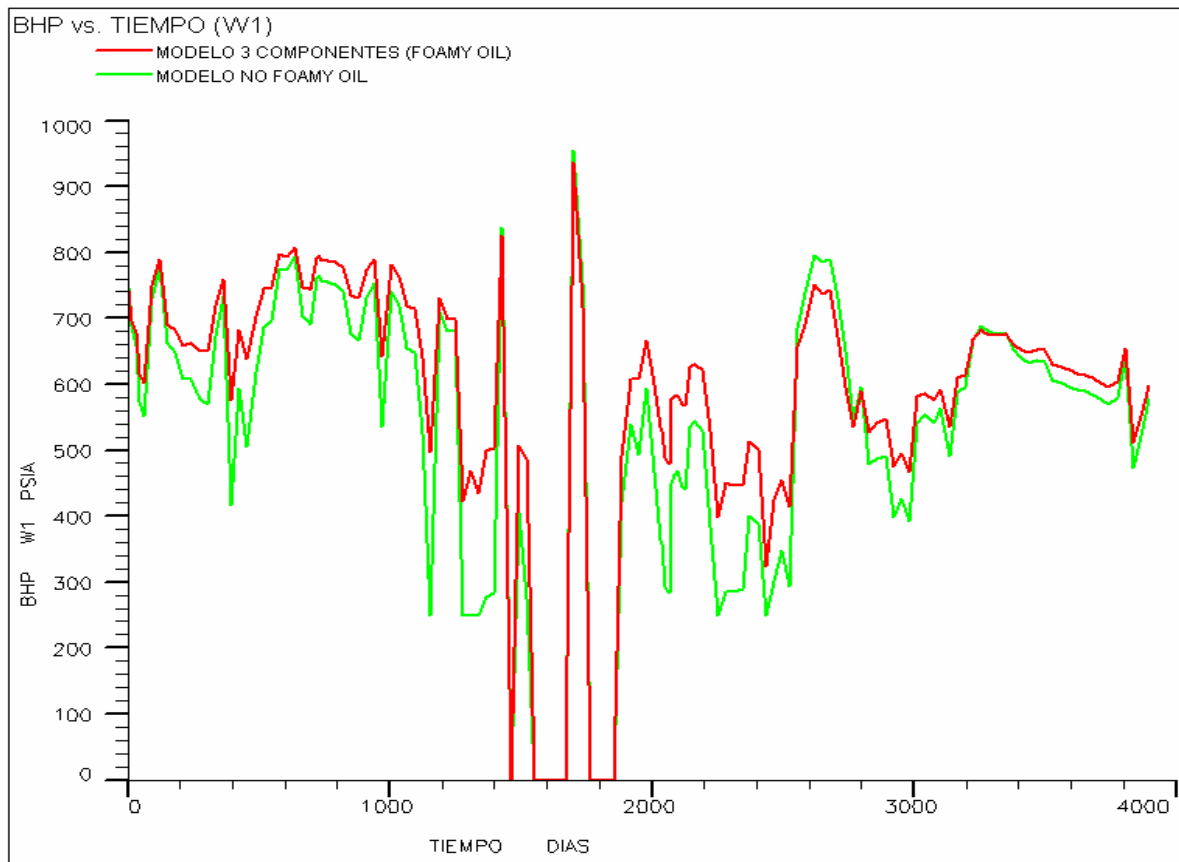


Figura 5.1. Presión de fondo fluyente para el pozo W1.

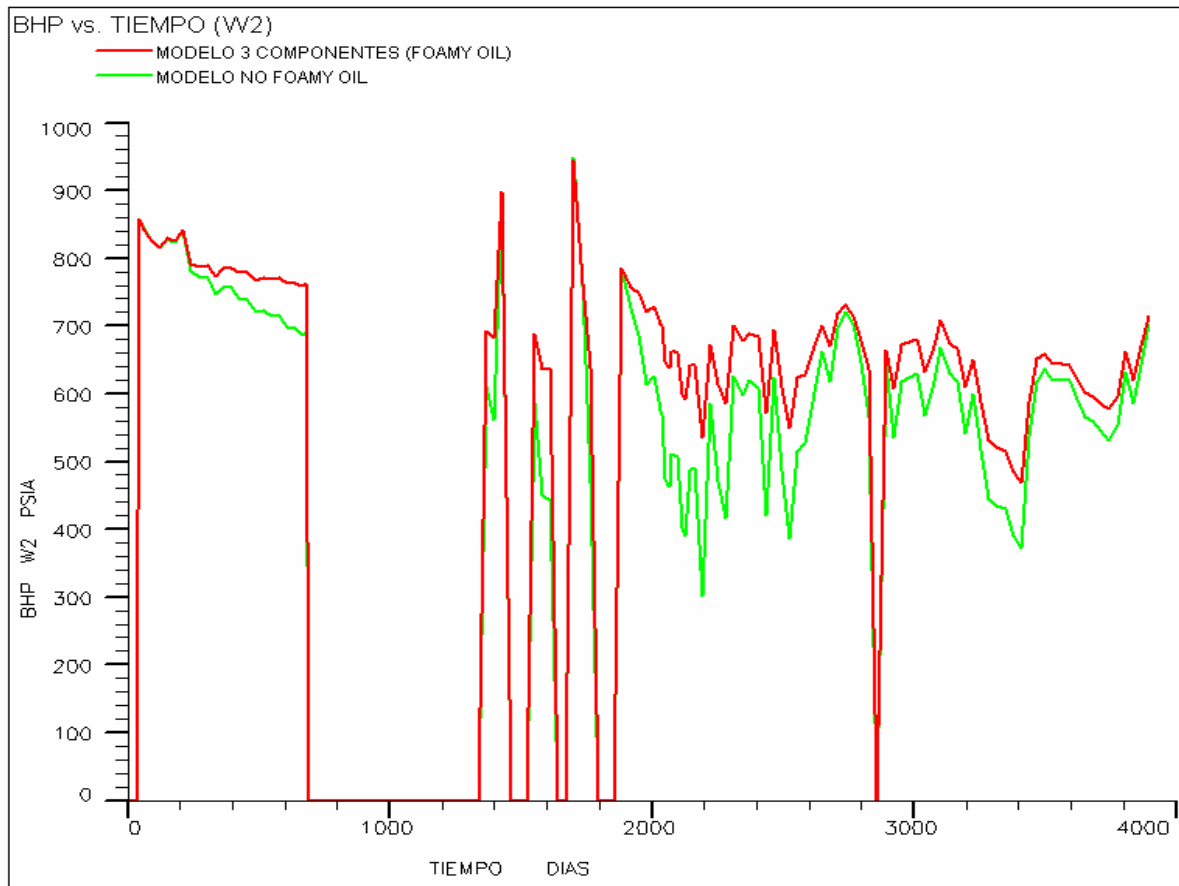


Figura 5.2. Presión de fondo fluyente para el pozo W2.

Basado en los resultados observados en las figuras anteriores, se impuso un BHP de  $450\text{ psia}$  para el pozo W1 y  $550\text{ psia}$  para el pozo W2 (mayores a los mínimos alcanzados por el caso no “foamy oil” para reproducir la historia de producción) con el fin de comprobar que el modelo de “foamy oil” es capaz de generar mayores tasas de producción y por consiguiente mayores recobros que el modelo no “foamy oil” como se muestra en las Figuras 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6, en las cuales, en ciertos momentos de la corrida, el modelo no “foamy oil” se ve obligado a reducir la tasa por debajo de la histórica ya que no le es posible mantenerla con el *BHP* impuesto a diferencia del modelo de “foamy oil”.

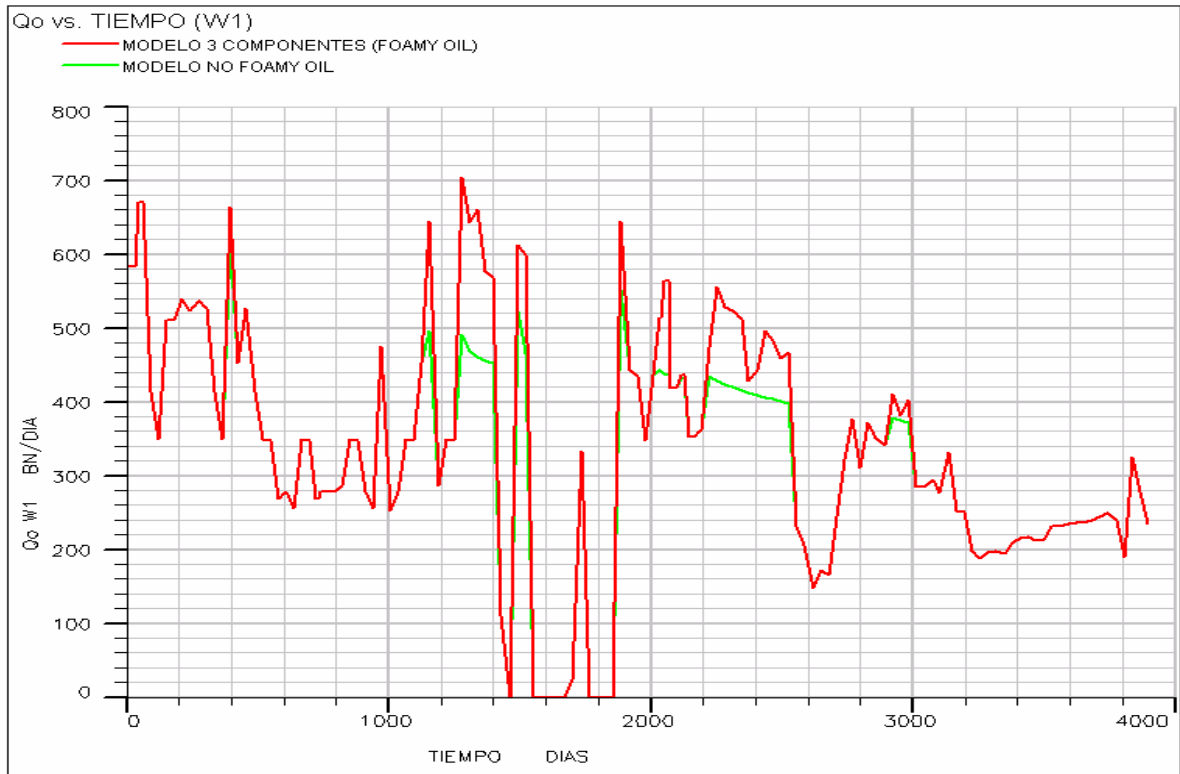


Figura 5.3 Tasa de producción para el pozo W1.

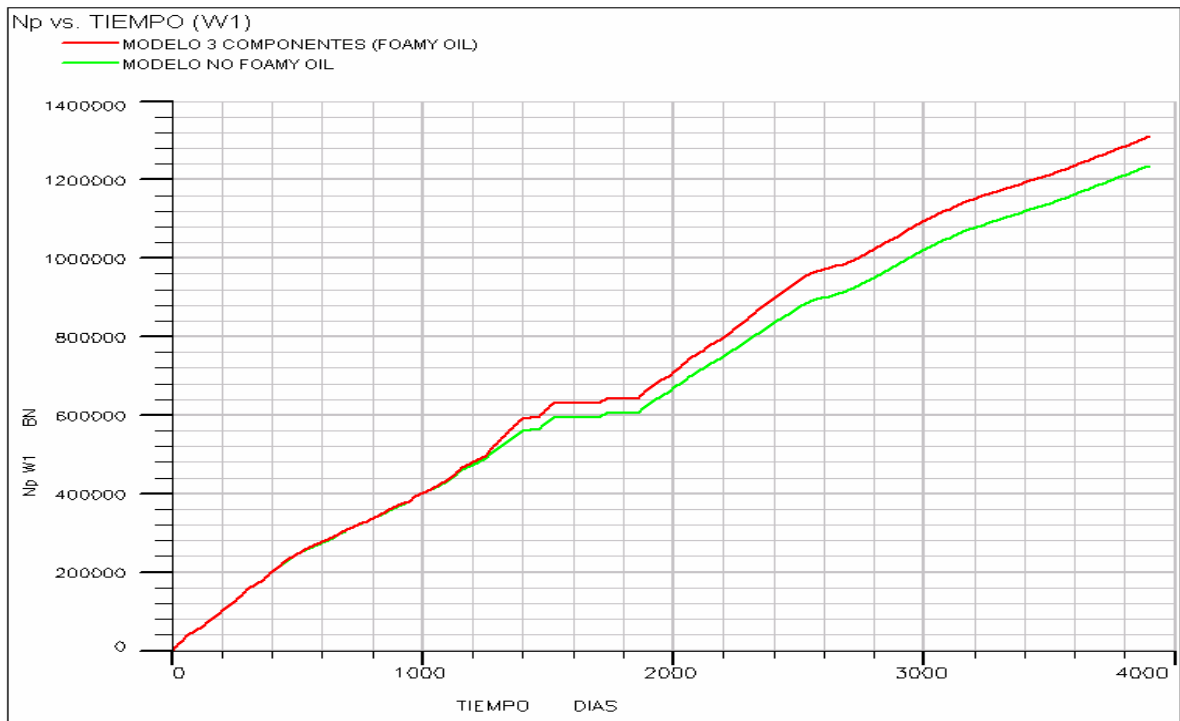


Figura 5.4. Producción acumulada para el pozo W1.

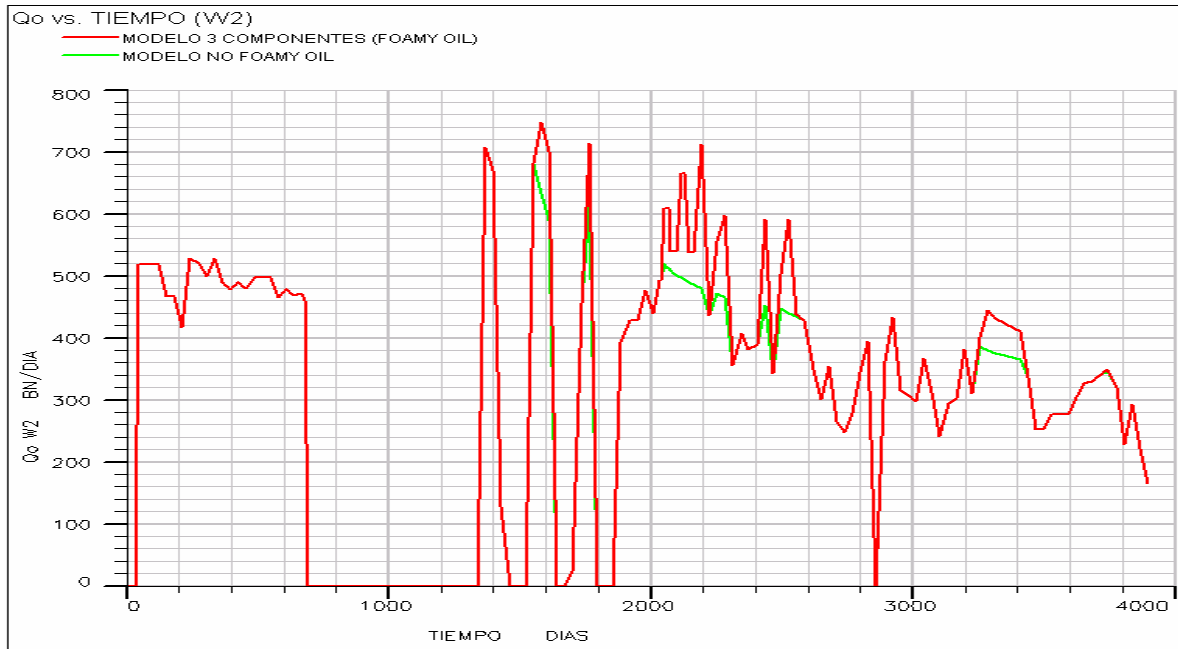


Figura 5.5. Tasa de producción para el pozo W2.

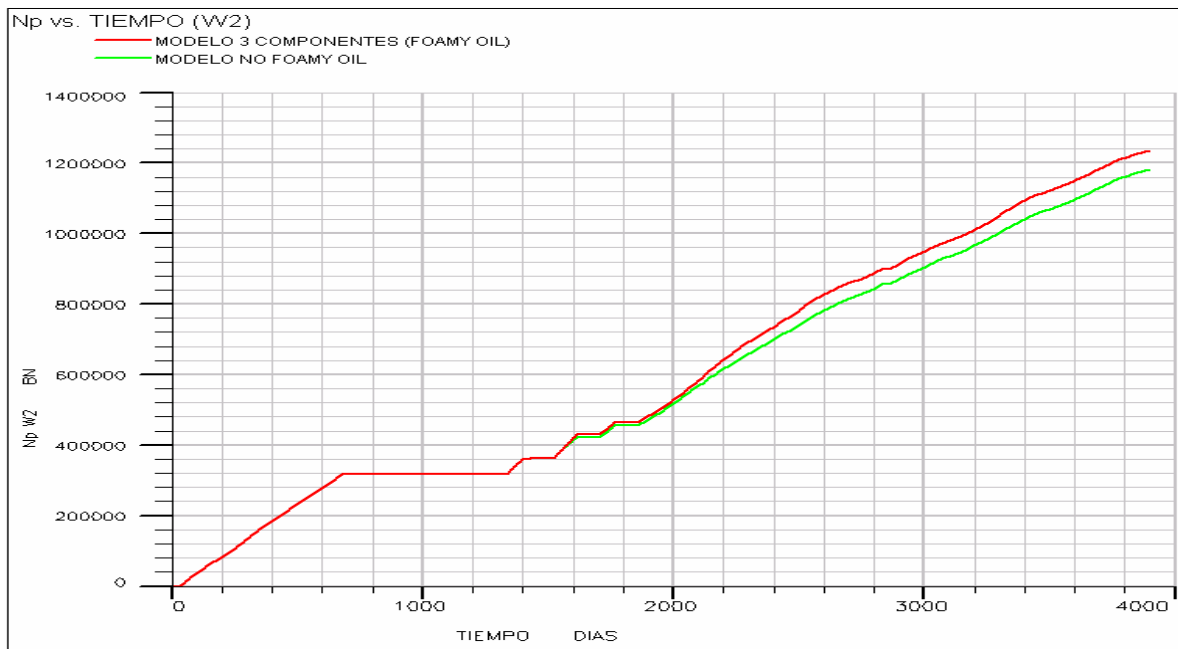


Figura 5.6. Producción acumulada para el pozo W2.

Por otro lado se tiene el comportamiento de la relación gas petróleo, la cual se mantiene siempre más baja en el modelo de “foamy oil” que en el caso no “foamy oil” tal como ocurre cuando se tiene presente este fenómeno (ver Figuras 5.7 y 5.8).

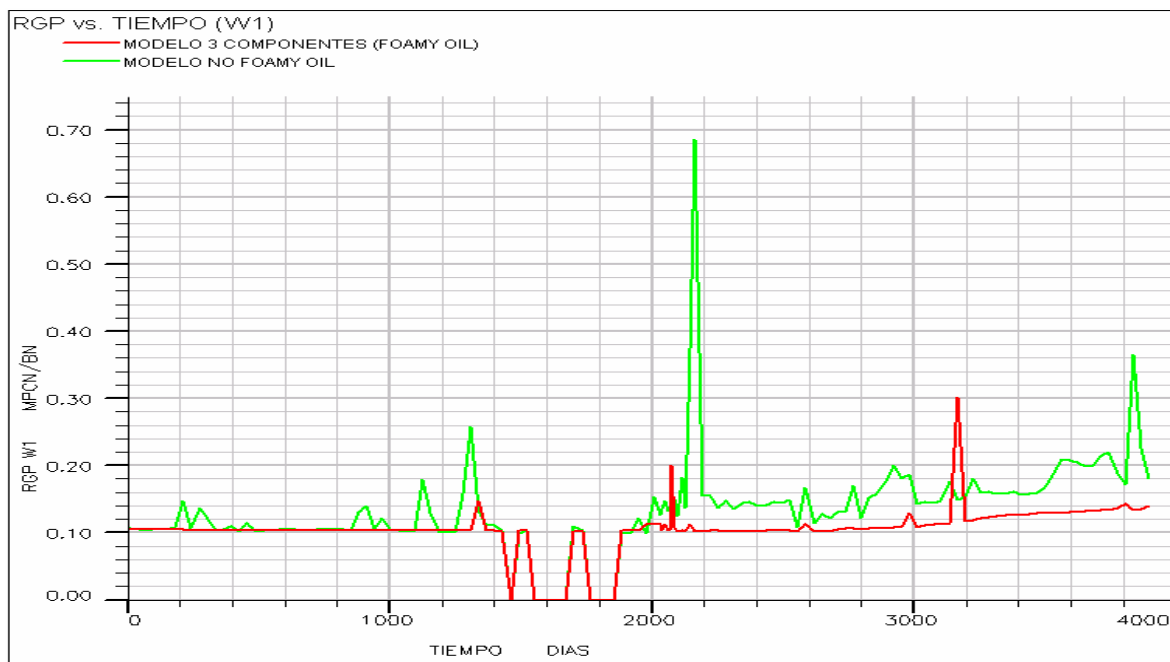


Figura 5.7. Relación gas petróleo para el pozo W1.

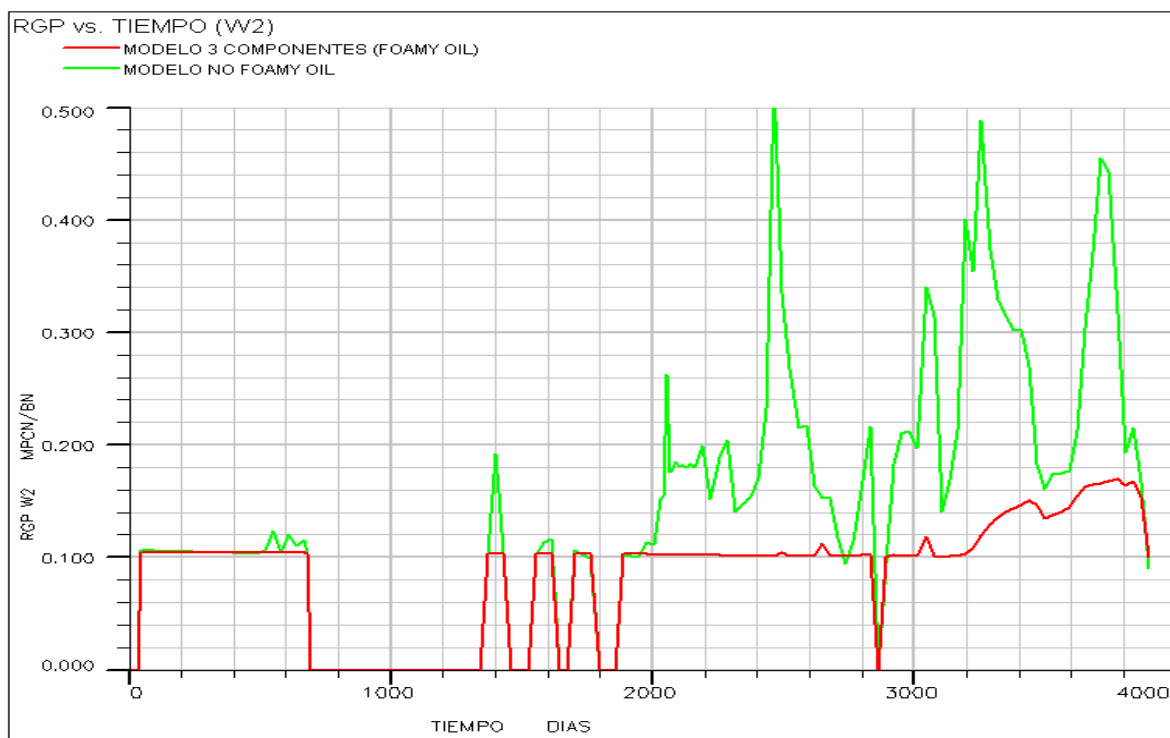


Figura 5.8. Relación gas petróleo para el pozo W2.



## **CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES

1. Los tres modelos de “foamy oil” incluidos en ECLIPSE generan resultados característicos del fenómeno de crudos espumantes, pero el modelo que representa mejor el fenómeno como tal es de tres componentes de gas.
2. El modelo de un componente de gas puede generar resultados muy similares a los modelos de dos y tres componentes con la manipulación de la saturación crítica de gas.
3. El modelo de dos componentes no representa realmente el fenómeno porque el gas disperso y el gas libre fluyen como una sola fase, pero puede generar buenos resultados sobre todo cuando se observa poco agotamiento en la historia de presión del yacimiento.
4. Los resultados de todos los modelos son notablemente influenciados por los valores de las constantes de equilibrio K.
5. La variable más importante a ser manipulada en los modelos de dos y tres componentes para cotejo histórico es la constante de tasa de la reacción que representa la transferencia de gas disperso a gas libre, ya que controla la relación gas petróleo, aunque en el modelo de dos componentes adicionalmente se debe incrementar la viscosidad del gas disperso.
6. Al aumentar la viscosidad del crudo los modelos de uno y tres componentes presentan una reducción en la relación gas petróleo, mientras que el modelo de dos componentes la incrementa.
7. Al imponer tasas bajas el modelo de dos componentes es el primero en disminuir la producción, mientras que al imponer tasas altas, es el modelo de un componente el que disminuye primero la tasa de producción.
8. La fracción de gas en solución inicial puede cambiar las tendencias en la producción acumulada de los modelos de dos y tres componentes. A mayor fracción de gas en solución inicial, el modelo de tres componentes reproduce una producción acumulada mayor, mientras que el de dos

componentes incrementa la producción hasta determinada concentración de gas en solución y a partir de ésta la producción acumulada disminuye.

9. El modelo de tres componentes no presenta cambios en los resultados obtenidos cuando es variada la constante de tasa de la primera reacción. En lugar de esto es mucho más sensible al término de la desviación de equilibrio y por consiguiente a la constante de equilibrio  $K$ .
10. Para una misma constante de tasa el modelo de tres componentes es más estable que el modelo de dos componentes y a medida que es aumentada ambos modelos se hacen más inestables, pero afortunadamente al modelar crudos espumantes se requieren bajos valores para la adecuada representación del fenómeno.
11. Si se colocan valores elevados en la constante de tasa de la reacción que representa la transferencia de gas disperso a gas libre en los modelos de dos y tres componentes, los resultados obtenidos entre un modelo "foamy oil" y un modelo no "foamy oil" son muy similares (por ejemplo un valor de 0.1).

## RECOMENDACIONES

1. La evaluación de los tres modelos debe ser hecha con datos de campo en el cual esté presente el fenómeno de “foamy oil”.
2. Se requiere una excelente caracterización del fluido del yacimiento para obtener el mejor ajuste posible en la correlación de los valores K que son determinantes en la simulación de “foamy oil”.
3. Las constantes de tasa para las reacciones químicas deberían ser halladas por pruebas de laboratorio, pero dada la ausencia de éstas, se deben establecer a través de cotejo histórico.
4. Es conveniente fijar la constante de tasa de la primera reacción química a valores bajos (10000 por ejemplo), para evitar problemas de convergencia en el modelo de tres componentes.
5. La constante de tasa de la reacción del modelo de dos componentes y la constante de tasa de la segunda reacción en el modelo de tres componentes deben ser mantenidas a valores bajos (en la búsqueda de la representación del fenómeno), para hacerlos más estables y evitar grandes saltos en las curvas de las relaciones gas petróleo. Aquí se utilizó 0.0001 para el modelo de dos componentes y 0.001 para el de tres componentes en el caso real.
6. En el caso de tener un modelo muy grande puede ser conveniente definir zonas alrededor del área de drenaje de los pozos que sean simuladas con un modelo “foamy oil” (a través de la opción “Flux Boundary”) y la zona restante, es decir, todo el yacimiento menos las zonas del área de drenaje de los pozos, sea simulada a través de un caso convencional no “foamy oil”, lo cual reduciría el tiempo de la corrida y además sería más real, ya que el fenómeno de crudos espumantes está asociado a la caída de presión en regiones cerca de los pozos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BARBERII, E. (1998). *El Pozo Ilustrado*. Ediciones FONCIED. Primera edición en CD-ROM, Caracas, 671p.
- BROWN, T. (1998) *Química: La ciencia central*. Prentice Hall. Séptima edición. México, 1096p.
- GEILIKMAN, M. (1995). *Dynamic effects of foamy fluid flow in sand production instability*. Paper SPE 30251, 12p.
- KAMP, A. (2001). *Experimental investigation of foamy oil solution gas drive*. Paper SPE 69725, 7p.
- NACCACHE, P. (1997). *A fully-implicit thermal reservoir simulator*. Paper SPE 37985, 7p.
- MAINI, B. (1995). *A proposed dynamic model for foamy oil properties*. Paper SPE 30253, 14p.
- MAINI, B. (1996). *A dynamic model to simulate foamy oil flow in porous media*. Paper SPE 36750, 13p.
- MAINI, B. (2001). *Foamy oil flow*. Paper SPE 68885, 7p.
- MAINI, B. (2003). *Effect of depletion on performance of solution gas drive in heavy oil system*. Paper SPE 81114, 11p.
- MASTMANN, M. (2001). *Predicting foamy oil recovery*. Paper SPE 68860, 14p.

- SAPUTELLI, L. (1998). *Application of a non-equilibrium reaction model for describing horizontal well*. Paper SPE 50414, 6p.
- SCHLUMBERGER (1999). *ECLIPSE 100 User course*. 505p.
- SCHLUMBERGER (2003). *Manual of ECLIPSE 2003A\_1. Technical description*. 1068p.
- SCHLUMBERGER (2003). *Manual of ECLIPSE 2003A\_1. Reference manual*. 2030p.
- TALABI, O. (2003). *Effect of rate and viscosity on gas mobility during solution-gas drive in heavy oils*. Paper SPE 84032, 14p.
- URGELLI, D. (1999). *Investigation of foamy oil effect from laboratory experiments*. Paper SPE 54083, 7p.
- VILLAR, J. (Sin fecha). *Yacimientos V. Curso básico de simulación numérica*. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Guía de estudio, 13p.

---

## GLOSARIO

<b>Coalescencia</b>	El proceso del crecimiento de gotas microscópicas de gas a pequeñas gotas de gas por medio del contacto entre ellas. Si ocurre esto en varias ocasiones, se forma la fase continua de gas.
<b>“Drawdown”</b>	La diferencia entre la presión promedio del yacimiento y la presión de fondo fluyente.
<b>“Evolved gas”</b>	El gas que se genera del gas en solución; parte de él va a formar el gas disperso y otra va a formar directamente la fase de gas libre.
<b>Emulsión</b>	Mezcla en la cual dos sustancias inmiscibles, como el agua y el aceite permanecen unidas entre sí gracias a una tercera sustancia llamada emulsificante.
<b>Micromodelos</b>	Modelos a escala microscópica que permiten obtener grandes datos experimentales.
<b>Nucleación</b>	Proceso por el cual pasan las moléculas de gas para formar las burbujas de gas las cuales se liberaran de la fase petróleo para formar la fase de gas libre.
<b>Número capilar</b>	Representa el efecto relativo entre las fuerzas viscosas y la tensión interfacial que actúan a través de una interfase entre un líquido y un gas, o entre dos líquidos inmiscibles.
<b>Orimulsión</b>	Es un combustible fósil no convencional altamente energético

no explosivo que resulta de combinar 70% de bitumen (hidrocarburo pesado) y 30% de agua con una mezcla especial de surfactantes. La orimulsión es una emulsión estable de bitumen en agua, lo cual en términos sencillos podría decirse que es la suspensión de partículas infinitesimalmente pequeñas de bitumen en agua.

**Permeabilidad** La capacidad, o medida de una capacidad de la roca, de transmitir los fluidos, medidos comúnmente en darcies o millidarcies. La permeabilidad absoluta es la medida de la permeabilidad conducida cuando un solo fluido, o fase, está presente en la roca. La permeabilidad efectiva es la capacidad de fluir o de transmitir preferiblemente un fluido particular a través de una roca cuando otros líquidos inmiscibles están presentes en el yacimiento. Las saturaciones relativas de los fluidos así como la naturaleza del yacimiento afectan la permeabilidad efectiva. La permeabilidad relativa es el cociente de la permeabilidad efectiva de un fluido particular en una saturación particular a la permeabilidad absoluta de ese fluido en la saturación total. Si un solo líquido está presente en una roca, su permeabilidad relativa es 1.

**Petróleo** Mezcla líquida de muchas sustancias, principalmente compuestas de hidrógeno, carbono y oxígeno. El petróleo crudo varía en apariencia desde incoloro hasta completamente negro, tiene una capacidad calorífica entre 18,300 a 19,500 BTU por libra y una gravedad específica entre 0.78 y 1.00 (correspondiente a 50° API y 10° API, respectivamente). De acuerdo a su gravedad se clasifican en:  
Crudo Liviano > 30° API.  
Crudo Medio 22-30°API.



Crudo Pesado < 22° API.

**Porosidad** El porcentaje del volumen del poro o del espacio vacío, o ese volumen dentro de la roca que puede contener los líquidos. La porosidad puede ser una reliquia de la deposición (porosidad primaria, tal como espacio entre los granos que no fueron condensados juntos totalmente) o puede convertirse con la alteración de la roca (porosidad secundaria, por ejemplo cuando los granos del feldespato o los fósiles se disuelven preferencial de las piedras areniscas). La porosidad efectiva es el volumen interconectado del poro en una roca que contribuya al flujo flúido en un yacimiento. Excluye poros aislados. La porosidad total es el espacio vacío total en la roca que contribuye o no al flujo fluido. Así, la porosidad efectiva es normalmente menor que porosidad total.

**Presión capilar** Diferencia de la presión que existe a través de la interfase que separa dos líquidos inmiscibles.

**Punto de pseudo burbujeo** Cuando la presión del yacimiento a la que están sometidos los crudos espumantes cae al punto de burbujeo, el gas en solución no se libera de la fase petróleo por la alta viscosidad del crudo, formando así una especie de espuma, por lo que la presión debe caer aun más hasta llegar al punto donde se libera el gas de la fase petróleo para formar la fase de gas libre, este punto es llamado punto de pseudo burbujeo. En los crudos convencionales el punto de burbujeo y el de pseudo burbujeo son los mismos, por esta razón no se genera la espuma existente en los crudos espumantes.

**“Skin factor”** Factor adimensional calculado para determinar la eficiencia de

la producción en las zonas cercanas al pozo a condiciones reales comparadas con condiciones teóricas o ideales. Un valor positivo del “skin” indica algún daño o influencias que estén deteriorando la producción del pozo. Un valor negativo del “skin” indica un estímulo en la producción del pozo.

**Supersaturación de gas** Saturación de gas a la cual el gas entrampado en el “foamy oil” se libera y forma la fase de gas libre.

**Viscosidad** La resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

**Yacimiento** Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes.

**ABREVIATURAS**

$RGP$	Relación gas petróleo
$POES$	Petróleo original en sitio
$P$	Presión
$T$	Temperatura
$Q_o$	Tasa de petróleo
$BHP$	Presión de fondo fluyente
$N_p$	Producción acumulada de petróleo
$Rr$	Tasa de reacción
$A_r$	Constante de tasa
$x_o$	Fracción molar de petróleo muerto
$x_{gs}$	Fracción molar del gas en solución
$S_g$	Saturación de gas
$S_{gc}$	Saturación de gas crítica
$k_{rg}$	Permeabilidad relativa al gas
$\mu_o$	Viscosidad de petróleo
$BN/DIA$	Barriles normales por día
$BN$	Barriles normales
$MPCN/BN$	Miles de pies cúbicos normales por barriles normales
$MMBN$	Millones de barriles normales por día
$MMPCN$	Millones de pies cúbicos normales
$lb/PCN$	Libras por pies cúbicos normales
$psia$	Libras por pulgadas cuadradas absolutas
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit

## **APÉNDICES**

## Apéndice 1. Archivo data del modelo sintético de tres componentes de gas

```

RUNSPEC =====
FIELD

DIMENS
11 11 4 /

WATER
OIL
GAS

THERMAL

COMPS
4 /

REACTIONS
2 1 1 /

GRID =====

DXV
11*10 / ft
DYV
11*10 / ft
DZV
4*10 / ft
TOPS
121*1500 / ft

PORO
121*0.3 121*0.3 121*0.3 121*0.3 /
PERMX
121*2000.0 121*500.0 121*1000.0 121*2000.0 / mD
PERMY
121*2000.0 121*500.0 121*1000.0 121*2000.0 / = PERMX
PERMZ
121*1000.0 121*250.0 121*500.0 121*1000.0 / = PERMX / 2
THCONR
121*24.0 121*24.0 121*24.0 121*24.0 / Btu/ft/D/F
HEATCR
121*35.0 121*35.0 121*35.0 121*35.0 / Btu/ft3/F

PROPS =====

-- Propiedades roca fluidos

```

SWFN  
 .4500 .0000 0.0  
 .4900 .0003 0.0  
 .5300 .0018 0.0  
 .5700 .0049 0.0  
 .6100 .0101 0.0  
 .6500 .0177 0.0  
 .6900 .0279 0.0  
 .7300 .0410 0.0  
 .7700 .0572 0.0  
 .8100 .0768 0.0  
 .8500 .1000 0.0  
 1.0000 .1000 0.0

/

SGFN  
 .0000 .0000 0.0  
 .0001 .00002 0.0  
 1.0000 .2000 0.0

/

SOF3  
 .0000 .0000 .0000  
 .1000 .0000 .0000  
 .1500 .0000 .0049  
 .1900 .0040 .0160  
 .2300 .0160 .0334  
 .2700 .0360 .0571  
 .3100 .0640 .0871  
 .3500 .1000 .1235  
 .3900 .1440 .1661  
 .4300 .1960 .2151  
 .4700 .2560 .2704  
 .5100 .3240 .3320  
 .5500 .4000 .4000  
 1.0000 .4000 .4000

/

-- Propiedades de los componentes

CNAMES	HEAVY	GAS_SOL	GAS_DISP	GAS_LIBRE	/
CVTYPE	LIVE	DEAD	DEAD	GAS	/
CCTYPE	OIL	OIL	GAS	OIL	/
MW	450	30.07	30.07	30.07	/
KVCR	212	0	0	0	
	1.554E5	170400	170400	170400	
	0	0	0	0	
	4000	3062	3062	3062	
	480	0	0	0	/
TCRIT	1409.67	549.7	549.7	549.7	/
PCRIT	140.	708.2	708.2	708.2	/

CREF	5.0E-5	5.0E-5	5.0E-5	5.0E-5	/
DREF	57.6	39.375	0.7	39.375	/
THERMEX1	3.7E-4	3.7E-4	3.7E-4	3.74E-4	/
ZFACTOR	0.97	0.96	0.96	0.96	/
SPECHA	.55	.55	.55	.55	/
HEATVAP	100.0	0	0	0	/
OILVISCT					
75	106	2.3	2.3	1.0	
100	91	2.0	2.0	1.0	/
GASVISCT					
75	0.0285	1.0	1.0	.0143	
100	0.0297	1.0	1.0	.0149	/

-- Propiedades de superficie

CVTYPES	LIVE	LIVE	LIVE	LIVE	/
CCTYPES	OIL	OIL	OIL	OIL	/
TCRITS	1409.67	549.7	549.7	549.7	/
DREFS	57.6	39.375	39.375	39.375	/
KVCRS	212	0	0	0	
	1.554E5	170400	170400	170400	
	0	0	0	0	
	4000	3062	3062	3062	
	480	0	0	0	/

--

STCOND  
60 14.7 /

PVTW					
-- Pref	Bw	Cw	Vw	Cvw	
-- PSIA	RB/STB	1/PSI	CPOISE	1/PSI	
75.000	1.0	3.E-08	.3	7.E-09	/

ROCK  
75.0 5.0E-04 /

ZMFVD  
1500.0 0.87 0.13 0.00 0.00 /

TEMPVD  
 1300.0 75.0  
 1700.0 75.0 /

-- Reacciones

STOREAC  
 0 1 0 0 0 / 1: GAS\_SOL <-> GAS\_DISP  
 0 0 1 0 0 / 2: GAS\_DISP -> GAS\_LIBRE  
 STOPROD  
 0 0 1 0 0 / 1: GAS\_SOL <-> GAS\_DISP  
 0 0 0 1 0 / 2: GAS\_DISP -> GAS\_LIBRE  
 REACCORD  
 0 0 0 0 0 / 1  
 0 0 1 0 0 / 2

REACRATE  
 1E6 .1 / 1,2

REACENTH  
 0 0 / Calores latentes Btu/lbmol

EQLDREAC  
 -- # TYPE XC YC KV  
 1 1 2 0 1 / 1: Proporcional a X2 - 1/K1

EQLDKVCR  
 0  
 170400  
 0  
 3062  
 0 /

SOLUTION =====

EQUIL  
 -- Ddat Pdat Dwoc Pcoc Dgoc Pcoc It1 It2 Iac Iin  
 1500.0 75.0 1600.0 0.0 1500.0 0.0 1 1 0 1 /

RPTRST  
 PRES TEMP SOIL SWAT /

RPTSOL  
 PRES MLSC ENERGY TEMP SOIL SGAS SWAT /

SUMMARY =====

ALL

FREAC  
 /

FREAT  
 /



PERFORMANCE

RUNSUM

SCHEDULE =====

-- Salida

RPTSCHED

PRES MLSC TEMP SOIL SWAT SGAS XMF YMF /

-- Control numérico

CVCRIT

1\* 15 6\* 2 /

TSCRIT

--initT minT maxT maxInc/Dec targTTE maxTTE TTPT MPPT TSCT MxWT  
 .1 .0001 10.0 1\* 1\* 10 100 1\* 1\* 10.0 0.5

--maxPT maxSC ATPT SACT maxSA TEMT maxTEM

1\* 50 1\* 0.5 1\* 50 500 /

-- Dedinición del pozo

WELSPECS

PROD FIELD 6 6 1\* OIL /

/

COMPDAT

PROD 6 6 1 4 OPEN 1 1\* 0.6 /

/

-- Controles de pozo y time steps

WCONPROD

PROD OPEN BHP 5\* 17 /

/

TSTEP

31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31 /

END

## Apéndice 2. Resultados del modelo de un componente de gas en el caso real

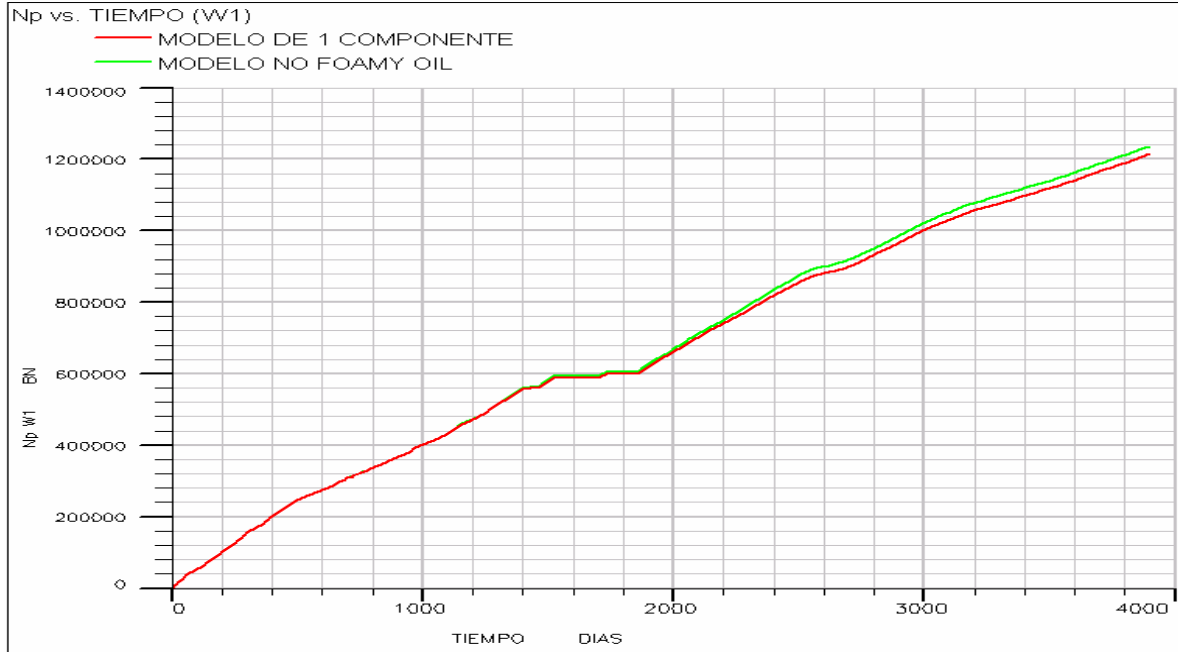


Figura A2.1. Producción acumulada del pozo W1 (modelo real)

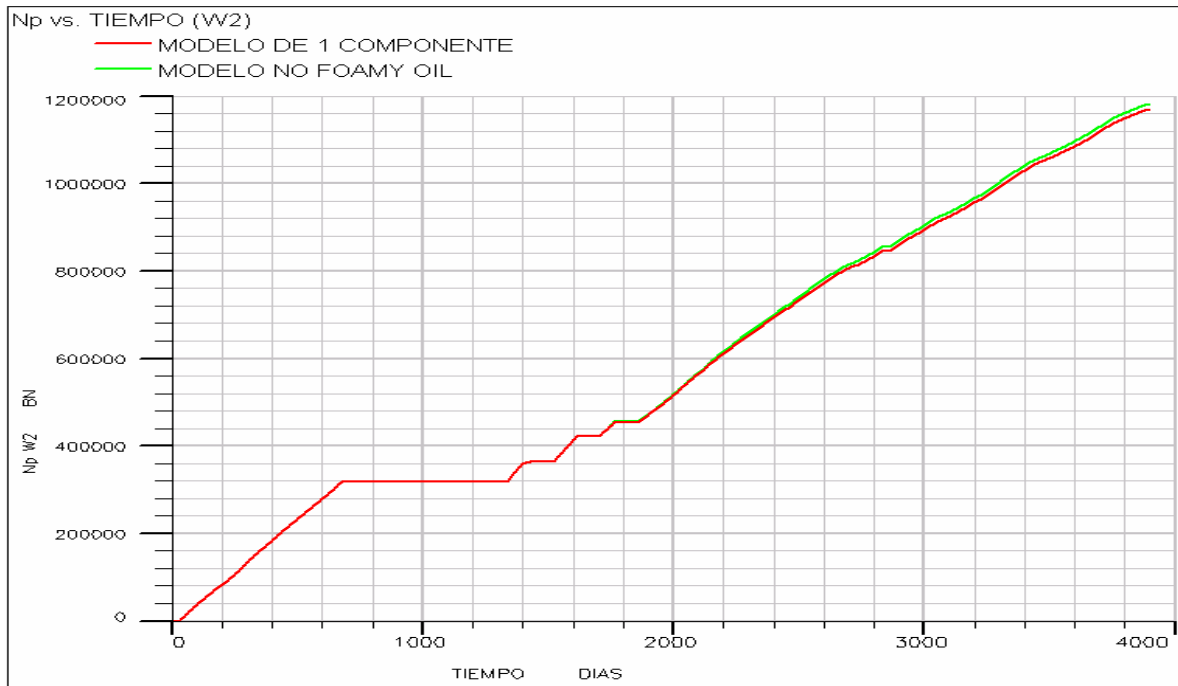


Figura A2.2. Producción acumulada del pozo W2 (modelo real)

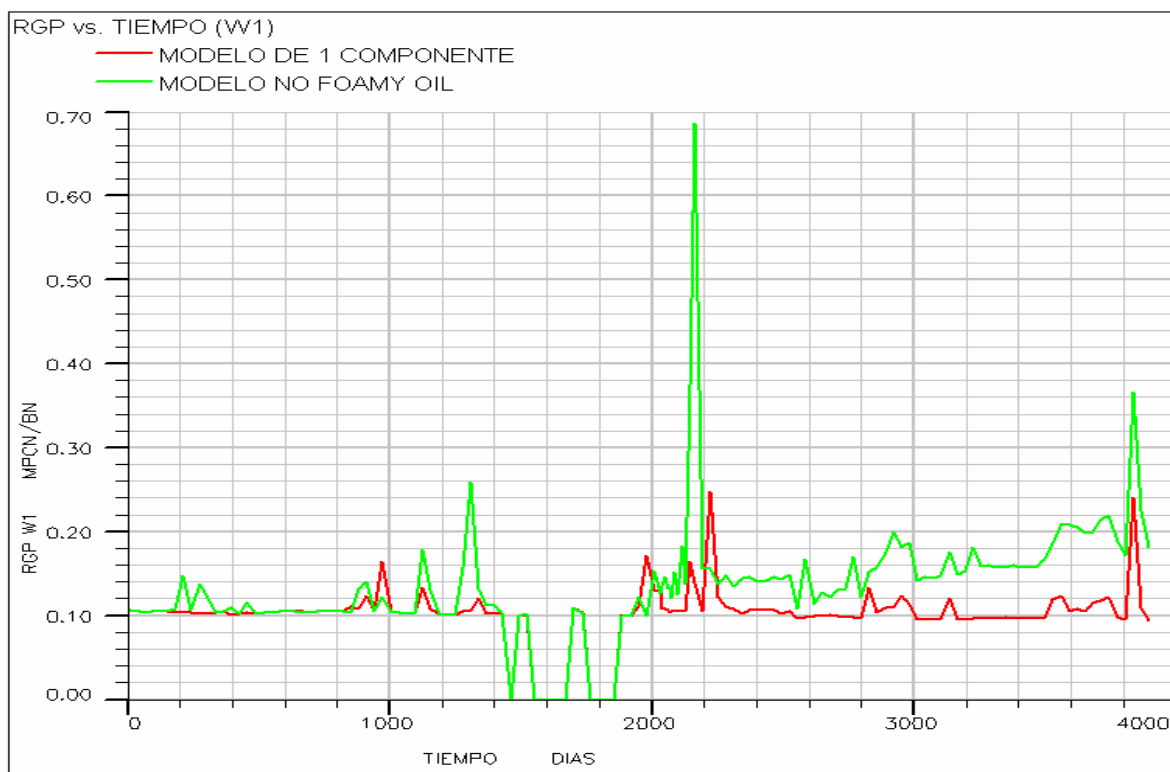


Figura A2.3. Relación Gas Petróleo del pozo W1 (modelo real)

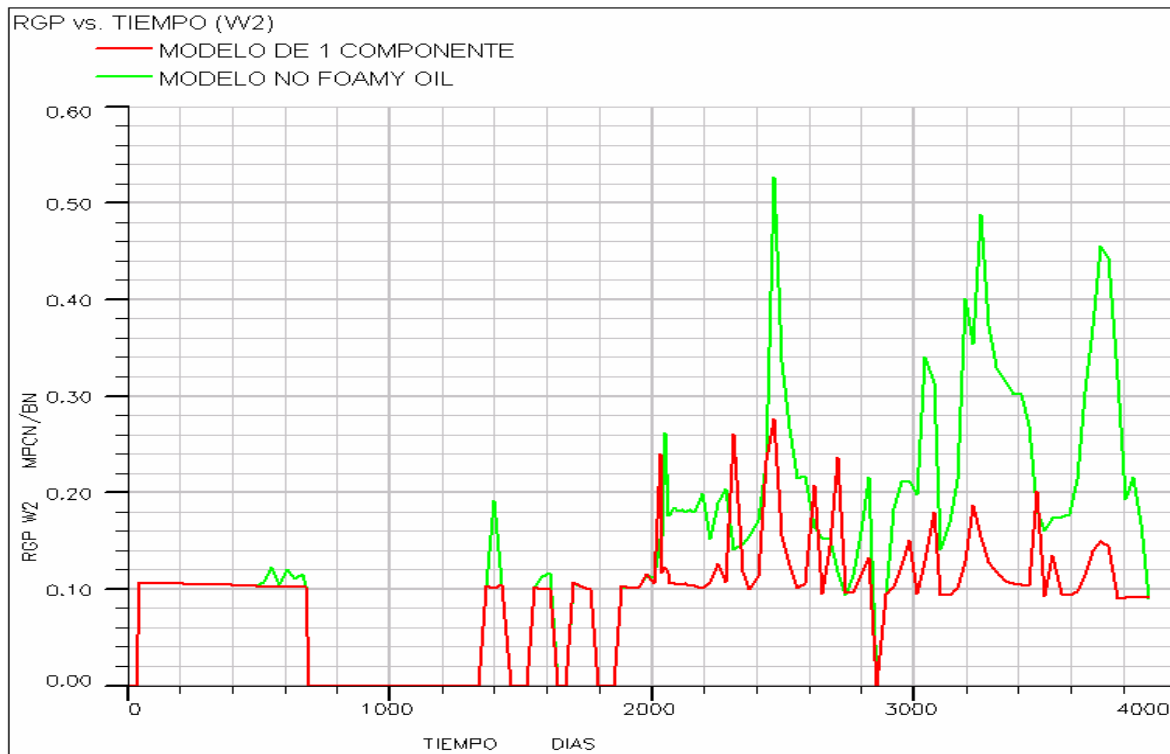
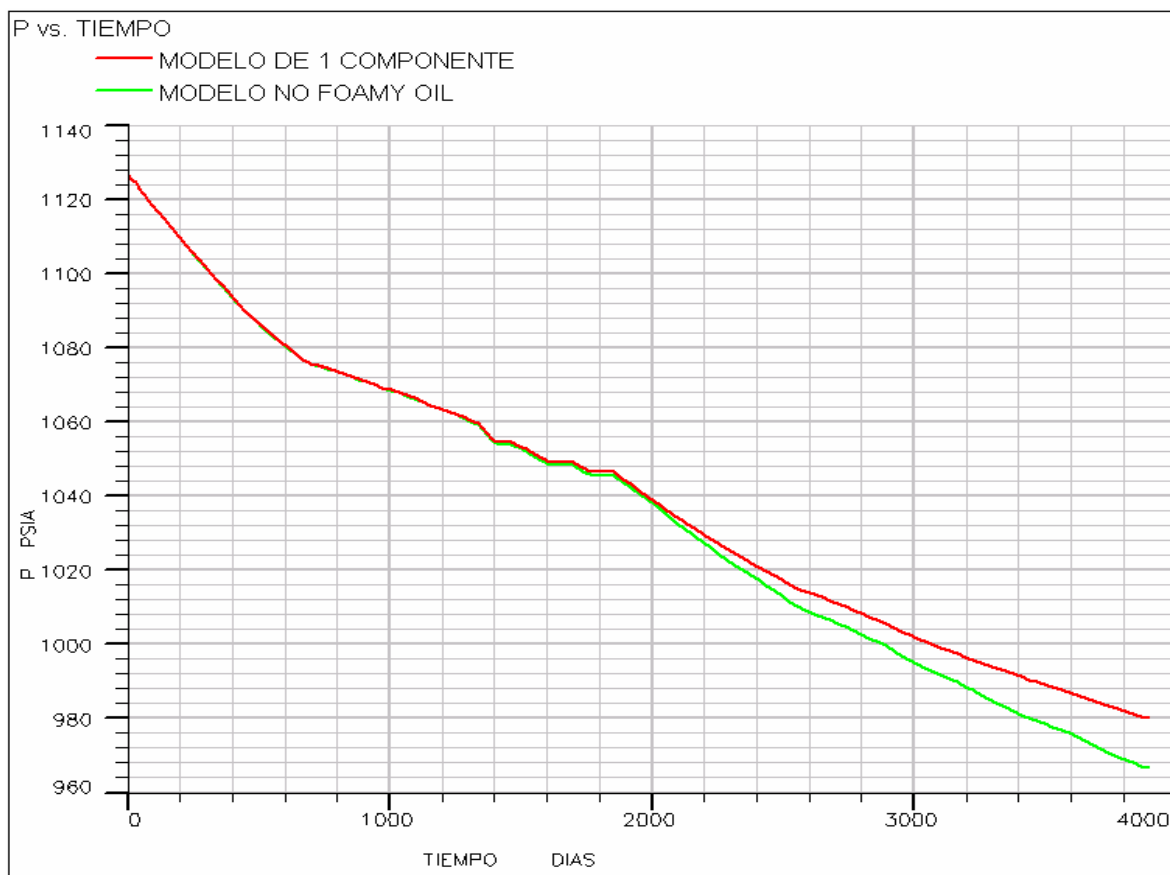


Figura A2.4. Relación Gas Petróleo del pozo W2 (modelo real)



**Figura A2.5. Presión promedio de todas las celdas (modelo real)**

### Apéndice 3. Resultados del modelo de dos componentes de gas en el caso real

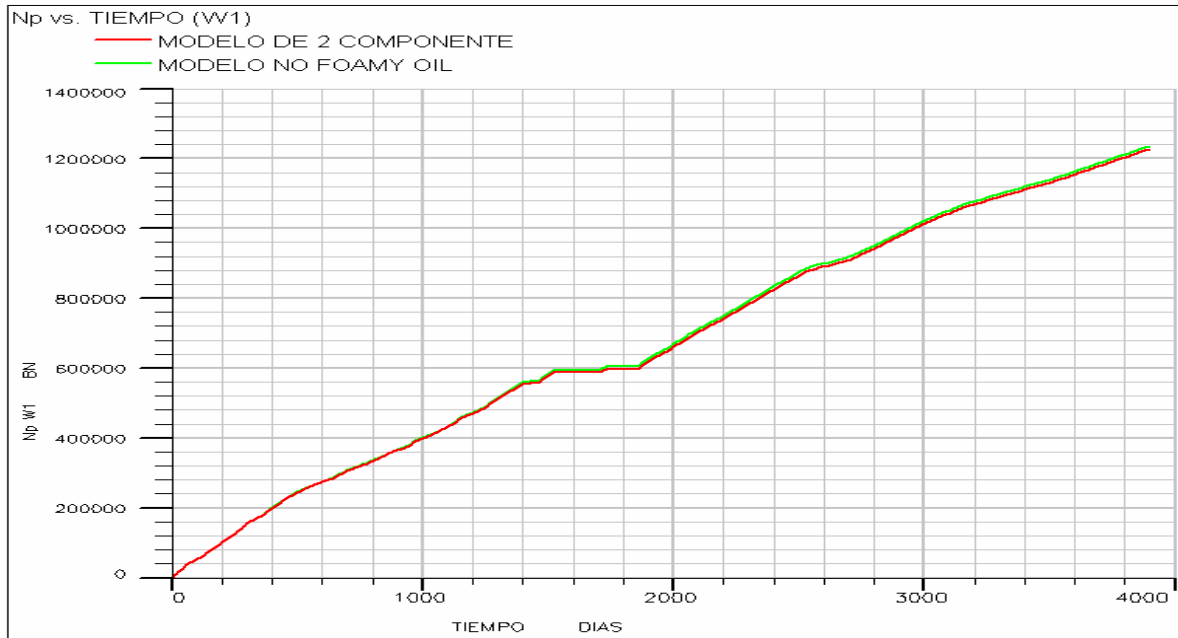


Figura A3.1. Producción acumulada del pozo W1 (modelo real)

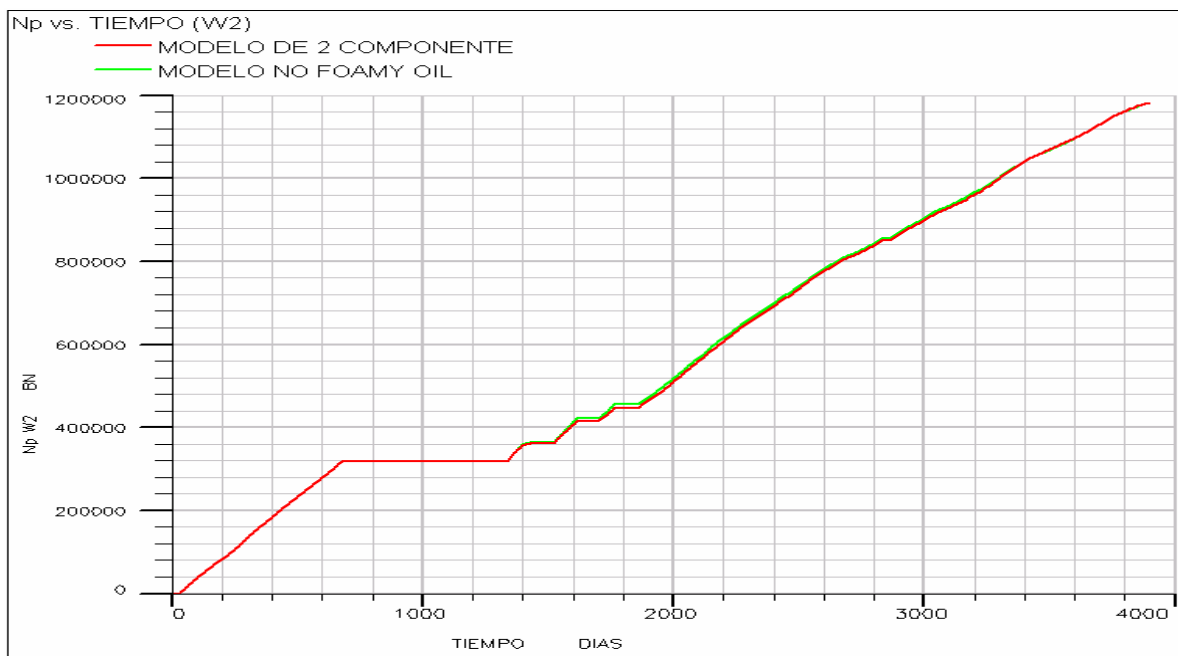


Figura A3.2. Producción acumulada del pozo W2 (modelo real)

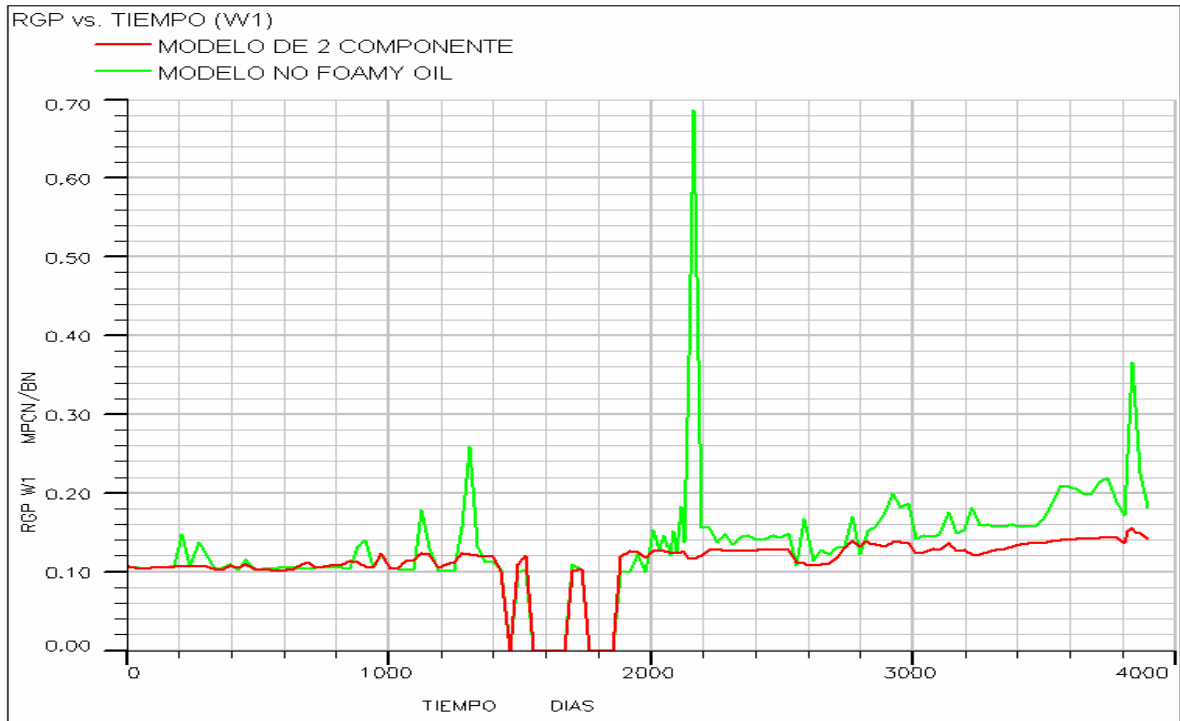


Figura A3.3. Relación Gas Petróleo del pozo W1 (modelo real)

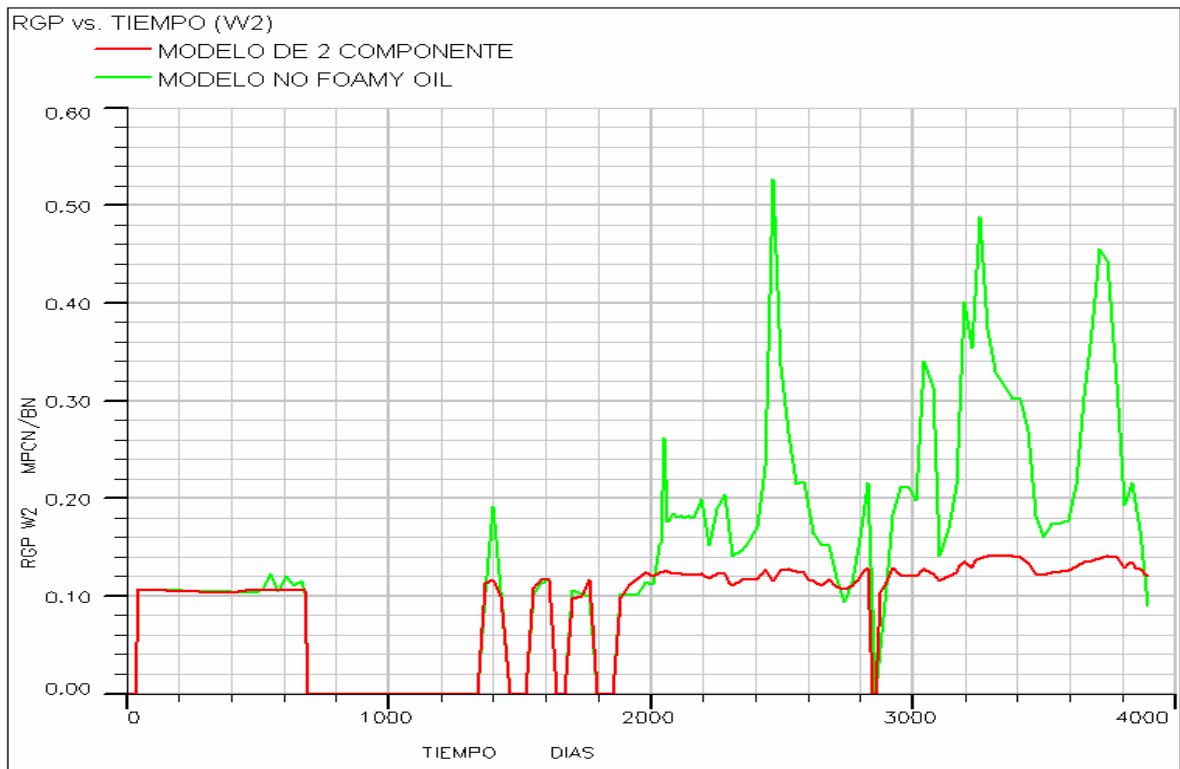


Figura A3.4. Relación Gas Petróleo del pozo W2 (modelo real)

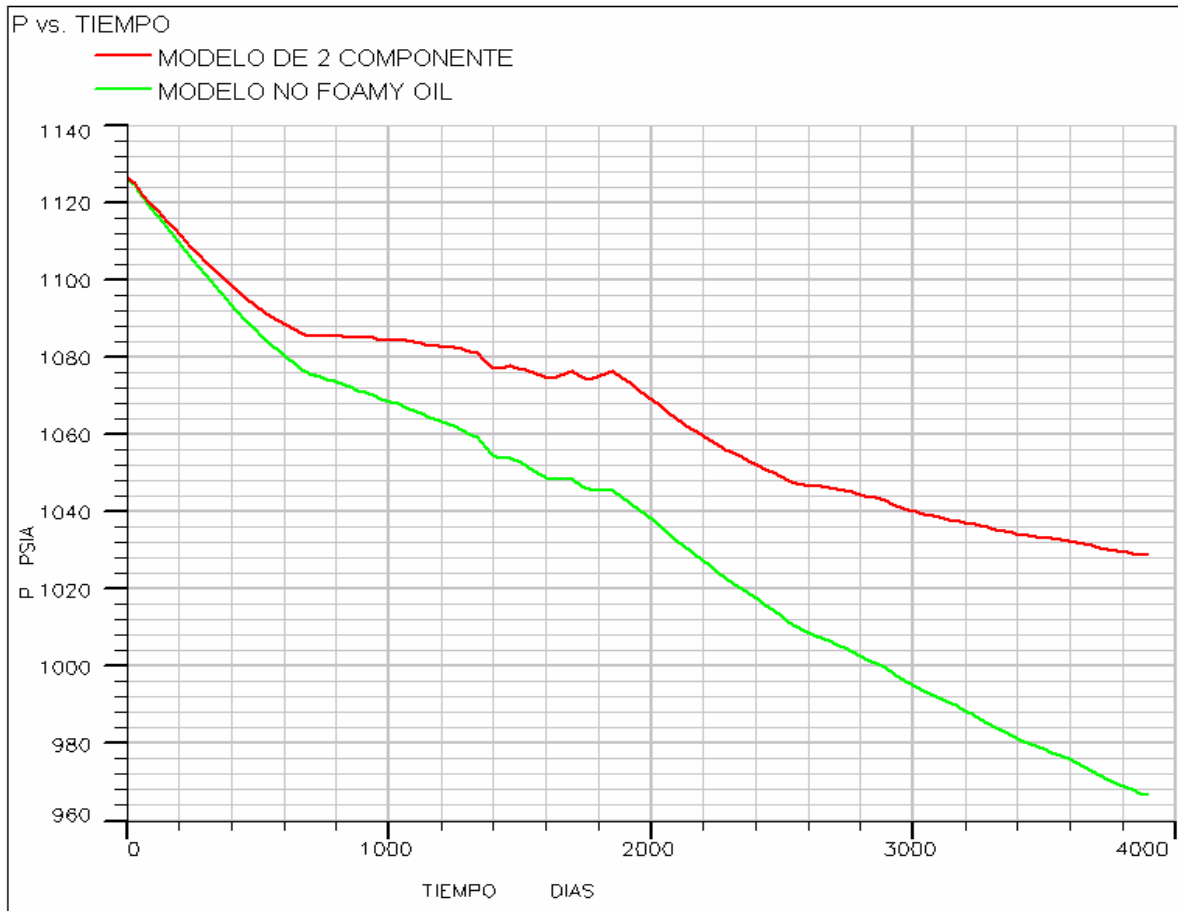


Figura A3.5. Presión promedio de todas las celdas (modelo real)